

Geschäftsbericht 2013

E.ON-Konzern in Zahlen

in Mio €	2013	2012	+/- %
Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung (in MW)	61.090	67.622	-10
- davon Erneuerbare Energien (in MW)	10.885	10.171	+7
Voll konsolidierte Kraftwerksleistung (in MW)	62.809	70.209	-11
- davon Erneuerbare Energien (in MW)	10.414	10.025	+4
Eigene Stromerzeugung (in Mrd kWh)	245,2	263,1	-7
- davon aus Erneuerbaren Energien	30,8	30,2	+2
CO ₂ -Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung (in Mio t)	114,3	125,8	-9
Spezifische CO ₂ -Emissionen (in t CO ₂ /MWh)	0,45	0,46	-2
Stromabsatz (in Mrd kWh)	704,4	740,9	-5
Gasabsatz (in Mrd kWh)	1.091,7	1.162,1	-6
Umsatz	122.450	132.093	-7
EBITDA ¹⁾	9.315	10.771	-14
EBIT ¹⁾	5.681	7.012	-19
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	2.510	2.613	-4
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	2.142	2.189	-2
Nachhaltiger Konzernüberschuss ¹⁾	2.243	4.170	-46
Investitionen	8.086	6.997	+16
Ausgaben für Technologie und Innovation (einschließlich Software)	130	161	-19
Operativer Cashflow ²⁾	6.375	8.808	-28
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31.12.)	31.991	35.845	-11
Debt Factor ⁴⁾	3,4	3,3	+0,1 ³⁾
Eigenkapital	36.385	38.820	-6
Bilanzsumme	130.725	140.426	-7
ROACE (in %)	9,2	11,1	-1,9 ⁵⁾
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	7,5	7,7	-0,2 ⁵⁾
Kapitalkosten nach Steuern (in %)	5,5	5,6	-0,1 ⁵⁾
Value Added	1.066	2.139	-50
Mitarbeiter (31.12.)	62.239	72.083	-14
- Anteil Frauen (in %)	28,6	28,4	+0,2 ⁵⁾
- Anteil Frauen in Führungspositionen (in %)	14,0	12,9	+1,1 ⁵⁾
- Durchschnittliche Fluktuationsrate (in %)	3,5	3,6	-0,1 ⁵⁾
- Durchschnittsalter der Mitarbeiter	43	42	+1 ³⁾
- TRIF (E.ON-Mitarbeiter)	2,6	2,6	-
Ergebnis je Aktie ^{6), 7)} (in €)	1,12	1,15	-3
Eigenkapital je Aktie ^{6), 7)} (in €)	17,54	18,33	-4
Dividende je Aktie ⁸⁾ (in €)	0,60	1,10	-45
Dividendensumme	1.145	2.097	-45
Marktkapitalisierung ⁷⁾ (in Mrd €)	25,6	26,9	-5

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Glossar)

2) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

3) Veränderung in absoluten Werten

4) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und EBITDA

5) Veränderung in Prozentpunkten

6) Anteil der Gesellschafter der E.ON SE

7) auf Basis ausstehender Aktien

8) für das jeweilige Geschäftsjahr, Vorschlag für 2013

2 Brief des Vorstandsvorsitzenden

4 Bericht des Aufsichtsrats

10 E.ON-Aktie

12 Strategie und Ziele

18 Zusammengefasster Lagebericht

- 18 Grundlagen des Konzerns
 - 18 Geschäftsmodell
 - 20 Steuerungssystem
 - 21 Technologie und Innovation
- 24 Wirtschaftsbericht
 - 24 Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen
 - 30 Geschäftsverlauf
 - 35 Ertragslage
 - 43 Finanzlage
 - 47 Vermögenslage
 - 48 Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE
 - 49 Finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren
 - 49 - Wertmanagement
 - 50 - Corporate Sustainability
 - 52 - Mitarbeiter
- 56 Nachtragsbericht
- 56 Prognosebericht
- 60 Risikobericht
- 69 Chancenbericht
- 70 Internes Kontrollsystem zum Rechnungslegungsprozess
- 72 Übernahmerelevante Angaben
- 75 Corporate-Governance-Bericht
 - 75 Erklärung zur Unternehmensführung
- 81 Vergütungsbericht
- 93 Versicherung der gesetzlichen Vertreter

94 Konzernabschluss

- 94 Bestätigungsvermerk
- 96 Gewinn- und Verlustrechnung
- 97 Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
- 98 Bilanz
- 100 Kapitalflussrechnung
- 102 Entwicklung des Konzerneigenkapitals
- 104 Anhang

208 Organe

- 208 Aufsichtsratsmitglieder
- 210 Vorstandsmitglieder

211 Tabellen und Erläuterungen

- 211 Erläuternder Bericht des Vorstands
- 212 Mehrjahresübersicht/Kapazitäten/Energiemengen
- 216 Finanzglossar
- 221 Finanzkalender

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

auch im Jahr 2013 mussten wir wieder in schwierigem Fahrwasser manövrieren. Obwohl wir das Geschäftsjahr mit einem Ergebnis im Rahmen der Erwartungen abschließen konnten, spiegeln sich darin dennoch erhebliche Belastungen durch unser wirtschaftliches und regulatorisches Umfeld wider. Unser EBITDA ist gegenüber dem Vorjahr um 14 Prozent auf nun 9,3 Mrd € gesunken. Es liegt innerhalb der von uns erwarteten Bandbreite, ebenso wie der nachhaltige Konzernüberschuss in Höhe von 2,2 Mrd €. Das nachhaltige Ergebnis je Aktie beträgt somit rund 1,18 €. Auf dieser Basis werden wir der Hauptversammlung im April vorschlagen, eine Dividende in Höhe von 0,60 € zu zahlen. Dies entspricht einer Ausschüttungsquote von 51 Prozent, bezogen auf den nachhaltigen Konzernüberschuss, die damit ebenfalls im Rahmen der bereits seit Langem kommunizierten Bandbreite liegt.

Richten wir den Blick nach vorne, müssen wir nüchtern feststellen, dass es wenig Anzeichen dafür gibt, dass sich das Marktumfeld schnell und spürbar verbessern wird. Wir haben schon früh klar erkannt, dass das Ausmaß der anhaltenden Marktverwerfungen nicht von heute auf morgen auszugleichen sein würde. Deshalb haben wir bereits 2011 unser Programm E.ON 2.0 gestartet, mit dem wir nachhaltig und konzernweit unsere Kosten senken und unsere Effizienz spürbar verbessern. Ich bin sehr zufrieden, Ihnen berichten zu können, dass E.ON 2.0 voll im Plan liegt. Ende 2014 werden wir alle wesentlichen Maßnahmen angestoßen und zum großen Teil bereits umgesetzt haben. Unser Ziel, die beeinflussbaren Kosten bis spätestens 2015 auf jetzt 8,2 Mrd € zu senken, werden wir erreichen. Die Mitarbeiterzahl bei E.ON wurde dabei bis Ende 2013 um 7.700 Beschäftigte reduziert. Grundlage hierfür waren umfangreiche, mit den Gewerkschaften und Betriebsräten verabredete Maßnahmen zur sozialen Flankierung des Personalabbaus. Unser Fokus richtet sich jetzt zunehmend darauf, dass wir die vielfältigen Anstöße aus dem Programm nutzen, um eine nachhaltige Performance-Kultur zur kontinuierlichen Verbesserung unserer Kostenstrukturen zu schaffen. Wir sind auch hier auf einem guten Weg und haben zwischenzeitlich weitere Kostensenkungspotenziale über das E.ON 2.0 Programm hinaus identifiziert.

Marktverwerfungen und politische Eingriffe treffen insbesondere unsere konventionelle Erzeugung in Europa schwer. Im Jahr 2013 stand daher die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit in diesem Teil unseres operativen Geschäfts ganz oben auf unserer Agenda. An allererster Stelle muss es darum gehen, unseren unternehmerischen Spielraum auch in diesem Bereich aufrechtzuerhalten. Zu diesem Zweck überprüfen wir laufend und äußerst kritisch die Rentabilität jeder einzelnen Anlage. Im Ergebnis haben wir bisher die Stilllegung von fast 13 GW Kapazität beschlossen. Dies entspricht mehr als einem Viertel unserer gesamten konventionellen Flotte in Europa. Wir geraten aber zunehmend in eine Schieflage, wenn wir Kraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen vom Netz nehmen müssen, die für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit eigentlich dringend benötigt werden. Für einzelne Kraftwerke konnten wir mit dem jeweiligen Netzbetreiber Lösungen finden, die einstweilen die Versorgungssicherheit sicherstellen und eine wirtschaftliche Bereitstellung dieser Leistung zulassen. Weitere Maßnahmen, faire Regeln und Anreize für den Bau neuer Anlagen, wie sie in der Politik diskutiert werden, sind aber zwingend erforderlich. Leistung und auch das Vorhalten von Leistung für die Versorgungssicherheit müssen sich wieder lohnen! Auf Europäischer Ebene habe ich gemeinsam mit den Kollegen anderer internationaler Unternehmen auf eine schnelle und umfassende Reform der Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung gedrängt, vor allem auf die Einführung eines Kapazitätsmechanismus und die Reform des Europäischen Emissionshandels. Das nun beschlossene Backloading ist ein erster Schritt in die richtige Richtung.

Neben den zahlreichen operativen Anstrengungen haben wir auch unser Portfolio weiter optimiert. Rund 20 Mrd € haben wir inzwischen aus der Veräußerung von nicht mehr strategischen Beteiligungen Erlöst und damit das ursprüngliche Ziel von 15 Mrd € weit übertroffen. Unsere erfolgreichen Desinvestitionen verschaffen uns dabei nicht nur finanziellen Spielraum, sondern erlauben uns auch eine stärkere Fokussierung auf die Herausforderungen und Chancen in unseren Kerngeschäften. Trotz all dieser Anstrengungen wissen wir, dass wir auch in den nächsten Jahren aus unserem laufenden Geschäft nur begrenzte Mittel für neue Investitionen erwirtschaften können. Gegenüber 2013 werden wir in den Folgejahren daher zu einer sehr deutlichen Reduktion unserer Investitionen kommen. Neben den notwendigen Investitionen für Instandhaltung und Netze setzen wir dabei insbesondere auf den Ausbau von Wachstumsgeschäften wie erneuerbaren und dezentralen Energielösungen.

Bei den Erneuerbaren Energien gehören wir bereits heute mit mehr als 5 GW installierter Wind- und Solarenergieleistung zu den weltweit führenden Unternehmen. Erneuerbare Energien sind jedoch nicht nur hinsichtlich ihrer Kapazität ein starker Pfeiler unserer Erzeugung. Nach nur sieben Jahren konzentrierten Aufbaus sind sie vor allem auch eine Stütze unseres Ergebnisses. Unser industrieller Ansatz von der Entwicklung bis zur Wartung macht unsere Windflotte zu einer der zuverlässigsten und ertragsstärksten im Markt. Mit der Einweihung der Offshore-Kraftwerke London Array und Kårhøvn – „on time“ und „on budget“ – ist unsere Flotte 2013 noch leistungsfähiger geworden. Sie wird mit Amrumbank West, derzeit im Bau, auch in

Deutschland einen zuverlässigen Beitrag zur Energiewende leisten. Unsere operative Exzellenz erlaubt es uns, auch bei der Kapitalbeschaffung erfolgreich neue Wege zu gehen. So konnten wir mit Pension Danmark und dem dänischen Energieversorger SEAS-NVE Investoren finden, die sich an Windparks in den USA beziehungsweise am Offshore-Windpark Rødsand 2 beteiligt haben und dabei weiter auf die Betriebsführerschaft von E.ON setzen. Diese Form der Kapitalrotation erlaubt es uns, investiertes Kapital schneller wieder freizusetzen und in unsere hervorragende Projektpipeline zu reinvestieren. So können wir zusätzlichen Wert durch die Realisierung weiterer Projekte aus unserer Windkraft- und Solarpipeline generieren.

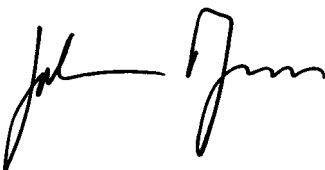
Neue Perspektiven für E.ON werden sich in Zukunft noch viel stärker aus dem Ausbau unseres kundennahen Geschäfts ergeben. Bei dezentralen Energielösungen und Energieeffizienz-Dienstleistungen möchten wir ein Treiber des Umbaus der Energiesysteme sein. Wir sind uns bewusst, dass unser Unternehmen in dieser Rolle von Außenstehenden noch nicht ausreichend wahrgenommen wird. Doch schon jetzt haben wir 6.000 dezentrale Energieanlagen installiert, davon allein 4.000 in Deutschland. Allein im deutschen Markt kommt bereits heute nahezu 1 Mrd € Umsatz aus diesem Geschäft. Dezentrale Energielösungen und Energieeffizienz-Dienstleistungen gehören neben der Erzeugung aus Erneuerbaren und neben der weiteren Internationalisierung des Geschäfts zu E.ONs strategischen Wachstumsfeldern. Unser Anspruch dabei ist hoch: Wie zuvor beim erfolgreichen Aufbau unserer Erneuerbaren Energien wollen wir diese Geschäfte zügig zu einer wichtigen Stütze unseres Ergebnisses machen. Aus eigener Kraft, in Zusammenarbeit mit unseren Kunden, und wo sinnvoll, auch mit Partnern werden wir die Marktchancen sich ändernder Energiemärkte in Zukunft noch viel stärker nutzen. Die Zusammenlegung des schon lange betriebenen Geschäfts industrieller Kraft-Wärme-Kopplung mit dem neu aufgebauten Bereich dezentrale Energielösungen stößt in diese Richtung. Zusätzlich treiben wir den Aufbau neuer Kompetenzen im Bereich datenbasierter Effizienzberatung gezielt voran. Und auch unser deutsches Vertriebsgeschäft wird jetzt klarer auf die Bedürfnisse unserer Kunden zugeschnitten. Unseren Kunden können wir auf diese Weise integrierte Konzepte für die gesamte Palette moderner Energielösungen anbieten.

Schließlich bauen wir konsequent neue Geschäfte außerhalb unserer bisherigen Märkte auf. Die neuen Geschäfte tragen teilweise bereits Früchte, wie in Russland. Im nachhaltig wachsenden Energiemarkt Türkei haben wir uns 2013 eine sehr starke Marktposition erarbeitet. Enerjisa, unser Joint Venture mit Sabanci, hat in diesem Jahr viel erreicht und unter anderem den größten Onshore-Windpark der Türkei in Betrieb genommen sowie im Rahmen der Privatisierung der türkischen Stromnetze den Zugang zu nun insgesamt neun Millionen Kunden sichergestellt. In Brasilien bringen wir unser Know-how und unsere Erfahrungen bei der Umsetzung der Neubauprojekte von ENEVA ein. Jüngster Erfolg ist die Inbetriebnahme des Kraftwerks Parnaíba 3.

Trotz der Vielzahl operativer Erfolge in unseren außereuropäischen Märkten war das Jahr 2013 nicht frei von Rückschlägen. Risiken ergaben sich aus den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die sich für Russland, Brasilien und die Türkei insbesondere in den letzten Monaten eingetrübt und bereits zu einem deutlichen Rückgang der Währungen geführt haben. In Brasilien bleibt die Situation angespannt, hier waren wir stärker als erwartet bei der finanziellen Stabilisierung von ENEVA gefordert. Wir konzentrieren uns auf die Dinge, die wir beeinflussen können. Von den langfristigen Wachstumsmöglichkeiten unseres Engagements sind wir überzeugt.

Meine Damen und Herren, wir als Vorstand wissen, dass noch viel zu tun ist, um E.ON konsequent und aktiv auf die sich rasch verändernden Marktgegebenheiten einzustellen. Wir richten uns noch stärker an unseren Kunden aus, entwickeln neue Geschäftsmodelle und erschließen neue Märkte. Wir sind uns bewusst, dass dieser Weg auch für Sie nicht einfach ist. Nicht alle unsere Anstrengungen können kurzfristig zu besseren Ergebnissen führen, einschneidende Veränderungen werden auch in Zukunft mit Rückschlägen einhergehen. Ich bin jedoch zuversichtlich, dass es uns gelingen wird, die Ertragskraft unseres Unternehmens in den nächsten Jahren wieder zu steigern, um Ihnen eine verlässliche und attraktive Dividendenausschüttung zu ermöglichen. Ich danke Ihnen im Namen des Vorstands und aller Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter dafür, dass Sie uns auch in diesem Jahr und in diesen schwierigen Zeiten Ihr Vertrauen entgegengebracht haben.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teyssen

*Sehr geehrte Aktionärinnen
und Aktionäre,*

das Jahr 2013 war durch ein nach wie vor schwieriges wirtschaftliches und regulatorisches Umfeld für die Energiebranche geprägt. Vor allem das traditionelle Kraftwerksgeschäft des E.ON-Konzerns litt anhaltend unter Verwerfungen des Marktes, die teilweise Ergebnis politischer Eingriffe sind.

Auch im Geschäftsjahr 2013 hat der Aufsichtsrat seine Aufgaben und Pflichten nach Gesetz, Satzung und Geschäftsordnung umfassend und sorgfältig wahrgenommen. Er hat sich intensiv mit der Lage des Unternehmens beschäftigt und die Konsequenzen der sich ständig verändernden energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausführlich diskutiert.

Wir haben den Vorstand bei der Führung des Unternehmens regelmäßig beraten und seine Tätigkeit kontinuierlich überwacht. Dabei haben wir uns von der Recht-, Zweck- und Ordnungsmäßigkeit der Unternehmensführung überzeugt. In alle Geschäftsvorgänge von besonderer Bedeutung für das Unternehmen waren wir unmittelbar eingebunden und haben diese auf Basis der Berichte des Vorstands ausführlich erörtert. In vier ordentlichen Sitzungen und einer außerordentlichen Sitzung des Aufsichtsrats der E.ON SE haben wir uns im Geschäftsjahr 2013 gründlich mit allen für das Unternehmen relevanten Fragen befasst. Sämtliche Aufsichtsratsmitglieder der E.ON SE nahmen an allen Sitzungen des Aufsichtsrats teil, mit Ausnahme von zwei Mitgliedern, die an je einer Sitzung verhindert waren. Durch den Vorstand wurden wir regelmäßig und zeitnah sowohl schriftlich als auch mündlich umfassend informiert. Wir hatten ausreichend Gelegenheit, uns im Plenum und in den Ausschüssen des Aufsichtsrats aktiv mit den Berichten, Anträgen und Beschlussvorschlägen des Vorstands auseinanderzusetzen. Soweit dies nach Gesetz, Satzung oder Geschäftsordnung erforderlich war, haben wir unser Votum abgegeben und nach eingehender Prüfung und Beratung den Beschlussvorschlägen des Vorstands zugestimmt.

Darüber hinaus fand während des gesamten Geschäftsjahres ein regelmäßiger Informationsaustausch zwischen dem Aufsichtsratsvorsitzenden und dem Vorstandsvorsitzenden statt. Über besonders bedeutende Themen war der Aufsichtsratsvorsitzende jederzeit informiert. Zu den Mitgliedern des

Aufsichtsrats hat der Aufsichtsratsvorsitzende auch außerhalb der Sitzungen Kontakt gehalten. Der Aufsichtsrat war insofern über die aktuelle operative Entwicklung der Konzerngesellschaften, die wesentlichen Geschäftsvorgänge, die Entwicklung der Finanzkennzahlen und relevante anstehende Entscheidungen informiert.

Umsetzung der Konzernstrategie

Vor dem Hintergrund der weiterhin starken Anspannungen im globalen Wirtschafts- und Finanzsystem sowie der nach wie vor bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der langfristigen energiepolitischen Rahmenbedingungen begleitete der Aufsichtsrat im abgelaufenen Geschäftsjahr die Weiterentwicklung der Strategie „cleaner & better energy“ in intensiven Gesprächen mit dem Vorstand und im Rahmen einer Strategieklausur. Innerhalb Europas konnten durch Desinvestitionen wie zum Beispiel den Verkauf der ungarischen Földgáz-Gruppe wichtige Schritte hin zu einer stärkeren Portfoliofokussierung unternommen werden. Im Zuge der Neuaufstellung des deutschen Netz- und Vertriebsgeschäfts stimmte der Aufsichtsrat dem Verkauf deutscher Regionalversorgungsunternehmen zu, unter anderem der Veräußerung von Anteilen an E.ON Mitte. Außerhalb Europas erging bereits 2012 die Zustimmung zu E.ONs Einstieg in den türkischen Markt. 2013 informierte der Vorstand über den Erwerb von zwei weiteren türkischen Distributions- und Vertriebsgesellschaften. Mittlerweile hat E.ON dort – durch das gemeinsam mit der Sabanci-Gruppe betriebene Joint Venture Enerjisa – mehr als neun Millionen Kunden. Auch in Brasilien hat E.ON sein Engagement verstärkt. Die Herausforderungen bei der Tochtergesellschaft ENEVA haben der Aufsichtsrat und seine Ausschüsse eng verfolgt und die notwendig gewordenen Wertberichtigungen sowie die nachhaltige Werthaltigkeit des Unternehmens in zahlreichen Sitzungen ausführlich erörtert. Weiter informierte der Vorstand über den Verkauf der Mehrheit der Beteiligung am Windpark Rødsand 2, der zeigt, wie E.ON auch in Zukunft mit weniger Kapital auf Basis der eingesetzten Fähigkeiten unserer Mitarbeiter Wert schaffen kann. Schließlich verfolgte der Aufsichtsrat die Maßnahmen zur Performance-Steigerung, unter anderem die konsequente Weiterführung des Programms E.ON 2.0, sowie Maßnahmen zur Förderung der Nachhaltigkeit des Unternehmens, etwa die Einsetzung eines Sustainability Councils.

Wirtschaftliche Lage und energiepolitische Rahmenbedingungen, Mittelfristplanung und rechtliche Verfahren

Die wirtschaftliche Lage der Konzerngesellschaften haben wir vor dem Hintergrund der Entwicklung auf den nationalen und internationalen Energiemärkten, über die uns der Vorstand kontinuierlich informierte, ausführlich besprochen. Im Aufsichtsrat haben wir uns mit der aktuellen Vermögens-, Finanz- und Ertragslage, der Beschäftigungsentwicklung sowie den Ergebnischancen und -risiken der E.ON SE und des Konzerns befasst. Darüber hinaus erörterten wir mit dem Vorstand ausführlich die Mittelfristplanung des Konzerns für die Jahre 2013 bis 2015 und 2014 bis 2016.

Weitere zentrale Themen unserer Beratungen waren die Auswirkungen

- der konjunkturellen Entwicklung Europas im Zuge der anhaltenden europäischen Staatsschuldenkrise,
- der immer noch vielfältigen staatlichen Interventionen mit nachhaltigen Auswirkungen auf das Energiegeschäft in ganz Europa und
- der weiterhin weltweit geringen gesamtwirtschaftlichen Dynamik

auf die wirtschaftliche Lage von E.ON.

Daneben befassten wir uns mit den für E.ON relevanten Märkten. Vor dem Hintergrund der Entwicklungen der globalen Brennstoffpreise, einer weiteren Verschlechterung der langfristigen Strompreise, der zukünftigen Auslastung von Kraftwerken sowie zahlreicher regulatorischer Eingriffe und fiskalpolitischer Maßnahmen – einschließlich der Energiewende in Deutschland – haben wir die Auswirkungen auf die verschiedenen Geschäftsfelder von E.ON umfassend erörtert, einschließlich der in diesem Zusammenhang erforderlichen Wertberichtigungen. Ferner berichtete uns der Vorstand über den jeweils aktuellen Stand bei Wiederverhandlungen mit Gasproduzenten im Hinblick auf die Konditionen der langfristigen Erdgasbezugsverträge und bei neuen Pipeline- und Flüssiggasverträgen. Der Vorstand unterrichtete uns auch darüber, in welchem Umfang derivative Finanzinstrumente eingesetzt wurden und wie sich deren Regulierung auf das Geschäft auswirkt. Darüber hinaus haben wir die Ratingsituation der Gesellschaft mit dem Vorstand diskutiert.

Ein weiteres Thema der Diskussionen im Aufsichtsrat war der aktuelle Stand der Verfassungsbeschwerde im Zusammenhang mit der Novelle des deutschen Atomgesetzes. Dazu gehörte ebenfalls das rechtliche Vorgehen gegen die mit der Energiewende in Deutschland in Zusammenhang stehenden Gesetze und Verordnungen. Darüber hinaus haben wir uns mit den zunehmenden politischen und regulatorischen Eingriffen europäischer Regierungen, zum Beispiel in Italien, Spanien, Schweden, Ungarn und den Niederlanden, befasst.

Corporate Governance

Der Aufsichtsrat hat auch im Geschäftsjahr 2013 die Umsetzung der Vorschriften des Deutschen Corporate Governance Kodex bei E.ON intensiv behandelt.

In der turnusgemäß zum Jahresende abgegebenen Entsprechenserklärung haben wir – gemeinsam mit dem Vorstand – am 16. Dezember 2013 erklärt, dass den Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ in der Fassung vom 13. Mai 2013 uneingeschränkt entsprochen wird. Ferner haben wir erklärt, dass den Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ in der Fassung vom 15. Mai 2012 seit Abgabe der letzten Erklärung am 10. Dezember 2012 uneingeschränkt entsprochen wurde. Die aktuelle Fassung der Entsprechenserklärung finden Sie im Corporate-Governance-Bericht auf Seite 75, die jeweils aktuelle Entsprechenserklärung sowie frühere Fassungen sind im Internet unter www.eon.com veröffentlicht.

Dem Aufsichtsrat lagen keine Anzeichen für Interessenkonflikte von Vorstands- und Aufsichtsratsmitgliedern vor.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat der Aufsichtsrat in seiner Geschäftsordnung die Schwellenwerte für zustimmungspflichtige Geschäfte herabgesetzt, um einen adäquaten Governance- und Entscheidungsrahmen vor dem Hintergrund eines veränderten strategischen und operativen Rahmens zu schaffen.

Weiterhin hat der Aufsichtsrat im Jahr 2013 eine Effizienzprüfung durchgeführt, deren Ergebnisse ausführlich diskutiert und auf Basis der so gewonnenen Erkenntnisse zukünftige Anpassungen implementiert. Im abgelaufenen Geschäftsjahr wurden zudem zu ausgewählten Themen mehrfach Aus- und Fortbildungsveranstaltungen für die Mitglieder des Aufsichtsrats durchgeführt.

Die Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex und der Stand ihrer Umsetzung sind im Corporate-Governance-Bericht auf den Seiten 78 und 79 abgedruckt.

Eine Übersicht über die Teilnahme der Aufsichtsratsmitglieder an den Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse finden Sie auf Seite 78.

Arbeit der Ausschüsse

Der Aufsichtsrat hat die im Folgenden näher beschriebenen Ausschüsse gebildet, um seine Aufgaben sorgfältig und effizient wahrnehmen zu können. Angaben zur Zusammensetzung der Ausschüsse befinden sich im Corporate-Governance-Bericht auf den Seiten 79 und 80. Im gesetzlich zulässigen Rahmen hat der Aufsichtsrat eine Reihe von Beschlusszuständigkeiten an die Ausschüsse übertragen. Über Gegenstand und Ergebnis der Sitzungen berichtete der jeweilige Ausschussvorsitzende regelmäßig und zeitnah an das Aufsichtsratsplenum.

Das Präsidium des Aufsichtsrats hat insgesamt sechsmal getagt. Bei den Sitzungen waren jeweils sämtliche Mitglieder anwesend. Insbesondere wurden in diesem Gremium die Sitzungen des Aufsichtsrats vorbereitet. Unter anderem hat das Präsidium wesentliche Personal- und Vergütungsangelegenheiten des Vorstands diskutiert und die hierzu erforderlichen Beschlüsse des Aufsichtsrats intensiv vorbereitet. Zudem hat das Präsidium die vom Aufsichtsrat beschlossene Erreichung der Vorstandsziele für das Jahr 2012 sowie die vorgegebenen Ziele für das Jahr 2013 vorbereitet. Es hat zudem deren Umsetzung im Rahmen einer unterjährigen Evaluierung diskutiert.

Der Finanz- und Investitionsausschuss kam in fünf Sitzungen zusammen. An allen Sitzungen nahmen die jeweiligen Mitglieder vollzählig teil, mit Ausnahme von einem Mitglied, das an einer Sitzung verhindert war. Der Ausschuss behandelte unter anderem die aktuellen Entwicklungen im Zusammenhang mit unseren Gemeinschaftsunternehmen in der Türkei und in Brasilien, die Veräußerung der Beteiligungen an E.ON Földgáz Trade und E.ON Földgáz Storage in Ungarn, den Verkauf unserer Beteiligung an E.ON Mitte in Deutschland und weitere geplante Portfoliomaßnahmen. Der Ausschuss bereitete in den Sitzungen insbesondere die entsprechenden Beschlüsse des Aufsichtsrats zu diesen Transaktionen vor oder entschied, soweit er hierzu befugt war, selbstständig über diese. Ferner wurden die vorzeitige Refinanzierung der syndizierten Kreditlinie und die Mittelfristplanungen für die Zeiträume 2013 bis 2015 und 2014 bis 2016 diskutiert und die Beschlussfassung durch den Aufsichtsrat vorbereitet. Darüber hinaus hat der Ausschuss im Zusammenhang mit der Änderung der Regelungen zu zustimmungspflichtigen Geschäften seine Geschäftsordnung angepasst.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss hielt im Geschäftsjahr 2013 vier Sitzungen ab, bei denen alle Mitglieder anwesend waren. Der Ausschuss befasste sich im Rahmen einer eingehenden Prüfung – unter Berücksichtigung der Prüfberichte des Abschlussprüfers und im Gespräch mit diesem – insbesondere mit dem handelsrechtlichen Jahresabschluss und dem Konzernabschluss für das Geschäftsjahr 2012 nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie den Zwischenabschlüssen der E.ON SE im Jahr 2013. Der Ausschuss erörterte den Vorschlag zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2013 und erteilte die Aufträge für dessen Prüfungsleistungen, legte die Prüfungsschwerpunkte fest, beschloss die Vergütung des Abschlussprüfers und überprüfte dessen Qualifikation und Unabhängigkeit nach den Anforderungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Der Ausschuss hat sich davon überzeugt, dass beim Abschlussprüfer keine Interessenkonflikte vorliegen. Gegenstand umfassender Erörterung waren insbesondere Fragen der Rechnungslegung, des internen Kontrollsystems und des Risikomanagements. Darüber hinaus hat der Ausschuss den mit dem Konzernlagebericht zusammengefassten Lagebericht und den Vorschlag für die Gewinnverwendung eingehend diskutiert, die entsprechenden Empfehlungen an den Aufsichtsrat vorbereitet und dem Aufsichtsrat berichtet. In diesem Zusammenhang hat der Ausschuss auch die Entwicklung der bedeutenden Investitionsprojekte sowie die Ergebnisse aus den Impairment-Tests und die erforderlichen Wertberichtigungen ausführlich behandelt. Die Prüfung der Risikolage und Risikotragfähigkeit des Unternehmens und die Qualitätssicherung des Risikomanagements bildeten weitere Schwerpunkte. Dazu diente neben der Zusammenarbeit mit den Abschlussprüfern unter anderem die Berichterstattung aus dem Risikokomitee der Gesellschaft. Darüber hinaus befasste sich der Ausschuss ausführlich mit der Arbeit der internen Revision einschließlich der Prüfungen im Jahr 2013 sowie der Prüfungsplanung und der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte für 2014. Ferner erörterte der Ausschuss den jeweiligen Compliance-Bericht und das E.ON-Compliance-System sowie andere prüfungsrelevante Themen. Der Vorstand berichtete zudem über schwebende Verfahren

sowie rechtliche und regulatorische Risiken für das Geschäft des E.ON-Konzerns. Hierzu zählten unter anderem das Standortauswahlgesetz, der Stand der Überprüfung der Preisanpassungsklauseln durch den Bundesgerichtshof sowie der Status der Derivateregulierung und der geplanten Finanztransaktionssteuer in der EU. Regelmäßig wurde im Ausschuss die Entwicklung des Ratings und dessen aktueller Stand erörtert. Weitere Themen waren die erfolgreiche Bearbeitung der Prüfung des Konzernabschlusses 2012 durch die Deutsche Prüfstelle für Rechnungslegung, meldepflichtige Ereignisse im E.ON-Konzern sowie aktuelle Steuer- und Versicherungsfragen.

Der Nominierungsausschuss tagte einmal und bereitete in dieser Sitzung den Wahlvorschlag des Aufsichtsrats an die Hauptversammlung des Jahres 2013 für die Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat der E.ON SE vor. An dieser Sitzung nahmen alle Mitglieder des Ausschusses teil. Bei den Wahlvorschlägen an den Aufsichtsrat hat der Nominierungsausschuss neben den Anforderungen des Aktiengesetzes, des Deutschen Corporate Governance Kodex und der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats auch die vom Aufsichtsrat für seine Zusammensetzung beschlossenen Ziele berücksichtigt und so sichergestellt, dass die Aufsichtsratsmitglieder und das Gremium in seiner Gesamtheit über die zur ordnungsgemäßen Wahrnehmung der Aufgaben erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen.

Prüfung und Feststellung des Jahresabschlusses zum 31. Dezember 2013, Billigung des Konzernabschlusses, Gewinnverwendungsvorschlag

Der Jahresabschluss der E.ON SE zum 31. Dezember 2013, der mit dem Konzernlagebericht zusammengefasste Lagebericht sowie der nach IFRS aufgestellte Konzernabschluss wurden durch den von der Hauptversammlung gewählten und vom Aufsichtsrat beauftragten Abschlussprüfer, PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Der vorliegende IFRS-Konzernabschluss befreit von der Pflicht, einen Konzernabschluss nach deutschem Recht aufzustellen.

Ferner prüfte der Abschlussprüfer das Risikofrüherkennungssystem der E.ON SE. Diese Prüfung ergab, dass der Vorstand Maßnahmen zur Erfüllung der Anforderungen der Risikoüberwachung in geeigneter Form getroffen hat und das Risikofrüherkennungssystem seine Aufgaben erfüllt.

Den handelsrechtlichen Jahresabschluss, den Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht der E.ON SE sowie den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns haben wir – in Gegenwart des Abschlussprüfers und in Kenntnis sowie unter Berücksichtigung des Berichts des Abschlussprüfers und der Ergebnisse der Vorprüfung durch den Prüfungs- und Risikoausschuss – geprüft und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 11. März 2014 ausführlich besprochen. Der Abschlussprüfer stand für ergänzende Fragen und Auskünfte zur Verfügung. Wir haben festgestellt, dass auch nach dem abschließenden Ergebnis unserer Prüfungen keine Einwände bestehen. Daher haben wir den Bericht des Abschlussprüfers zustimmend zur Kenntnis genommen.

Den vom Vorstand aufgestellten Jahresabschluss der E.ON SE sowie den Konzernabschluss haben wir gebilligt. Der Jahresabschluss ist damit festgestellt. Dem zusammengefassten Lagebericht, insbesondere den Aussagen zur weiteren Unternehmensentwicklung, stimmen wir zu.

Den Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands, der eine Dividende von 0,60 € pro dividendenberechtigter Aktie vorsieht, haben wir auch im Hinblick auf die Liquidität der Gesellschaft sowie ihre Finanz- und Investitionsplanung geprüft. Der Vorschlag entspricht dem Gesellschaftsinteresse unter Berücksichtigung der Aktionärsinteressen. Nach Prüfung und Abwägung aller Argumente schließen wir uns dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an.

Personelle Veränderungen im Vorstand und im Aufsichtsrat

In der Sitzung des Aufsichtsrats der E.ON SE vom 13. März 2013 wurden Herr Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum ab dem 1. Juli 2013 und Herr Mike Winkel ab dem 1. April 2013 zu Mitgliedern des Vorstands der Gesellschaft bestellt. Herr Klaus Schäfer wurde in der Sitzung des Aufsichtsrats der E.ON SE vom 12. August 2013 mit Wirkung ab dem 1. September 2013 zum Mitglied des Vorstands bestellt.

Frau Regine Stachelhaus (am 30. Juni 2013), Herr Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (am 31. März 2013) und Herr Dr. Marcus Schenck (am 30. September 2013) schieden aus dem Vorstand der E.ON SE aus. Wir danken Frau Stachelhaus sowie den Herren Prof. Dr. Maubach und Dr. Schenck auch an dieser Stelle für ihre Verdienste um den E.ON-Konzern. Sie haben sich mit großem persönlichem Engagement für die erfolgreiche Weiterentwicklung des Konzerns eingesetzt. Wir wünschen ihnen für die Zukunft alles Gute.

Die Amtszeit des Aufsichtsrats der E.ON SE endete mit Ablauf der Hauptversammlung am 3. Mai 2013. In dieser Hauptversammlung wurden die bisherigen Vertreter der Anteilseigner – Baroness Denise Kingsmill, Dr. Karen de Segundo, Prof. Dr. Ulrich Lehner, René Obermann, Dr. Theo Siegert und Werner Wenning – wieder in den Aufsichtsrat gewählt. Die Arbeitnehmervertreter – Gabriele Gratz, Eugen-Gheorghe Luha, Erhard Ott, Klaus Dieter Raschke, Eberhard Schomburg und Willem Vis – wurden bereits 2012 in der Vereinbarung über die Beteiligung der Arbeitnehmer im Aufsichtsrat der E.ON SE für die Amtszeit nach der Hauptversammlung am 3. Mai 2013 bestellt. In seiner konstituierenden Sitzung am 3. Mai 2013 wählte der Aufsichtsrat Herrn Werner Wenning zum Vorsitzenden, zu dessen Stellvertretern bestimmte der Aufsichtsrat auf Vorschlag der Vertreter der Anteilseigner Herrn Prof. Dr. Lehner und auf Vorschlag der Arbeitnehmervertreter Herrn Ott. Die Zusammensetzung der Ausschüsse blieb unverändert.

Zum 31. Dezember 2013 ist Frau Gratz aus dem Aufsichtsrat der E.ON SE ausgeschieden. Seit dem 1. Januar 2014 ist Herr Fred Schulz als bestelltes Ersatzmitglied Nachfolger im Aufsichtsrat. Bereits in der Dezembersitzung wählte der Aufsichtsrat Herrn Schulz als Nachfolger von Frau Gratz in den Finanz- und Investitionsausschuss. Wir danken Frau Gratz für ihren langjährigen, engagierten Einsatz für die Interessen des Unternehmens und die Belange der Mitarbeiter und wünschen ihr für die Zukunft alles Gute. Zudem wurde Herr Schomburg mit Wirkung zum 1. Januar 2014 zum Mitglied des Präsidialausschusses gewählt und folgt dort Herrn Raschke, der sein Amt als Mitglied des Präsidiums niedergelegt hat.

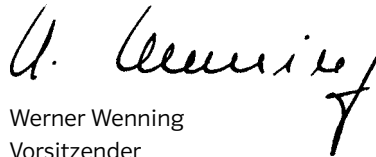
Am 13. Januar 2014 verstarb im Alter von 75 Jahren unser ehemaliger Vorstands- und Aufsichtsratsvorsitzender Ulrich Hartmann. Er war seit 1973 für die VEBA AG tätig und hat dieses Unternehmen ab 1993 als Vorstandsvorsitzender zu internationaler Geltung und hohem Ansehen geführt. Im Jahr 2000 hat er die VEBA AG gemeinsam mit Wilhelm Simson mit der VIAG AG vereint und so die E.ON AG gegründet, die

beide als Vorstandsvorsitzende bis 2003 lenkten, umfassend umbauten und zu einem der führenden europäischen Energieunternehmen entwickelten. Im Jahr 2003 übernahm Ulrich Hartmann den Vorsitz des Aufsichtsrats von E.ON. Bis zu seinem Ausscheiden im Jahr 2011 förderte er in dieser Funktion den weiteren Ausbau und die Integration des Konzerns. Ulrich Hartmann hat E.ON wie kein anderer geprägt. Wir werden sein Andenken dankbar in Ehren halten.

Für die im Geschäftsjahr 2013 erbrachten Leistungen, für ihren Einsatz und die geleistete Arbeit dankt der Aufsichtsrat den Vorständen, Betriebsräten sowie allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des E.ON-Konzerns.

Düsseldorf, den 11. März 2014
Der Aufsichtsrat

Mit freundlichen Grüßen

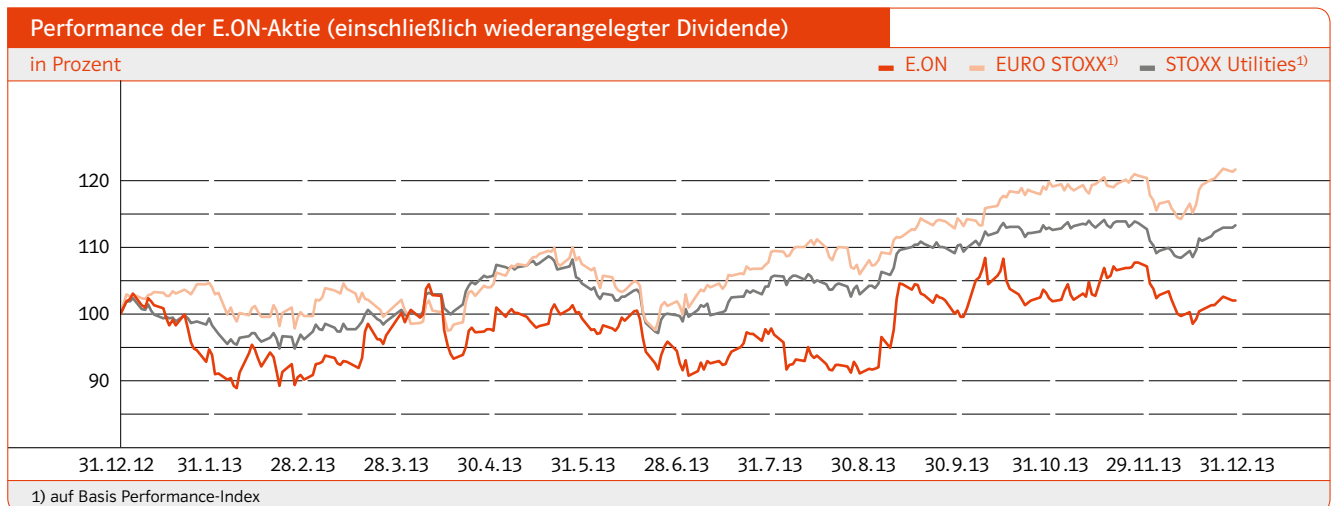


Werner Wenning
Vorsitzender

Entwicklung der E.ON-Aktie 2013

Am Ende des Jahres 2013 lag der Kurs der E.ON-Aktie (einschließlich wiederangelegter Dividende) 2 Prozent über dem

Kurs zum Jahresende 2012 und entwickelte sich damit schlechter als der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (+22 Prozent) und der Branchenindex STOXX Utilities (+13 Prozent) im selben Zeitraum.



Zehn-Jahres-Entwicklung der E.ON-Aktie

Ein Anleger, der Ende 2003 E.ON-Aktien im Wert von 5.000 € gekauft hatte, erreichte am Jahresende 2013 inklusive wiederangelegter Dividenden (einschließlich Sonderdividende 2006) einen Depotwert von 6.958 €. Dies entspricht einer durchschnittlichen Jahresrendite von 3,4 Prozent und liegt damit unter der äquivalenten Wertentwicklung des Branchenindex STOXX Utilities (+6,8 Prozent) und des EURO STOXX 50 (+4,3 Prozent).

Entwicklung 2003–2013

	+/- %
E.ON	+39
STOXX Utilities	+92
EURO STOXX	+52

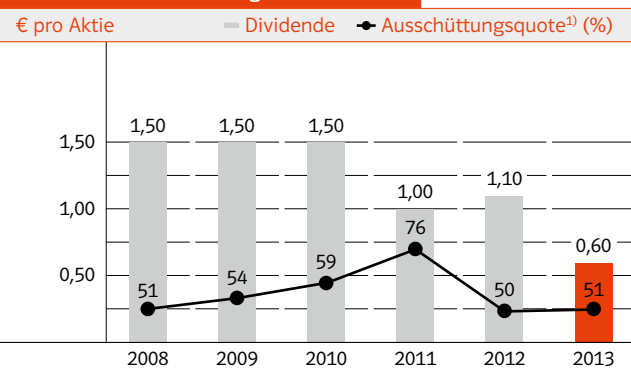
Kennzahlen zur E.ON-Aktie ¹⁾		
in € je Aktie	2013	2012
Ergebnis (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	1,12	1,15
Ergebnis aus nachhaltigem Konzernüberschuss	1,18	2,19
Dividende ²⁾	0,60	1,10
Dividendensumme (in Mio €)	1.145	2.097
Höchstkurs ³⁾	14,71	19,52
Tiefstkurs ³⁾	11,94	13,80
Jahresendkurs ³⁾	13,42	14,09
Anzahl ausstehender Aktien (in Mio)	1.908	1.907
Marktkapitalisierung ⁴⁾ (in Mrd €)	25,6	26,9
Umsatz E.ON-Aktien ⁵⁾ (in Mrd €)	36,8	39,6

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
 2) für das jeweilige Geschäftsjahr, Vorschlag für 2013
 3) Xetra
 4) auf Basis ausstehender Aktien
 5) an allen deutschen Börsen inklusive Xetra

Dividende

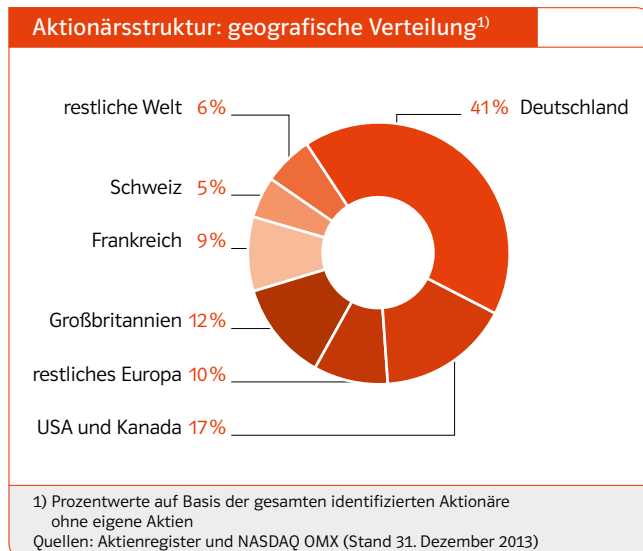
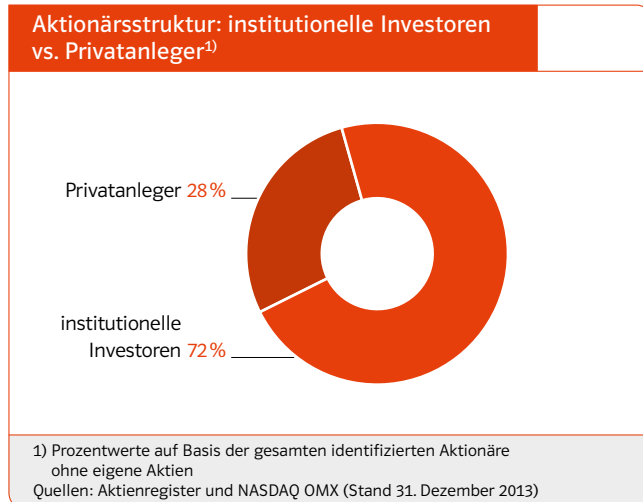
Für das Geschäftsjahr 2013 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende in Höhe von 0,60 € je Aktie vorgeschlagen (Vorjahr: 1,10 €). Den Aktionären wird zudem angeboten, den Anspruch auf Bardividende teilweise gegen eigene Aktien der E.ON SE zu tauschen. Die Ausschüttungsquote, gemessen am nachhaltigen Konzernüberschuss, liegt damit bei 51 Prozent, nach 50 Prozent im Vorjahr. Bezogen auf den Jahresendkurs 2013 beträgt die Dividendenrendite 4,5 Prozent.

Dividendenentwicklung



Aktionärsstruktur

Im Rahmen von E.ONs Aktionärsstrukturanalyse entfallen rund 72 Prozent unseres Aktienkapitals auf institutionelle Investoren und rund 28 Prozent auf private Anleger. Rund 41 Prozent der Anteile an E.ON befinden sich im Inlandsbesitz und rund 59 Prozent im Auslandsbesitz.



Investor Relations

Unsere Investor-Relations-Arbeit basiert auf vier Prinzipien: Offenheit, Kontinuität, Glaubwürdigkeit und Gleichbehandlung aller unserer Investoren. In diesen Bereichen wollen wir uns jedes Jahr aufs Neue weiterentwickeln. Wir sehen es als unseren Auftrag, unsere Investoren auf regelmäßig stattfindenden Konferenzen und Roadshows, im Internet und im persönlichen Gespräch schnell und transparent zu informieren.

Um eine größtmögliche Transparenz über die Vielzahl der strategischen Meilensteine und Entwicklungen unserer Geschäftsbereiche zu schaffen, haben wir regelmäßig im Rahmen der Quartalsberichterstattung Rechenschaft abgelegt. Zusätzlich haben wir im Laufe des Jahres 2013 besondere Informationsveranstaltungen zu einzelnen Geschäftsbereichen durchgeführt. So standen Manager unserer Einheiten Exploration & Produktion sowie Russland im Juli beziehungsweise Oktober dem Kapitalmarkt im Rahmen von Telefonkonferenzen und anschließenden Investorengesprächen Rede und Antwort zu operativen, politischen und strategischen Entwicklungen des jeweiligen Geschäftsfelds. Die positive Resonanz auf diese Veranstaltungen motiviert uns, ähnliche Veranstaltungen mit weiteren Geschäftseinheiten auch 2014 durchzuführen.

Insgesamt haben wir im vergangenen Jahr trotz des schwierigen Umfelds den Dialog mit unseren Analysten und Anlegern intensiviert. Gradmesser dafür ist insbesondere die Anzahl der sogenannten Roadshows sowie persönlicher Treffen und Gespräche, die wir deutlich erhöht haben. Eine regelmäßige Kommunikation und Beziehungspflege sind unerlässlich für eine gute Investor-Relations-Arbeit.

Mehr dazu?

www.eon.com/investorrelations

Treten Sie mit uns in den Dialog:

investorrelations@eon.com

Unter dem strategischen Leitmotiv „cleaner & better energy“ wird sich E.ON weiter von einem integrierten, primär europäischen Energieversorger zu einem globalen, spezialisierten Anbieter von Energielösungen transformieren. „Cleaner“ sind alle Produkte und Dienstleistungen, die dort, wo wir arbeiten, substantiell die Energiequalität, bezogen auf Umweltschutz und Effizienz, verbessern. „Better“ ist unsere Energie, wenn wir Leistungen erbringen und Technologien einsetzen, bei denen wir deutlich besser sind als der Wettbewerb und entsprechend überlegene Produkte und Dienstleistungen für unsere Kunden entwickeln. Mit dieser Marschrichtung haben wir einen klaren Anspruch an uns selbst formuliert und geben Antworten nicht nur auf aktuelle Herausforderungen, sondern auch auf langfristige Megatrends in der europäischen und globalen Energiewelt.

Eine konsequente Stakeholderorientierung stellt bei der Umsetzung unserer Strategie einen wichtigen Erfolgsfaktor dar. Wir suchen den Kontakt nicht nur zu unseren Kunden, sondern auch zu einer Vielzahl weiterer Anspruchsgruppen, wie zum Beispiel Lieferanten, politischen Akteuren und Behörden, Medienvertretern, Umweltschutz- und Sozialverbänden, Mitarbeitern und Gewerkschaften, und nicht zuletzt zu unseren Investoren, um deren Einschätzungen und Erwartungen hinsichtlich sauberer und besserer Energie zu verstehen.

Die Transformation von E.ON wird nicht über Nacht geschehen – aber sie ist umso wichtiger und dringlicher angesichts der großen Herausforderungen in unserem europäischen Geschäft. Die Strom- und Gasmärkte sind immer noch überversorgt, staatliche Regulierungen und Interventionen nehmen weiter zu. Marktintegration und Wettbewerbsprinzipien treten zunehmend in den Hintergrund. Auch die Energiewende in Deutschland mit dem Ausstieg aus der Kernenergie beeinflusst unser Geschäft nachhaltig. Auf gesellschaftlicher Ebene gewinnt die Diskussion um die Bezahlbarkeit von Energie selbst in wohlhabenderen Ländern wie beispielsweise Großbritannien stark an Bedeutung. Gleichzeitig wirken sich technologische Entwicklungen, wie zum Beispiel die deutlich gesunkenen Herstellungskosten für Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, auf unser Geschäft aus.

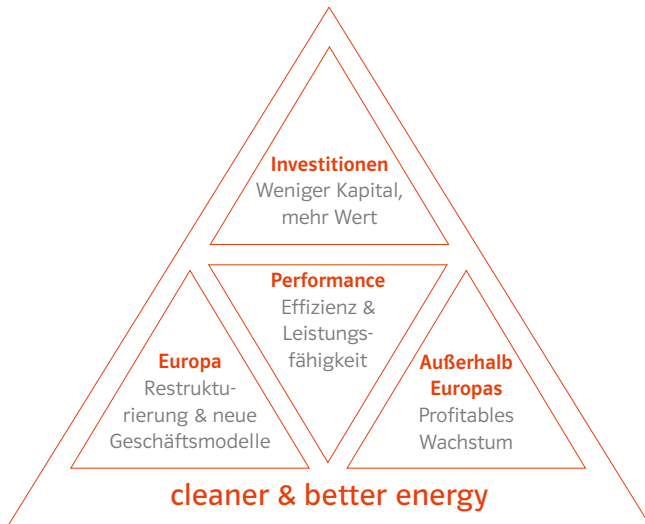
Selbst in schwierigen Zeiten sind wir davon überzeugt, dass Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaschutz in einer unternehmerisch erfolgreichen Strategie miteinander vereinbar sind. Unsere Strategie setzt auf klare Wettbewerbsvorteile und das Angebot effizienter, umweltfreundlicher Energielösungen inner- und außerhalb Europas. Von der Transformation unseres Unternehmens werden Mitarbeiter, Kunden und Investoren gleichermaßen profitieren.

Strategische Schwerpunkte

Seit 2010 bauen wir das E.ON-Geschäftsportfolio gezielt in Richtung eines globalen, spezialisierten Anbieters von Energielösungen um. Die strategischen Entwicklungsschwerpunkte liegen dabei auf dem Ausbau unserer Aktivitäten in den Bereichen Erneuerbare Energien und dezentrale Energielösungen sowie in den Geschäften außerhalb Europas. Hier sehen wir große Marktchancen und können von unseren Kompetenzen sowie breiter gesellschaftlicher Akzeptanz profitieren. Neue Wachstumsinvestitionen lenken wir daher auf diese Geschäfte. In Europa fokussieren wir unsere Aktivitäten auf die Regionen und Geschäfte, bei denen wir unsere Expertise sowie Größen- und Synergievorteile in attraktive Renditen umsetzen können. Um die Transformation von E.ON voranzutreiben und unseren finanziellen Spielraum zu erhöhen, haben wir 2010 angekündigt, bis Ende 2013 Geschäfte im Wert von 15 Mrd € zu veräußern. Bis Ende 2013 konnten wir Verkäufe in Höhe von rund 20 Mrd € realisieren und das gesteckte Ziel damit sogar deutlich übertreffen.

Ein weiterer zentraler Schwerpunkt liegt auf dem Thema Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit – ein entscheidender Erfolgsfaktor in einem zunehmend anspruchsvollen Marktumfeld. Unser Anspruch ist, sowohl deutlich effizienter zu werden, als auch unsere operative Performance und Innovationskraft weiter zu steigern. Um von dem im Konzern vorhandenen Potenzial unserer Mitarbeiter an kreativen, neuen Geschäftsideen zu profitieren und unsere Innovationskultur zu stärken, haben wir im vergangenen Jahr die E.ON-weite Initiative „agile“ aufgesetzt. Fokus von „agile“ ist, neue vielversprechende Geschäftsideen jenseits unseres heutigen Geschäfts zu identifizieren und zu entwickeln. Bis zum heutigen Zeitpunkt haben wir aus rund 130 von unseren Mitarbeitern eingereichten Ideen bereits rund zehn konkrete Projektideen ausgewählt, die wir außerhalb unserer etablierten Linienorganisation testen und zur Marktreife bringen wollen.

Die vier Schlüsselemente unserer Strategie beschreiben, was wir konkret tun, um unser Unternehmen in die strategisch avisierte Richtung zu transformieren:



Europa

Europa ist und bleibt unser Heimatmarkt. Auch wenn wir durch die Transformation des europäischen Energiesystems weiterhin attraktive Wachstumschancen im Bereich der erneuerbaren und dezentralen Energielösungen sehen, steht ein wesentlicher Teil unserer europäischen Geschäfte aufgrund politischer und regulatorischer Eingriffe sowie schwieriger wirtschaftlicher Rahmenbedingungen unter enormem Marktdruck. Dies gilt insbesondere für das bisher auf einen liberalisierten europäischen Binnenmarkt ausgerichtete Geschäftsmodell unserer konventionellen Stromerzeugung. Vor dem Hintergrund des anhaltend schwierigen Marktumfelds werden wir unsere Geschäftsfelder in Europa weiterhin konsequent auf ihre Wettbewerbsfähigkeit hin überprüfen, optimieren und fokussieren. Für unsere Geschäfte in Europa resultiert daraus folgende Marschrichtung:

Erneuerbare Energien sind für uns ein zentraler Wachstumsschwerpunkt in Europa. Hierzu zählen neben Solarenergie und Biomasse vor allem die Windenergie an Land („Onshore“) und auf dem Meer („Offshore“). Mit London Array haben wir 2013 den weltweit größten Offshore-Windpark mit 175 Turbinen und einer installierten Kapazität von 630 MW in Betrieb genommen. London Array erzeugt heute genügend Strom, um damit knapp eine halbe Million britischer Haushalte mit Elektrizität zu versorgen und dabei jährlich 925.000 t CO₂ zu sparen. Ende 2013 lag unsere installierte Gesamtkapazität im Bereich Erneuerbare Energien einschließlich Biomasse in Europa bei über 3.100 MW (Vorjahr 2.100 MW). Auch in den kommenden Jahren werden wir den Ausbau Erneuerbarer Energien im

industriellen Maßstab vorantreiben. Dabei streben wir an, die spezifischen Kosten der Erneuerbaren Energien im Vergleich zu konventionellen Technologien weiter zu reduzieren und so die Erneuerbaren Energien zunehmend wettbewerbsfähig zu machen. Die gezielte Auswahl der besten Standorte und Kooperationspartner sorgt für attraktive Projektrenditen.

Neben den Erneuerbaren Energien sind aber auch wettbewerbsfähige konventionelle Stromerzeugungsanlagen ein wichtiger Bestandteil des E.ON-Geschäfts in Europa. Flexible konventionelle Kraftwerke bilden prinzipiell die ideale Ergänzung zum stetig wachsenden Anteil an erneuerbaren Technologien und stellen sicher, dass der Strom auch dann zuverlässig fließt, wenn der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint. Allerdings steht das konventionelle Stromerzeugungsgeschäft in Europa seit einiger Zeit infolge des gesellschaftlich gewollten massiven Ausbaus der regenerativen Energien, niedriger Großhandelspreise und wirtschaftskrisenbedingter Überkapazitäten unter hohem Margendruck. Nationale Energieagenden gewinnen zunehmend an Dominanz und der ursprünglich angedachte Lenkungsmechanismus des europäischen CO₂-Handelssystems versagt aufgrund der niedrigen Zertifikatspreise. Selbst die kurzfristige Profitabilität modernster klimafreundlicher Gaskraftwerke ist in diesem Umfeld infrage gestellt. Entsprechend liegt der strategische Fokus von E.ON auf der radikalen Restrukturierung des konventionellen Erzeugungsgeschäfts in Europa. Dies umfasst sowohl die kostenoptimale Ausrichtung aller Aktivitäten als auch die konsequente Überprüfung der Wirtschaftlichkeit und Systemrelevanz jedes einzelnen Kraftwerks. E.ON plant, bis zum Jahr 2015 rund 13.000 MW an Kraftwerkskapazität stillzulegen. Bis Ende 2013 wurden von dieser Zielmarke bereits rund 7.400 MW realisiert. Gleichzeitig setzten wir uns auf nationaler und europäischer Ebene für einen Ordnungsrahmen ein, der einen nachhaltig wirtschaftlichen Betrieb von konventionellen Kraftwerken und damit eine sichere Stromversorgung langfristig gewährleistet. Dies schließt als Lösung auch ein neues Marktdesign, das auf wettbewerblich und diskriminierungsfrei ausgestalteten Kapazitätsmärkten basiert, ein. Letztendlich sollte in ganz Europa Kraftwerksleistung, die zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit vorgehalten wird, konsistent angemessen vergütet werden.

Aufgrund des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland bis 2022 werden wir unser Ziel, unsere spezifischen CO₂-Emissionen in der europäischen Stromerzeugung gegenüber 1990 zu halbieren, voraussichtlich erst im Jahr 2025 erreichen. Mit dieser Entwicklung befinden wir uns im Einklang mit den vorgeschlagenen Zielen der EU-Kommission, die im Januar 2014 im europäischen Energie- und Klimaschutzpaket 2030 vorgestellt wurden.

Im Bereich Energiehandel haben wir 2013 unsere Gaseinkaufs-, Gasspeicher- und LNG-Aktivitäten mit unserem Handelsgeschäft zusammengeführt. Dadurch können wir vorhandene Synergiepotenziale besser nutzen und über eine integrierte Optimierung und Vermarktung der E.ON-Anlagen und -Verträge eine maximale Wertschaffung sicherstellen. Ein strategischer Schwerpunkt liegt nach wie vor auf der erfolgreichen Anpassung unserer langfristigen Gaseinkaufsverträge mit den Produzenten an das neue Marktumfeld. Während der letzten Jahre haben wir bereits umfassende Fortschritte realisiert und gehen von einem erfolgreichen Abschluss der weiteren Verhandlungen mit den Produzenten aus. Das Gasspeichergeschäft steht aufgrund niedriger Preise für Flexibilitätsprodukte unter wachsendem Ergebnisdruck. Als Gegensteuerungsmaßnahmen werden wir unser Speicherportfolio weiter optimieren, Kosten reduzieren und die Vermarktung der Kapazitäten mithilfe innovativer Produktentwicklungen verbessern. Wachstumspotenzial sehen wir im Bereich der globalen Handelsaktivitäten, insbesondere in den Bereichen LNG und Kohle, die wir sukzessive weiter ausbauen wollen. Beispielsweise konnten wir im Herbst letzten Jahres einen LNG-Vertrag mit Qatargas für Europa über bis zu 10 Mrd m³ Erdgas innerhalb eines Lieferzeitraums von fünf Jahren abschließen. Gleichzeitig haben wir im vergangenen Jahr mit dem Verkauf unserer Anteile an dem slowakischen Gasunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s. (SPP) und der Abgabe der ungarischen Gasgesellschaften E.ON Földgáz Trade und E.ON Földgáz Storage unsere Fokussierungsstrategie innerhalb Europas weiter erfolgreich vorangetrieben.

In der Gas- und Ölproduktion liegt der Fokus auf organischem Wachstum in der Nordsee in Verbindung mit kontinuierlicher Performance-Steigerung. Mit der erfolgreichen Aufnahme der Produktion im norwegischen Skarv-Feld wurde im vergangenen Jahr ein bedeutender Meilenstein in der Geschäftsentwicklung erreicht. Um die produzierten Gas- und Ölmengen in der Nordsee durch neue Reserven zu ersetzen, haben wir im vergangenen Jahr eine umfassende Explorationsstrategie entwickelt. Ziel ist, das heutige rund 50 Lizenzen umfassende Explorationsportfolio weiter auszubauen, um die Basis für die Entdeckung neuer Gas- und Ölreserven zu legen. Dieser Ansatz erlaubt uns, das bei E.ON Exploration & Produktion vorhandene Know-how bestmöglich in wertschaffende Projekte umzusetzen.

Attraktive Verteilnetzgeschäfte leisten einen wichtigen Beitrag für die Ausgewogenheit unseres Gesamtportfolios und spielen eine zentrale Rolle bei der Transformation des europäischen Energiesystems in Richtung Erneuerbare Energien. Wir fokussieren uns auf die Geschäfte, bei denen wir mit unserer Expertise einen echten Mehrwert für unsere Kunden, Partner und Investoren erzielen können und die sich durch eine nachhaltig hohe finanzielle und operative Performance auszeichnen. Diesem klaren Anspruch folgend haben wir im letzten Jahr erfolgreich unsere finnischen Verteilnetzaktivitäten verkauft sowie unser deutsches Regionalversorgergeschäft neu geordnet. E.ON kann sich in Deutschland nun wie geplant auf die vier Regionalversorger Avacon, Bayernwerk, E.DIS und E.ON Hanse konzentrieren. Dies erlaubt uns, Investitionen zu bündeln und gemeinsam mit unseren kommunalen Partnern bei der Gestaltung der Energiewende zielgerichteter und effizienter einzusetzen. Wir werden unsere Netzgeschäfte in den verschiedenen europäischen Ländern entsprechend den Anforderungen der „neuen Energiewelt“ weiterentwickeln. Hierzu zählen insbesondere intelligente Technologien zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und die Installation intelligenter Strom- und Gaszähler bei unseren Kunden.

Im Endkundengeschäft liegt der strategische Fokus auf der Stärkung unserer Wettbewerbsfähigkeit durch mehr Kundenorientierung, innovativere Produkte, bessere Servicequalität und höhere Kosteneffizienz. Wir wollen nicht nur Strom, Gas und Wärme vertreiben, sondern eine führende Rolle als Anbieter von Energielösungen einnehmen. Hierfür stärken wir gezielt die digitale Interaktion zwischen unseren Kunden und unserem Vertrieb, um die Kundenbedürfnisse besser zu verstehen und passende Lösungen anzubieten. Den Bereich dezentrale Energie bauen wir gezielt aus und haben hier entsprechend einen unserer strategischen Entwicklungsschwerpunkte gesetzt. Sowohl unsere Regionaleinheiten als auch unsere Geschäftseinheit E.ON Connecting Energies treiben die Geschäftsentwicklung in einem der am schnellsten wachsenden Geschäftsfelder der Energiewirtschaft für E.ON voran. Der strategische Fokus unserer Angebote liegt in den Bereichen dezentrale Erzeugung und Energieeffizienz. E.ON Connecting Energies hat im letzten Jahr mit dem Erwerb von Matrix, dem britischen Marktführer für IT-basierte Energieeffizienzlösungen im Gebäudebereich, seine Marktposition weiter ausgebaut. Es ist geplant, das Produktportfolio von Matrix auch Industrie- und Gewerbekunden außerhalb von Großbritannien anzubieten.

Außerhalb Europas

Während sich die europäischen Staaten auf das anspruchsvolle Ziel einer bezahlbaren Transformation ihrer Energiesysteme konzentrieren, haben andere Regionen der Welt ein starkes Nachfragewachstum und damit verbunden einen enormen Nachholbedarf beim Ausbau moderner Erzeugungskapazitäten. Wir verfügen über langjährige Expertise im Energiegeschäft, insbesondere bei der Planung, der Errichtung und dem Betrieb von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen, aber zum Beispiel auch in den Bereichen Energieverteilung und -vertrieb. Von diesen Kenntnissen wollen wir verstärkt auch außerhalb Europas profitieren. Hierfür entwickeln wir nicht nur unsere bestehenden Geschäfte in Russland und Nordamerika weiter, sondern expandieren zusätzlich in attraktive und wachstumsstarke neue Regionen. Mit dem Markteintritt in die Türkei und Brasilien sind wir auf gutem Wege, unser Ziel einer stärkeren Präsenz auch außerhalb Europas umzusetzen.

In der Türkei haben wir Ende 2012 mit der türkischen Sabanci-Gruppe, einem der größten Finanz- und Industriekonglomerate der Türkei, eine Energiepartnerschaft abgeschlossen. Mit Enerjisa, unserem gemeinsamen, von jedem Partner zu 50 Prozent gehaltenen Joint Venture, verfügen wir über eine exzellente Plattform, um die Chancen im zunehmend liberalisierten türkischen Energiemarkt zu nutzen. Das heutige Erzeugungsportfolio von Enerjisa umfasst bereits rund 2.400 MW (Vorjahr: 1.700 MW) an installierter Leistung in Gas-, Wasser- und Windkraftwerken. Im Jahr 2013 hat Enerjisa acht Wasser- und Windkraftanlagen mit einer installierten Gesamtkapazität von rund 745 MW in Betrieb genommen. Darunter ist auch Balikesir, der mit 143 MW installierter Leistung größte Windpark der Türkei. Weitere rund 1.800 MW konventionelle und erneuerbare Kraftwerkskapazität befindet sich im Bau. Gemeinsam wollen wir bis zum Jahr 2020 eine Erzeugungskapazität von insgesamt bis zu rund 7.500 MW und damit einen Anteil von 10 Prozent im türkischen Erzeugungsmarkt erreichen. Darüber hinaus ist Enerjisa im Stromvertriebs- und -verteilnetzgeschäft aktiv. Im vergangenen Jahr hat das Unternehmen sein bisheriges Kundengeschäft in der Region um Ankara durch die erfolgreiche Teilnahme an der Privatisierung zweier Stromvertriebs- und -verteilnetzunternehmen im östlichen Teil von Istanbul und der Region um Adana stark ausgebaut. Enerjisa verteilt und verkauft heute Strom an über neun Millionen türkische Endkunden und verfügt damit über einen Marktanteil von über 20 Prozent. Die strategischen Schwerpunkte für das türkische Downstream-Geschäft liegen auf der erfolgreichen Integration der neu akquirierten Unternehmen sowie der Nutzung von Marktchancen aus der weiteren Liberalisierung.

Im attraktiven brasilianischen Strommarkt ist E.ON seit 2012 im Rahmen einer strategischen Partnerschaft aktiv. Im März 2013 hat E.ON ihr Engagement verstärkt und hält heute knapp 38 Prozent an der in ENEVA S.A. umbenannten gemeinsamen Stromerzeugungsgesellschaft. Weiterer wesentlicher Anteilseigner ist die brasilianische Entwicklungsbank BNDES. Der Rest der börsennotierten Anteile befindet sich im Streubesitz. Mit der Erhöhung der Beteiligung und dem neuen Erscheinungsbild wurden bei ENEVA gleichzeitig klare und einfache Strukturen geschaffen, um eine nachhaltige Basis für die weitere Entwicklung des Unternehmens zu sichern. Mit unserer Expertise in der Planung, dem Bau und dem Betrieb von Kraftwerken unterstützen wir ENEVA dabei, das bestehende operative Geschäft zu führen und die Marktpräsenz weiter auszubauen. ENEVA verfügt bereits heute über eine installierte Kraftwerkskapazität von etwa 2.400 MW, weitere rund 500 MW befinden sich aktuell im Bau und sollen 2014 in Betrieb genommen werden.

In Nordamerika liegt der Schwerpunkt unserer Aktivitäten bei den Erneuerbaren Energien und umfasst die Entwicklung, den Bau und den Betrieb großer Windparks sowie großer Fotovoltaikanlagen auf Freiflächen. Dies schließt auch innovative Ansätze zur Wertschöpfung und effizienten Kapitaleinsatz über die teilweise Veräußerung von Windparks im Anschluss an ihre Inbetriebnahme ein. Unser heutiges Portfolio von 18 Wind- und zwei Solarparks in sechs Bundesstaaten mit einer installierten Gesamtkapazität von über 2.500 MW werden wir im Einklang mit den politischen Rahmenbedingungen weiterentwickeln.

In Russland liegt der strategische Schwerpunkt auf dem erfolgreichen Abschluss unseres Neubauprogramms in der konventionellen Stromerzeugung. E.ON hat bereits vier neue, hochmoderne gasgetriebene Kraftwerksblöcke an drei Standorten in Betrieb genommen. Der Neubau eines 800-MW-Kohlekraftwerks wird 2015 abgeschlossen sein. Das gesamte Neubauprogramm zeichnet sich durch attraktive Kapitalrenditen aus und leistet einen wichtigen Beitrag zur Modernisierung der russischen Kraftwerkslandschaft. In Ergänzung zur Stromerzeugung aus Großanlagen hat sich E.ON im letzten Jahr entschieden, größeren Industrie- und Gewerbekunden dezentrale Erzeugungslösungen anzubieten. In diesem Zuge hat unsere Geschäftseinheit E.ON Connecting Energies eine Partnerschaft mit einem führenden Entwickler und Betreiber von russischen Gewerbe- und Industrieparks vereinbart. Mit dem Angebot von dezentralen Energielösungen wollen wir die Energiekosten von russischen Kunden senken und gleichzeitig eine klimafreundlichere und zuverlässigere Versorgung sicherstellen.

Investitionen

Trotz des noch schwieriger gewordenen Marktumfelds sehen wir klare Wachstumschancen in den Energiemärkten, insbesondere im Bereich der Erneuerbaren Energien, der dezentralen Energien und außerhalb Europas. Wir müssen aber auch berücksichtigen, dass E.ON in den nächsten Jahren weiterhin vor hohen wirtschaftlichen Belastungen steht. Diese sind Folge politischer Entscheidungen und eines deutlich veränderten Umfelds in den europäischen Märkten.

Wenn wir unsere Marktchancen optimal nutzen wollen, müssen wir neue Wege finden, um zukünftig Wachstum bei geringerer Kapitalbindung zu schaffen. Wir müssen auf Basis unserer Kompetenzen wachsen und weniger durch immer steigenden Kapitaleinsatz. Intelligente Geschäfts- und Partnerschaftsmodelle spielen dabei eine zentrale Rolle.

Im Bereich Erneuerbare Energien heben wir beispielsweise zusätzliches Wertpotenzial, indem wir für ausgewählte, einzelne Windparks interessierte Partner als Miteigentümer gewinnen. Bereits im Jahr 2012 konnten wir mit dem anteiligen Verkauf von drei US-amerikanischen Windparks an einen dänischen Pensionsfonds einen wichtigen Schritt in der Umsetzung dieses Ansatzes realisieren. Auch die Veräußerung eines 80-prozentigen Anteils am Offshore-Windpark Rødsand 2 an den dänischen Energieversorger SEAS-NVE zu attraktiven Konditionen reiht sich in diese Erfolge ein. Transaktionen dieser Art versetzen E.ON in die Lage, das frei werdende Kapital zügig in neue, attraktive Projekte zu investieren und so seine Wertschöpfung signifikant zu erhöhen.

Unsere Erwartung an die geplanten Investitionen für den Zeitraum 2014 bis 2016 ist hoch. In Zeiten begrenzter finanzieller Mittel ist es essenziell, die profitabelsten Chancen im Markt zu nutzen. Deshalb setzen wir umso mehr auf strikte Investitionsdisziplin und erwarten, dass neue Wachstumsprojekte eine Verzinsung deutlich über den Kapitalkosten erzielen.

Performance

Eine ausgezeichnete Performance ist unabdingbare Voraussetzung für einen nachhaltigen Erfolg in einem zunehmend wettbewerbsintensiven und anspruchsvollen Umfeld. Nur wenn E.ON aufgrund ihrer Fähigkeiten nachweisbar überdurchschnittliche Leistungen erbringt, können wir einen echten Mehrwert für unsere Kunden und damit wirklich bessere Energie anbieten. Unser Anspruch ist es, in allen Geschäftsbereichen einschließlich der Administration zum Top-Quartil der Branche zu gehören. Denn Top-Leistungen zu erbringen und eine nachhaltige Leistungskultur aktiv zu leben, ist der Maßstab, an dem wir uns messen lassen wollen.

Zur Steigerung unserer Performance haben wir im Sommer 2011 das konzernweite Restrukturierungs- und Kostensenkungsprogramm E.ON 2.0 gestartet. Ziel von E.ON 2.0 ist es, die beeinflussbaren Kosten im E.ON-Konzern von rund 11 Mrd € im Jahr 2011 bis spätestens 2015 auf 9 Mrd € – angepasst um Unternehmensverkäufe auf jetzt 8,2 Mrd € – zu reduzieren, um Spielraum für Investitionen zu schaffen. Darüber hinaus werden Strukturen bei E.ON vereinfacht, um Entscheidungen zu beschleunigen. Das dritte Ziel ist die Reduzierung von nicht zwingend notwendigem Verwaltungsaufwand, um das operative Geschäft in den Mittelpunkt zu stellen. Zudem optimieren wir das operative Geschäft. E.ON 2.0 geht zügig und planmäßig voran. Bis zum Jahr 2013 konnten wir bereits deutliche Einsparungen im Konzern realisieren, die das Kostenniveau nachhaltig senken. Weitere signifikante Kostensenkungen im Rahmen des E.ON-2.0-Programms sind bis zum Jahr 2015 geplant. Wir sind zuversichtlich, die gesetzten Ziele zu erreichen.

Das Programm E.ON 2.0 adressiert vier Schwerpunktbereiche: strukturelle Veränderungen, Verschlankeung administrativer Funktionen, Verbesserungen im Einkauf und Exzellenz im operativen Geschäft. Die im Jahr 2011 für diese Bereiche identifizierten Einsparpotenziale wurden in über 50 Projekten unter Einbeziehung der Mitbestimmung und der Linienorganisation mit Einzelmaßnahmen hinterlegt. Bis zum jetzigen Zeitpunkt konnten in den Einheiten bereits wie geplant rund 60 Prozent dieser Einsparungen realisiert werden. Bis spätestens Ende 2014 werden alle wesentlichen Einzelmaßnahmen umgesetzt sein.

Im Rahmen des ersten Schwerpunktthemas „strukturelle Veränderungen“ werden transparente und schlanke Organisationsstrukturen mit flachen Hierarchien geschaffen. In diesem Zuge haben wir bereits die Vielzahl der im E.ON-Konzern bisher vorhandenen Legaleinheiten mit ihren komplexen Hierarchiestrukturen deutlich reduziert. Wichtige Schritte wie die Verschlankeung der Konzernleitung, die Reorganisation der Regionaleinheit Deutschland (einschließlich Verlagerung des Standorts nach Essen), die Zusammenführung von E.ON Energy Trading und E.ON Ruhrgas zur E.ON Global Commodities sowie

organisatorische Verbesserungen in der Erzeugung sind erfolgreich umgesetzt. In der Regionaleinheit Deutschland wurden das Vertriebsgeschäft sowie die Funktionen des Kundenservice gebündelt, um eine effizientere Ausrichtung am Kunden zu erreichen. Bei unserer globalen Einheit Exploration & Produktion sowie bei E.ON Climate & Renewables haben wir funktional ausgerichtete Organisationsstrukturen geschaffen, die mit deutlichen Effizienzverbesserungen einhergehen. Weitere Strukturvereinfachungen im Konzern werden bereits umgesetzt oder sind geplant.

Innerhalb des Themenbereichs „administrative Funktionen“ zielt das Programm auf die Verschlankeung und Bündelung von Unterstützungsfunktionen ab. Im Sommer 2011 wurde für diese Konzernfunktionen, wie insbesondere Finanzen, Personal, Einkauf sowie Kundenservices (inklusive Business Service Center) ein Benchmarking durchgeführt und hieraus eine Zieldimensionierung abgeleitet. In diesem Zusammenhang werden bestimmte Funktionen, wie zum Beispiel Recht, Steuern und ein Teil der Personal- und Finanzfunktionen, in Centers of Competence zusammengeführt. Damit sollen Prozesse in diesen Funktionen verschlankt und Entscheidungsabläufe beschleunigt werden. Der Aufbau konnte 2013 weitestgehend abgeschlossen werden. Darüber hinaus zielt das Programm darauf ab, Aktivitäten mit hohem Standardisierungspotenzial in Business Service Centern zu bündeln, um von Synergieeffekten zu profitieren. Im Jahr 2013 wurden bereits Funktionen des Rechnungswesens aus einigen operativen Einheiten in die Business Service Center in Regensburg und Cluj (Rumänien) überführt, wodurch deutliche Effizienzverbesserungen erzielt werden konnten. Weitere Übertragungen sind bis 2015 geplant. Transaktionale Aufgaben des Personalbereichs, die nicht Teil der Centers of Competence sind, haben wir in den neu gegründeten Business Service Centern in Berlin und Cluj gebündelt.

Bei dem Schwerpunktthema „Einkauf“ wird die Effizienz und Effektivität der gesamten Beschaffungsorganisation gesteigert. Mithilfe des E.ON-2.0-Programms wurden konzernweit funktional und operativ übergreifende Einkaufsteams geschaffen, welche Skalen- und Synergieeffekte konsequent realisieren. Die Erzielung von Einkaufsvorteilen durch Preisverhandlungen, Spezifikationsanpassungen sowie die Reduzierung der Nachfrage sind wichtige Bausteine zur Erreichung der Einsparziele bei unseren Sachkosten.

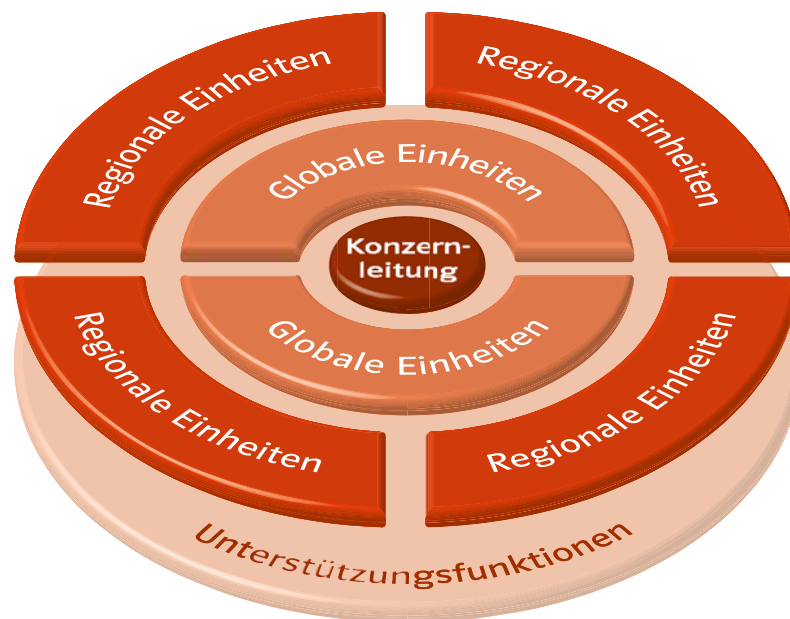
Der E.ON-2.0-Schwerpunkt „operatives Geschäft“ soll sicherstellen, dass E.ON im Vergleich zu Wettbewerbern langfristig leistungsfähiger ist. Das betrifft vor allem die globalen Erzeugungsaktivitäten, das Handelsgeschäft sowie die lokalen Vertriebs- und Infrastrukturgeschäfte. Auch hier werden unter anderem Prozesse vereinfacht und standardisiert und Unternehmensstrukturen angepasst, um unsere angestrebte Top-Quartil-Position in allen Geschäften zu erreichen.

Die E.ON-Führungskräfte und die Mitbestimmung im In- und Ausland sind eng in das E.ON-2.0-Programm eingebunden und unterstützen die anstehenden Veränderungen und treiben sie voran. Parallel zum E.ON-2.0-Programm entwickelt E.ON eine Leistungskultur, in welcher der Schwerpunkt unserer Arbeit darauf liegt, die Entscheidungsfindung zu beschleunigen, Entscheidungen schnell zu implementieren, Prozesse und Aktivitäten zu standardisieren, klare Zuständigkeiten zu schaffen sowie die Wertschöpfung für den Konzern und die Einschätzungen und Erwartungen unserer Kunden und Stakeholder im Blick zu behalten. Gleichzeitig überführen wir gezielt Erkenntnisse aus einzelnen Performance-Initiativen in regelmäßige Verbesserungsprozesse. Beispiel E.ON Climate & Renewables: Was als einzelnes Pilotprojekt zur Maximierung des operativen Windertrags begann, ist heute ein systematischer Prozess, bei dem ein Mal pro Jahr alle Windanlagen zielgerichtet auf Optimierungspotenziale hin untersucht werden.

Finanzstrategie

E.ONs Finanzstrategie setzt sich aus den zentralen Bestandteilen Kapitalstrukturmanagement und Dividendenpolitik zusammen. Die Erläuterungen hierzu befinden sich im Kapitel Finanzlage des zusammengefassten Lageberichts.

- Wirtschaftliche Entwicklung im Jahr 2013 im Rahmen der Erwartungen
- EBITDA, nachhaltiger Konzernüberschuss und operativer Cashflow unter Vorjahreswerten
- Dividende in Höhe von 0,60 € vorgesehen
- Für das Jahr 2014 EBITDA zwischen 8,0 und 8,6 Mrd € erwartet



Grundlagen des Konzerns

Geschäftsmodell

E.ON ist ein bedeutendes privates Energieunternehmen. Die Struktur des E.ON-Konzerns ist durch eine klare Rollen- und Aufgabenverteilung im Verbund aller Konzerngesellschaften geprägt. Der Konzern ist in globale und regionale Einheiten gegliedert.

Die E.ON SE mit Sitz in Düsseldorf übernimmt als Konzernleitung steuernde Aufgaben für die gesamte Gruppe. Wir verstehen uns als global tätiger spezialisierter Anbieter von Energielösungen. Fünf globale Einheiten sind verantwortlich für die Geschäftsfelder Erzeugung, Erneuerbare Energien, Neubau & Technologie, Globaler Handel und Exploration & Produktion. Elf regionale Einheiten führen das operative Geschäft in Europa, hinzu kommen Russland sowie unsere Aktivitäten in Brasilien und der Türkei. Unterstützende Funktionen wie IT, Einkauf oder kaufmännische Steuerungssysteme werden funktional organisiert.

Konzernleitung

Hauptaufgabe der Konzernleitung in Düsseldorf ist die Koordination des operativen Geschäfts und damit die Führung des Gesamtkonzerns. Dazu zählen die strategische Weiterentwicklung, Finanzierungspolitik und -maßnahmen, die marktübergreifende Steuerung des Gesamtgeschäfts, das Risikomanagement, die laufende Optimierung unseres Portfolios und das Stakeholder-Management.

IT, Einkauf, Versicherung, Beratung sowie unsere kaufmännischen Steuerungssysteme leisten überall auf der Welt wertvolle Unterstützung für unser Kerngeschäft. Diese Einheiten beziehungsweise Bereiche haben wir funktional organisiert. So erzielen wir Synergieeffekte und profitieren vom Fachwissen, das länderübergreifend in unserem Konzern vorhanden ist.

Änderungen in der Berichterstattung

Anfang 2013 haben wir unser Segment Optimierung & Handel in Globaler Handel umbenannt. Im ersten Halbjahr 2013 haben wir die zu diesem Segment gehörenden Gesellschaften E.ON Energy Trading und E.ON Ruhrgas rechtlich verschmolzen. Der Name der neuen Gesellschaft ist E.ON Global Commodities. Die Namensänderung spiegelt unsere Fortschritte bei der Restrukturierung in diesem Bereich wider. Die neue Einheit wird sich weiterhin auf die Optimierung unserer weltweiten Assetbasis konzentrieren. Sie wird uns darüber hinaus ermöglichen, wichtige Synergien im operativen Geschäft zu heben, und so auch zum Programm E.ON 2.0 beitragen.

Darüber hinaus haben wir einzelne Geschäfte der regionalen Einheit Deutschland zum 1. Januar 2013 in die globale Einheit Erneuerbare Energien umgegliedert beziehungsweise der Konzernleitung zugeordnet. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

Globale Einheiten

Alle Geschäftstätigkeiten in den zusammenwachsenden Märkten Europas führen wir länderübergreifend durch globale Funktionseinheiten.

Unsere vier berichtspflichtigen globalen Einheiten sind Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel und Exploration & Produktion. Hinzu kommt die Einheit Neubau & Technologie in der Konzernleitung.

In unserer globalen Einheit Neubau & Technologie haben wir umfassendes Know-how im Projektmanagement, in der Projektabwicklung und im Engineering vereint. Überall dort, wo wir aktiv sind, unterstützen wir den Betrieb bestehender sowie den Neubau von Anlagen. Darüber hinaus haben wir in dieser Einheit die Ausführung der konzernweiten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten für unsere E.ON Innovation Center gebündelt.

Erzeugung

Unser Kraftwerkspark gehört zu den größten und leistungstärksten in Europa. Mit Erzeugungsstandorten in Deutschland, Großbritannien, Schweden, Italien, Spanien, Frankreich und den Beneluxländern sind wir einer der geografisch am breitesten aufgestellten Stromerzeuger in Europa. Darüber hinaus ist unser Erzeugungsportfolio eines der ausgewogensten unserer Branche.

In der globalen Einheit Erzeugung sind alle konventionellen, das heißt alle fossilen und nuklearen Erzeugungskapazitäten innerhalb Europas gebündelt. Sie werden länderübergreifend gesteuert und optimiert.

Erneuerbare Energien

Unsere globale Einheit Erneuerbare Energien treibt in vielen Ländern Europas und der Welt den Ausbau der regenerativen Energien voran. Der Einsatz Erneuerbarer Energien bietet großes Potenzial für Wirtschaft und Umwelt. Deshalb wollen wir den Anteil der Erneuerbaren im Portfolio von E.ON nachhaltig ausbauen und eine führende Rolle in diesem Wachstumsmarkt einnehmen. Für eine umweltfreundliche Energieversorgung suchen wir ständig nach neuen Lösungen und Technologien. Wir investieren deswegen signifikant in die Erneuerbaren wie Wind, Biomasse, Solar- und Meeresenergie.

Globaler Handel

Unsere Einheit Globaler Handel ist das Bindeglied zwischen E.ON und den weltweiten Energiehandelsmärkten und kauft beziehungsweise verkauft Strom, Gas, Flüssiggas (LNG), Öl, Kohle, Frachtkontingente und Emissionszertifikate. Sie steuert und entwickelt zudem Assets auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes, wie zum Beispiel Pipelines, Langfristlieferverträge oder Speicher.

Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist ein Segment mit guten Perspektiven für die Zukunft. E.ON E&P ist in den Fokusregionen britische und norwegische Nordsee sowie Russland aktiv.

Regionale Einheiten

Elf regionale Einheiten führen unser operatives Geschäft in Europa. Sie verantworten das kundennahe Vertriebsgeschäft, die regionale Infrastruktur sowie dezentrale Erzeugungskapazitäten. Gleichzeitig sind sie in ihren jeweiligen Ländern wichtige Partner der globalen Einheiten. Für diese nehmen sie wichtige Aufgaben wie das Personalmanagement und das Rechnungswesen wahr. In ihren jeweiligen Ländern sind die regionalen Einheiten zudem die alleinigen Ansprechpartner für alle relevanten Interessengruppen, zum Beispiel in der Politik, bei Behörden, Verbänden und Medien.

In folgenden Regionen sind wir tätig: Deutschland, Großbritannien, Schweden, Italien, Spanien, Frankreich, Benelux, Ungarn, Tschechien, Slowakei, Rumänien und bis Ende Juni 2012 Bulgarien.

Ferner wollen wir in Europa den Bereich dezentrale Energie gezielt ausbauen. Mit der Mitte 2012 neu gegründeten Geschäftseinheit E.ON Connecting Energies konzentrieren wir uns auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen für unsere Kunden. Diese Einheit ordnen wir seit dem vierten Quartal 2013 den weiteren EU-Ländern zu.

Hinzu kommt Russland als sogenannte Schwerpunktregion. Hier steht das Stromerzeugungsgeschäft im Vordergrund, das aufgrund seiner geografischen Lage und der fehlenden Einbindung in das europäische Verbundnetz nicht in die globale Erzeugungseinheit integriert wurde.

Darüber hinaus treiben wir mit E.ON International Energy in attraktiven und wachstumsstarken Regionen außerhalb Europas gemeinsam mit lokalen Partnern den Aufbau von erneuerbaren und konventionellen Erzeugungskapazitäten sowie das Verteilnetzgeschäft voran. Seit Anfang des Jahres 2013 werden unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland und unsere Aktivitäten in weiteren Nicht-EU-Ländern – diese beinhalten unser Engagement in Brasilien und seit dem zweiten Quartal 2013 auch das in der Türkei – als Nicht-EU-Länder zusammengefasst.

Steuerungssystem

Im Mittelpunkt unserer Unternehmenspolitik steht die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes. Zur wertorientierten Steuerung des Konzerns sowie der einzelnen Geschäftsfelder setzen wir ein konzernweit einheitliches Planungs- und Controllingsystem ein, das die effiziente Verwendung unserer Finanzmittel gewährleistet. Aber auch bei der Nachhaltigkeit handeln wir effizienz- und leistungsorientiert. Dabei verankern wir unsere hohen Nachhaltigkeitsansprüche mithilfe konzernweit verbindlicher Richtlinien, die Mindeststandards definieren, immer tiefer im Konzern, in allen Geschäften, allen Organisationseinheiten, allen Prozessen – und dies über die gesamte Wertschöpfungskette.

Unsere wesentlichen Kennzahlen zur Steuerung unseres operativen Geschäfts und zur Beurteilung der Finanzlage sind unser EBITDA, der nachhaltige Konzernüberschuss, die ausgabewirksamen Investitionen und der Verschuldungsfaktor.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäftsfelder verwenden wir ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Zu den Bereinigungen

zählen Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung und Kostenmanagement, Wertberichtigungen sowie das sonstige nicht operative Ergebnis, in dem unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen wird. Diese Ergebnisgröße ist somit unabhängig von Investitions- und Abschreibungszyklen und gleichzeitig ein Indikator für den zahlungswirksamen Ergebnisbeitrag (siehe auch Erläuterungen auf den Seiten 41 und 42 des zusammengefassten Lageberichts und in Textziffer 33 des Anhangs).

Die Finanzlage des Konzerns stellen wir unter anderem mit der Kennzahl Debt Factor dar. Eine effiziente Kapitalstruktur ist eine zentrale Komponente unserer Finanzstrategie. Wir messen diese mittels der Kennzahl Verschuldungsfaktor (Debt Factor). Der Debt Factor ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung und unserem EBITDA (siehe auch Kapitel Finanzstrategie auf Seite 43). Wir steuern die Kapitalstruktur aktiv. Liegt der Verschuldungsfaktor deutlich über dem von uns festgelegten Ziel, ist strikte Investitionsdisziplin erforderlich. Darüber hinaus können weitere gegensteuernde Maßnahmen eingeleitet werden.

Neben unseren wichtigsten finanziellen Steuerungskennzahlen geben wir im zusammengefassten Lagebericht weitere finanzielle und nichtfinanzielle Kennzahlen an, um die Entwicklung im operativen Geschäft und im Rahmen unserer Verantwortung für alle unsere Stakeholder – von den Mitarbeitern über die Kunden bis hin zu den Gesellschaften, in denen wir tätig sind – darzustellen. Beispiele für weitere finanzielle Kennzahlen sind der operative Cashflow, der ROACE (Return on Average Capital Employed) und der Wertbeitrag (Value Added). Im Zusammenhang mit Nachhaltigkeit verwenden wir beispielsweise die Kennzahlen CO₂-Emissionen und CO₂-Intensität oder den TRIF, der die Anzahl der arbeitsbedingten Unfälle und Berufserkrankungen misst. Erläuterungen zu diesen Kennzahlen befinden sich in den Kapiteln Corporate Sustainability und Mitarbeiter. Diese Kennzahlen liegen aber nicht im Fokus der laufenden Steuerung unserer Geschäfte.

Technologie und Innovation

Globale Trends, wie der Klimawandel, die fortschreitende Urbanisierung oder die Neugestaltung der Energiemärkte, verändern die Landschaft der Energieversorgung grundlegend. Diese Transformation der Energiesysteme schafft in jedem Entwicklungsschritt neue Herausforderungen, bietet zugleich aber auch zusätzliche Chancen. Damit die Energiewende gelingen kann, benötigt E.ON innovative Technologien und Lösungen. Zwölf E.ON Innovation Center (EIC), die direkt in bestehende Geschäftseinheiten integriert sind und von der zentralen Technologie- und Innovations-Organisation (T&I) gesteuert werden, koordinieren konzernweit folgende Themenfelder mit unterschiedlichen Schwerpunkten:

- Vertrieb und Endanwendung (ein EIC): Entwicklung neuer Geschäftsmodelle in der dezentralen Energieversorgung, der Energieeffizienz und bei der Mobilität.
- Erneuerbare Erzeugung (zwei EIC): Erhöhung der Kosteneffizienz bei bestehenden Windenergie-, Solar- und Wasserkraftanlagen sowie die Erforschung neuer Technologien bei der erneuerbaren Energiegewinnung.
- Infrastruktur und Distribution (drei EIC): Lösungen zur Energiespeicherung und -verteilung in einem zunehmend dezentralen und volatilen Erzeugungssystem.
- Energy Intelligence & Energiesystem (zwei EIC): Hier liegt der Fokus auf potenziellen fundamentalen Veränderungen im Energiesystem sowie auf der Rolle von Daten in der neuen Energiewelt.
- Konventionelle Erzeugung (vier EIC): Verbesserung der bestehenden Kraftwerksflotte und Optimierung künftiger Investitionen.

Strategische Co-Investitionen

Viele interessante Ideen im Energiegeschäft, vor allem im Segment der dezentralen Energien, stammen von sehr kleinen, hochinnovativen Firmen. Die vom Bereich T&I bei E.ON getriebene Zusammenarbeit mit Start-up-Firmen und Wagniskapitalfonds (Venture Capital Funds) ermöglicht E.ON den Zugang zu diesen neuen Technologien und Geschäftsmodellen. Um diese Aktivitäten weiter zu intensivieren und direkt an der Wertsteigerung solcher Unternehmen teilzuhaben, werden seit 2012 strategische Co-Investments in neue Unternehmen mit innovativen Geschäftsmodellen oder Produkten getätigt, um sie so in das Geschäft von E.ON einzubringen. Dabei handelt es sich nicht um reine Finanzinvestitionen, sondern um strategische Beteiligungen, mit der Zielrichtung, Vorreiter bei Angeboten zu erneuerbaren, dezentralen und anderen umwälzenden Energielösungen zu sein. Seit 2013 wird jährlich eine einstellige Anzahl von Investitionen in solche Firmen getätigt, die zu unseren strategischen Ambitionen passen.

2013 hat E.ON eine Vereinbarung mit dem US-Unternehmen Opower abgeschlossen, um die Möglichkeiten einer neuen Internetplattform zur besseren Bindung der E.ON-Privatkunden in ganz Europa zu untersuchen. Ebenso ist E.ON bei der Orca Energy GmbH, München, einem der Technologieführer für Abwärme-Recycling, als Investor eingestiegen. Abwärme aus industriellen und gewerblichen Prozessen hat erhebliches, bislang weitgehend ungenutztes Potenzial zur Effizienzsteigerung bei dezentralen Energielösungen. Darüber hinaus ist E.ON als beschränkt haftender Teilhaber bei The Westly Group, einer US-amerikanischen Investmentkapitalgesellschaft, eingestiegen. Das Unternehmen legt seinen Schwerpunkt auf Anbieter besonders umweltfreundlicher Technologien, wie zum Beispiel Elektromobilität, Erneuerbarer Energien, intelligenter Netze und der Energieeffizienz von Gebäuden. The Westly Group analysiert jährlich rund 800 Start-up-Firmen und hilft jungen Unternehmen wie Tesla Motors beim Aufbau ihrer Geschäftsaktivitäten. Durch die Partnerschaft bekommt E.ON Zugang zu innovativen Technologien, während The Westly Group wichtige Kenntnisse über den europäischen Markt gewinnt.

Projektbeispiele 2013

Endkundengeschäft

E.ON bietet seit Oktober 2013 seinen Kunden in Großbritannien und in einem Pilotprojekt in Schweden das „Customer Engagement Toolkit“ von Opower an. Es ermöglicht Kunden, den eigenen Strom- und/oder Gasverbrauch mit dem ähnlicher Eigenheime in ihrer Umgebung zu vergleichen, und liefert personalisierte Energiespartipps. Ein solches Instrument ist in der Energiebranche bisher einmalig!

Bereits in den vergangenen Jahren wurden im E.ON-Konzern einige Initiativen zu „virtuellen Kraftwerken“ und „Demand Response“ angestoßen. Im Kern konzentrieren sich alle Projekte darauf, gut für die dezentralisierte Energiewelt gerüstet zu sein, um Synergien durch die Zusammenschaltung einzelner, meist kleinerer Kraftwerke nutzen zu können. Im Jahr 2013 wurde unter anderem das Projekt „Virtuelles Kraftwerk Deutschland“ gestartet. Ziel dieses Projektes ist es, eine flexible und auf andere Märkte übertragbare Plattform für ein virtuelles Kraftwerk aufzubauen und neue Produkte für Industrie- und Gewerbekunden anzubieten.

Erneuerbare Energien

Im Rahmen der Offshore-Wind-Accelerator (OWA)-Initiative des „Carbon Trust“, einer von der britischen Regierung ins Leben gerufenen gemeinnützigen Organisation, sind Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zur Reduzierung der Kosten von Offshore-Windparks um 10 Prozent bis 2015 aufgesetzt worden. Dabei steht das Testen von neuen Turbinengenerationen mit höherer Leistung im Vordergrund.

Seit 2013 führt E.ON ein umfassendes Forschungsprogramm zur Produktion und Anwendung von Biomasse für die Stromproduktion durch. Aspekte wie die nachhaltige Beschaffung und der Transport von Biomasse, effiziente Verbrennung in herkömmlichen Dampferzeugern und die effizientere Ausweitung neuer Installationen werden in diesem Programm berücksichtigt.

Advanced Condition Monitoring (ACM) ist eine Technik für die intelligente Überwachung von Prozessabläufen während einer Installation und die Bereitstellung von Informationen über den aktuellen Status eines Kraftwerks. Aus der Kombination von Prozessabläufen und Statusinformationen lassen sich Szenarien ableiten, die zur Früherkennung von Störungen und Schäden dienen. Diese Technologie ist von E.ON innerhalb der Gaskraftwerksflotte entwickelt worden. Es wird seit 2013 getestet, ob sie auf andere Kraftwerkstypen sowie Anlagen für Erneuerbare Energien übertragbar ist.

Innovative Trackersysteme verändern die Stellung von Solarpanelen in Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung und erhöhen dadurch die Ausbeute von Fotovoltaik-Kraftwerken. E.ON testet seit 2013 sowohl einachsige als auch zweiachsige Konzepte. Das 1-achsige System ist an zwei verschiedenen Punkten in Italien und in Frankreich eingesetzt worden, Fiumesanto und Le Lauzet. Das zweiachsige Trackersystem ist in den USA zum Einsatz gekommen.

Energiespeicherung

Im August 2013 ist die Speicheranlage „Power to Gas“ in Falkenhagen in Betrieb genommen worden. Sie erzeugt unter Einsatz innovativer Technologie aus circa 2 MW Windkraft mittels Elektrolyse bis zu 360 Nm³/h Wasserstoff. Dieser Wasserstoff wird mit etwa 2 Volumenprozent bei einem maximalen Betriebsüberdruck von 55 bar in das Erdgasnetz eingespeist.

Seit September 2013 ist die Nordseeinsel Pellworm Modellregion für ein hybrides Speichersystem, mit dem Stromerzeugung und -verbrauch besser aufeinander abgestimmt werden können. Bei viel Wind und Sonne kann überschüssiger Strom dann direkt in leistungsstarken Batterien oder in Heizungssystemen von Haushalten gespeichert werden. Ziel des Projekts ist es auch, die Notwendigkeit von Stromtransporten zu verringern und den dafür erforderlichen Netzausbau zu reduzieren.

Verteilnetze

Der regelbare Ortsnetztrafo (rONT) ermöglicht es den Verteilnetzbetreibern, das Spannungsband in der Niederspannung trotz fluktuierender Einspeisung aus verteilter Erzeugung, zum Beispiel Fotovoltaik, nahezu konstant zu halten. Dazu ändert der rONT im laufenden Betrieb das Übersetzungsverhältnis zwischen Mittel- und Niederspannung. Auf diese Weise kann die installierte Kapazität des Niederspannungsnetzes bis näher an ihre Grenzen genutzt werden, um noch mehr verteilte Erzeugung aufzunehmen und damit den Anteil an regenerativer Energie zu erhöhen. 2013 hat E.ON diese Technologie zum ersten Mal in größerer Stückzahl eingesetzt, um die Erfahrungen und Arbeitsweisen in allen E.ON Distribution System Operatoren (DSOs) in Deutschland noch genauer zu analysieren und weitere Einsatzmöglichkeiten zu identifizieren.

E-Mobilität

Nutzer von Elektrofahrzeugen sollen nicht nur auf einen begrenzten Radius beschränkt sein. Deshalb ist ein wichtiger Themenschwerpunkt des Schaufensters „Elektromobilität verbindet“ (eine Initiative der deutschen Bundesregierung), längere Strecken mit Elektrofahrzeugen zu ermöglichen. Denn die im Vergleich zu Verbrennungsfahrzeugen niedrigere Reichweite weckt heute noch verbreitet Skepsis gegenüber der neuen Technologie.

Für dieses Vorhaben errichtet Siemens gemeinsam mit E.ON und BMW seit 2013 entlang der Autobahn A9 von München über Nürnberg bis Leipzig acht Gleichstrom-Schnellladesäulen. Die Ladestationen werden in circa 90 km Abstand voneinander aufgestellt. Damit wird eine der am meisten befahrenen

Verkehrsachsen Deutschlands für den elektrischen Überlandverkehr auf über 450 Kilometern befahrbar. Das dabei eingesetzte Combined Charging System haben Ladesäulenhersteller und Automobilindustrie gemeinsam als einheitliche Ladeschnittstelle entwickelt, um europaweites Laden nach demselben Standard zu ermöglichen. Ein sogenanntes Backend überwacht und steuert die Ladeinfrastruktur. Im Störfall wird hier die Fehlerbehebung angestoßen. Zunächst wird der BMW i3 zur Erprobung der neuen Ladeinfrastruktur eingesetzt. Seit Anfang 2014 stehen die Ladesäulen zur Verfügung.

Smart Homes

Im Rahmen eines europäischen Gemeinschaftsprojekts haben wir 75 Haushalte mit Smart-Home-Technologie ausgestattet. An dem Projekt sind unter anderem auch der Milton Keynes Council, die National Energy Foundation sowie eine Auswahl an britischen Universitäten beteiligt. Die gewonnenen Daten werden analysiert, Testergebnisse zusammengetragen und Rückmeldungen von den Hausbesitzern eingeholt. Diese Informationen bilden wiederum die Grundlage für zukünftige Tests und kommerzielle Versuche. Dabei berücksichtigen wir insbesondere neue Herausforderungen im Bereich Datenschutz.

Reduzierung von Emissionen

Kohlekraftwerke sind für einen Großteil der Umweltemissionen verantwortlich, darunter Stickoxide (NO_x) und Schwefeloxide (SO_x). Eines unserer F&E-Vorhaben beschäftigt sich mit der Verringerung von Quecksilberemissionen, andere mit der weiteren Verbesserung von Filteranlagen. Die EU-Gesetzgebung schreibt eine drastische Senkung der Quecksilberemissionen von Kohlekraftwerken bis 2016 vor. Um dies zu ermöglichen, haben wir in einer unserer Anlagen ein neues Verfahren zur Quecksilberabspaltung entwickelt, das zukünftig auch in anderen Anlagen eingesetzt werden soll.

Unterstützung von Universitäten

Im Rahmen der T&I-Aktivitäten werden Forschungsprojekte mit Universitäten und Forschungseinrichtungen in unterschiedlichen Themengebieten durchgeführt. Der Schwerpunkt der Kooperationen mit Universitäten liegt jedoch auf der Zusammenarbeit mit dem E.ON Energy Research Center an der RWTH Aachen.

Weiterhin ist die Zusammenarbeit mit der Universität Chalmers, Göteborg, Schweden, von größerer Bedeutung. Diese ist in drei verschiedene Programme eingeteilt: Kernkraft, Energiesystemanalyse und Erneuerbare Energie.

Fakten zu Technologie und Innovation einschließlich Forschung und Entwicklung

Wir haben 2013 unsere Aktivitäten im Bereich Technologie und Innovation trotz des schwierigen wirtschaftlichen Umfelds auf relativ hohem Niveau gehalten. Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand von E.ON lag im Jahr 2013 bei rund 86 Mio € (Vorjahr: 94 Mio €). Die aktivierbaren Entwicklungsleistungen im Bereich Software betrugen 11 Mio € (35 Mio €). Rund 300 Mitarbeiter arbeiteten 2013 bei E.ON unmittelbar in Forschungs- und Entwicklungsprojekten. Neben den Investitionen in die Optimierung und Weiterentwicklung von Technologien ist E.ON auch auf dem Gebiet der Grundlagenforschung aktiv. E.ON unterstützte durch Spenden und Sponsoring die Energieforschung an Hochschulen und Instituten im Jahr 2013 mit 4 Mio € (8 Mio €). Insgesamt beträgt unser Engagement für Technologie und Innovation (F&E, Unterstützung von Hochschulen und Demonstrationsprojekte) und Softwareentwicklung 130 Mio € (161 Mio €).

Technologie und Innovation, Software						
in Mio €	Technologie und Innovation		Software		Summe	
	2013	2012 ¹⁾	2013	2012	2013	2012
Forschung und Entwicklung <i>Technologie</i>	86 ²⁾	94 ²⁾	-	-	86 ²⁾	94 ²⁾
Aktivierbare Entwicklungsleistungen <i>Software</i>	-	-	11	35	11	35
Sonstiges <i>Demonstrationsanlagen</i> <i>Universitätsunterstützung</i>	29 4	24 8	- -	- -	29 4	24 8
Summe	119	126	11	35	130	161

1) Vorjahreswerte angepasst, um Projektaktualisierungen abzubilden.

2) F&E-Aufwand gemäß IAS 38 (2013: 42 Mio €; Vorjahr: 56 Mio €, siehe Textziffer 14 im Anhang) und weitere dem Bereich F&E zuzuordnende Projekte

Gesamtwirtschaftliche und branchenbezogene Rahmenbedingungen

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Weltwirtschaft setzte 2013 den Erholungsprozess mit moderaten Wachstumsraten, begleitet von großer Unsicherheit, ohne sichtbare Dynamik fort. Der Zuwachs des weltweiten realen Handelsvolumens lag nach Angaben der OECD mit 3,0 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf dem gleichen Niveau wie 2012. Diese Wachstumsrate liegt weiterhin unter dem langjährigen Durchschnitt der Jahre 2001 bis 2010 mit 4,9 Prozent. Die OECD sieht in der weiterhin vorhandenen Unsicherheit eine Ursache für die anhaltende Wachstumsschwäche.

In den USA schwächte sich der Aufschwung 2013 deutlich ab, wobei alle Nachfragekomponenten niedrigere Wachstumsbeiträge lieferten.

Der Euroraum scheint nach Ansicht der OECD die Rezession überwunden zu haben. Im Jahr 2013 schrumpfte die Wirtschaft nur noch leicht. Die größtenteils leicht positiven Wachstumsraten der großen Volkswirtschaften im Norden konnten jedoch den Rückgang der wirtschaftlichen Tätigkeit im Süden nicht kompensieren. Dennoch stellt die OECD fest, dass sich der Rückgang der wirtschaftlichen Leistung in den Südländern abschwächt. Stabilisierend auf die Nachfrage im Euroraum wirkten die im Gegensatz zu den Vorjahren nicht zusätzlich verschärfende Fiskalpolitik, der leicht positive Exportüberschuss sowie die Geldpolitik.

Getragen von der Inlandsnachfrage, und hier insbesondere vom privaten Konsum, war die deutsche Volkswirtschaft trotz sehr moderaten Wachstums im Jahr 2013 Anker der wirtschaftlichen Erholung im Euroraum.

Ebenfalls unterstützt von einem Anstieg der privaten Konsumnachfrage konnte Großbritannien 2013 einen deutlichen wirtschaftlichen Zuwachs verzeichnen.

Die schwedische Volkswirtschaft büßte im letzten Jahr sichtbar an Wachstumsdynamik ein. Ursachen sind hier in rückläufigen Investitionen sowie einem Rückgang der Exporte zu sehen.

Die Entwicklung in den osteuropäischen Mitgliedsländern der EU verlief 2013 uneinheitlich. Während zum Beispiel Polen und Ungarn ein positives Wachstum realisierten, befindet sich die Tschechische Republik weiter in einer Rezession.

Investitionsgetrieben konnte die Volkswirtschaft in Brasilien 2013 einen deutlichen Zuwachs gegenüber dem Vorjahr aufweisen, während sich die Zuwachsraten in Russland weiter abschwächte. Die Türkei profitierte 2013 von einem binnenmarktgetriebenen Aufschwung sowohl aufgrund höherer Konsum- als auch Investitionsgüternachfrage.



Energiepolitisches Umfeld International

Die 19. Klimaschutzkonferenz in Warschau vom 11. bis 23. November 2013 brachte erwartungsgemäß keinen Durchbruch in den Verhandlungen auf dem Weg zu einem neuen internationalen Klimaregime, sodass die Hoffnungen jetzt auf Fortschritten bei den geplanten Tagungen vor der nächsten Klimaschutzkonferenz Ende 2014 liegen. In der zentralen Frage einer Reduktion der Treibhausgase sowie einer Aufteilung der Reduktionsanstrengungen auf einzelne Länder oder Ländergruppen

gab es keinen Fortschritt. Parallel zur Klimakonferenz berichtete der jüngste World Energy Outlook 2013 der Internationalen Energieagentur von einem weiter ungebremsst global steigenden Energieverbrauch.

Brasilien

Im Jahr 2013 wurden im brasilianischen Strommarkt eine Reihe regulatorischer Neuerungen eingeführt, die vor allem dem Ziel dienen, die Stromversorgungssicherheit zu erhöhen und Preise möglichst stabil zu halten. Dazu zählen unter anderem Neuerungen im Konzessionsrecht oder in der Methodik zur Berechnung des Spotpreises für Strom. Im Erzeugungsbereich setzt die Regierung weiterhin auf Ausschreibungsmodelle. Energiepolitisch liegt der Fokus in Brasilien daher weiterhin darauf, eine ausgewogene Balance zwischen Preisstabilität und attraktiven Investitionsbedingungen zu finden, um ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Europa

Die europäische energiepolitische Diskussion wurde dominiert von der beginnenden Debatte um Klimaschutzziele der EU für 2030 und hier insbesondere um den Beitrag des europäischen Handels mit CO₂-Emissionsrechten. Im EU-Emissionshandel stand die Frage der zeitweisen Herausnahme von CO₂-Rechten aus dem Markt im Vordergrund. Hier gab es zu Jahresende eine Einigung für eine zeitweise Herausnahme von Zertifikaten. Zusätzlich gewann vor dem Hintergrund der Entwicklungen auf den globalen Energiemärkten das Thema der Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie sowie der Investitionskraft der Energiewirtschaft an Bedeutung. Fragen der Weiterentwicklung des Energiebinnenmarkts sowie eines EU-Beihilferegimes für die Förderung von Investitionen in der Energiewirtschaft wurden zu Jahresende verstärkt in Erwartung von Entscheidungen oder legislativer Vorschläge der Europäischen Kommission diskutiert.

Zur Umsetzung des Ziels, den Energiebinnenmarkt bis 2014 zu erreichen, wurden im Strom- und Gasbereich verschiedene Rahmenrichtlinien und Netzkodizes entwickelt.

Die Diskussionen um eine Überarbeitung der Finanzmarktregulierung MiFID und MiFIR (Market in Financial Instruments Directive beziehungsweise Regulation) werden auch 2014 fortgeführt werden. Die Überarbeitung beinhaltet die Fragestellung, ob Energiehandelsunternehmen ab einer bestimmten Größe ähnliche regulatorische Anforderungen erfüllen müssen wie Finanzinstitute. Mit der 2012 in Kraft getretenen EMIR (European Market Infrastructure Regulation)-Verordnung wird der Handel mit Derivaten reguliert. EMIR verlangt umfangreiche Berichtspflichten ab dem 12. Februar 2014 und fordert bei Überschreitung bestimmter Schwellenwerte die finanzielle Besicherung sämtlicher Derivate-Transaktionen.

Deutschland

Die energiepolitische Debatte drehte sich auch im Jahr 2013 vor allem um die Umsetzung der Energiewende. Neben der Diskussion um die Förderung Erneuerbarer Energien und deren Übernahme von Markt- und Systemverantwortung waren Lösungsmöglichkeiten zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit, insbesondere der konventionellen Erzeugung, zentraler Bestandteil der Debatte. Voraussichtlich sollen weitere regulatorische Eingriffe die Versorgungssicherheit erhöhen. Mittelfristig sollen Kapazitätsmechanismen entwickelt werden, um ausreichend Anreize zu schaffen, Bestandsanlagen im Markt zu halten und notwendige Neuanlagen zu bauen.

Frankreich

Die Ausgestaltung des französischen Kapazitätsmarktes nimmt Gestalt an, da es für Versorger ab 2016/2017 eine Verpflichtung zum Vorhalten gesicherter Kapazität geben wird. Alle Kraftwerke in Frankreich werden dazu vom Netzbetreiber zertifiziert und nehmen dann am Kapazitätsmarkt teil. Der Markt ist technologieneutral. Neue und bestehende Kraftwerke erhalten die gleiche Vergütung – diese Vergütung wird über einen Marktmechanismus festgestellt und ist kein regulierter Preis. Parallel können flexible Lasten der Verbraucher am Markt teilnehmen, sodass auch die Seite der Stromnachfrage bei diesem Marktdesign partizipieren kann.

Großbritannien

Mit dem Ziel geeigneter Investitionsanreize für eine CO₂-arme Erzeugung und einer Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzt die britische Regierung zurzeit Reformen im Großhandelsmarkt um. Eine Einspeisevergütung soll die Erlössicherheit für neue Kernkraftwerke, Erneuerbare Energien und Kraftwerke mit „Carbon Capture and Storage (CCS)“ erhöhen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, der flexible Erzeugung fördern soll. Ein Emissionsgrenzwert (Emission Performance Standard) für neue fossile Kraftwerke soll den Bau neuer Kohlekraftwerke ohne CCS-Technologie verhindern. Es wird erwartet, dass die Vorschläge 2014 in ein entsprechendes Gesetz einfließen.

Italien

Ebenso wie in Frankreich und in Großbritannien wird auch in Italien die Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes konkreter. Der Kapazitätsmechanismus ist für bestehende und neue Kraftwerke gedacht. Die erste Auktion wurde auf Anfang 2014 verschoben, die ersten Zahlungen sollen dann 2017 erfolgen.

Niederlande

Der Entwurf des niederländischen Energieabkommens nennt langfristige Ziele und Rahmenbedingungen. Unter anderem sollen Erneuerbare in den Niederlanden einen Anteil von 14 Prozent bis 2020 erhalten und zwischen 80 und 95 Prozent im Jahr 2050. Die Kohlesteuer soll 2016 abgeschafft werden. Dazu sollen im Gegenzug drei Kohlekraftwerke im Jahr 2017 außer Betrieb genommen werden.

Russland

Die Regeln zur Berechnung der Kapazitätsvergütungen für alte Anlagen wurden für das Jahr 2014 angepasst. Der geplante Anstieg der Gaspreise wurde für das Jahr 2014 ausgesetzt, um die Inflation zu begrenzen und die Wirtschaft zu stimulieren. Dieser Preisstopp hat eine dämpfende Wirkung auf die Erlöse im Strommarkt, da der Strompreis eng mit dem Gaspreis verbunden ist.

Schweden

Die nationale Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie kann zu Einschränkungen bei der Erzeugung in schwedischen Wasserkraftwerken führen. Bis zum Jahr 2015 müssen die EU-Mitglieder diese Richtlinie in nationales Recht umgesetzt haben.

Spanien

Im Sommer 2013 legte der Gesetzgeber in Spanien Entwürfe zum Ausgleich des sogenannten Tarifdefizits vor, in denen die aufgelaufenen Verluste im spanischen Stromsektor durch eine Kombination aus höheren Netzentgelten und Beiträgen der Energieunternehmen ausgeglichen werden sollten. Ende 2013 wurde ein Gesetz verabschiedet, das die Höhe eines möglichen Tarifdefizits ab 2014 begrenzt.

Türkei

Die Liberalisierung des türkischen Energiemarktes ist im Jahr 2013 fortgesetzt worden. So konnten die letzten der 21 regionalen Stromverteilungs- und Energieversorgungsunternehmen privatisiert werden. Im Erzeugungsmarkt geht der Privatisierungsprozess voran.

Im März 2013 wurde das neue Strommarktgesetz in Kraft gesetzt. Das neue Gesetz liefert unter anderem die rechtliche Basis zur Gründung eines nach privatwirtschaftlichen Grundsätzen betriebenen Marktplatzes für den Handel von Stromprodukten. Die gegründete Strombörse EPIAŞ wird den bisherigen Marktplatz PMUM ablösen beziehungsweise integrieren. Sie soll der Türkei helfen, ihre Rolle als Drehkreuz für Energie zwischen der EU und energiereichen Ländern des Nahen Ostens sowie der Region um das Kaspische Meer auszubauen.

USA

In den USA bleibt auch im ersten Jahr nach der Wiederwahl des US-Präsidenten die Frage einer langfristigen Gesetzgebung zum Klimaschutz weiterhin offen. Maßnahmen der amerikanischen Bundesregierung zur Förderung der Erneuerbaren Energien haben die USA allerdings zu einer der führenden Staaten bei der Nutzung der Windenergie gemacht. Zu diesen Fördermaßnahmen gehören Steuergutschriften (Production Tax Credits). Diese wurden für ein weiteres Jahr verlängert und unterstützen neue Windprojekte, deren Bau im Jahr 2013 begonnen wurde. Die Förderung der Solarenergie über steuerbasierte Investitionsbeihilfen (Investment Tax Credit) wird bis 2016 angeboten. Zusätzlich haben viele Bundesstaaten Systeme mit verpflichtenden Ausbauzielen für die Erneuerbaren Energien im Stromsektor eingeführt, auf denen ein regionaler Handel mit Grünstromzertifikaten basiert.

Zentralosteuropa

Im Jahr 2013 waren weitere politische und regulatorische Interventionen – auch aufgrund der noch bestehenden wirtschaftlichen Probleme in einigen Ländern – zu beobachten. Zu nennen sind hier Preismoratorien, Abweichungen von geplanten Fahrplänen für Liberalisierungen, gesetzlich erzwungene Absenkung für Endkundentarife sowie Kürzungen bei den Fördersystemen für Erneuerbare Energien.

Branchensituation

Der Energieverbrauch in Deutschland lag 2013 nach vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen mit 477,7 Mio t Steinkohleneinheiten (SKE) 2,6 Prozent über dem Niveau des Vorjahres. Den stärksten Einfluss auf die Entwicklung hatte die kühle Witterung im ersten Halbjahr. Von der schwachen Konjunkturentwicklung gingen dagegen kaum verbrauchssteigernde Effekte aus.

Durch die niedrigen Temperaturen in der ersten Jahreshälfte stieg der Erdgaseinsatz zur Wärmeerzeugung deutlich. Der milde Witterungsverlauf in der zweiten Jahreshälfte sowie der rückläufige Erdgaseinsatz in Kraftwerken dämpften den Zuwachs. Insgesamt erhöhte sich der inländische Erdgasverbrauch um 6,7 Prozent auf 107,5 Mio t SKE. Der Verbrauch von Steinkohle erhöhte sich 2013 um 4,1 Prozent auf 60,7 Mio t SKE. Diese Entwicklung ist vor allem auf einen um knapp 7 Prozent höheren Einsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung zurückzuführen. Der Verbrauch an Braunkohle verminderte sich um 1,2 Prozent auf 55,4 Mio t SKE. Die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke im Vorjahr und die Abschaltung alter Anlagen

führten zu einem insgesamt höheren durchschnittlichen Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung aus Braunkohle. Die Effizienzsteigerung sorgte bei verringertem Brennstoffeinsatz für eine Erhöhung der Stromerzeugung um etwa 1 Prozent. Die Kernenergie verringerte ihren Beitrag zur Energiebilanz infolge einer geringeren Verfügbarkeit um 2,5 Prozent. Die Nutzung Erneuerbarer Energien erhöhte sich 2013 insgesamt um 5,8 Prozent. Die Windkraft verzeichnete gegenüber dem Vorjahr ein Minus von 2 Prozent. Bei der Wasserkraft (ohne Pumpspeicher) gab es ein Minus von 2,5 Prozent. Die Fotovoltaik legte um knapp 7 Prozent zu. Die Nutzung der Biomasse stieg kräftig um rund 11 Prozent. Der Stromaustauschsaldo schloss nach ersten Schätzungen mit einem deutlich angestiegenen Ausfuhrüberschuss ab.

Der witterungsbedingte Zuwachs beim Verbrauch von Wärmeenergien sowie der erhöhte Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken werden voraussichtlich zu einer Steigerung des CO₂-Ausstoßes in Deutschland führen. Bereinigt um den Temperatureinfluss nimmt der CO₂-Ausstoß nur leicht zu.

Primärenergieverbrauch in Deutschland		
Anteile in Prozent	2013	2012
Mineralöl	33,0	33,2
Erdgas	22,5	21,6
Steinkohle	12,7	12,5
Braunkohle	11,6	12,1
Kernenergie	7,6	8,0
Erneuerbare Energien	11,8	11,5
Sonstige (einschließlich Außenhandels-saldo Strom)	0,8	1,1
Insgesamt	100,0	100,0

Quelle: AG Energiebilanzen

In England, Schottland und Wales wurde mit rund 305 Mrd kWh (Vorjahr: 309 Mrd kWh) aufgrund zunehmender Energieeffizienzmaßnahmen 1 Prozent weniger Strom verbraucht. Der Gasverbrauch stieg um 1 Prozent (ohne den Einsatz in Kraftwerken) auf 588 Mrd kWh (582 Mrd kWh). Dies war auf die niedrigen Temperaturen bis in den März 2013 hinein im Vergleich zu einem milden März 2012 zurückzuführen. Dadurch wurden Rückgänge aus anhaltenden Energieeffizienzmaßnahmen und der Reaktion der Kunden auf die wirtschaftliche Entwicklung mehr als ausgeglichen.

In den nordeuropäischen Ländern wurden wegen der leicht höheren durchschnittlichen Temperaturen mit 382 Mrd kWh 3 Mrd kWh weniger Strom verbraucht als im Vorjahreszeitraum. Der Netto-Stromimport aus den Nachbarländern betrug 2 Mrd kWh im Vergleich zu einem Nettoexport von rund 14 Mrd kWh im Vorjahr. Diese Entwicklung wurde durch die geringere Erzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2013 verursacht.

In Ungarn lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 34 Mrd kWh auf dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch nahm durch höhere durchschnittliche Temperaturen, geringere Stromerzeugung in Gaskraftwerken und Energiesparmaßnahmen um 10 Prozent auf 9.808 Mio m³ ab.

Der Stromverbrauch in Italien nahm um rund 4 Prozent auf 277 Mrd kWh (Vorjahr: 288 Mrd kWh) ab. Der Gasverbrauch ging durch die aufgrund der ungünstigen Marktbedingungen geringeren Lieferungen an Gaskraftwerke um 7 Prozent auf 735 Mrd kWh (787 Mrd kWh) zurück.

Auf dem spanischen Festland lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 246 Mrd kWh um 2 Prozent unter dem Vorjahreswert. Mit 276 Mrd kWh lag der Gasverbrauch im Endkundengeschäft nahezu auf dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch zur Stromerzeugung ging dagegen um 33 Prozent zurück.

In Frankreich wurde mit 495 Mrd kWh witterungsbedingt 1 Prozent mehr Strom verbraucht. Entsprechend stieg die gesamte Stromerzeugung um 2 Prozent auf 551 Mrd kWh.

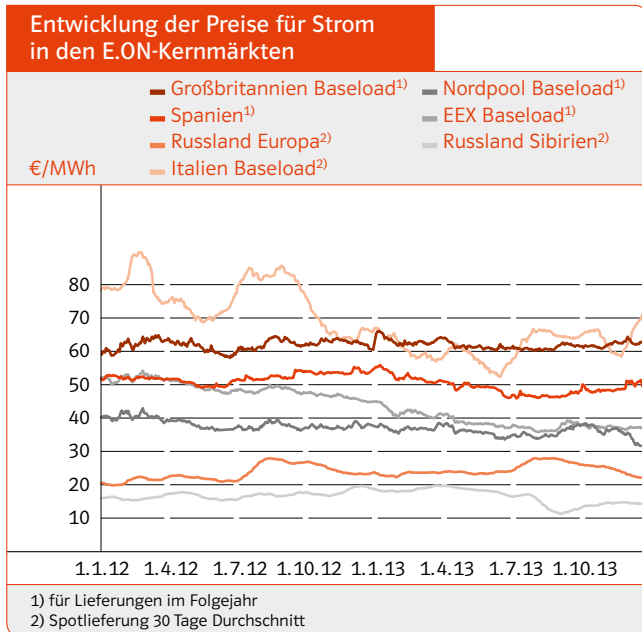
In der Russischen Föderation wurde bis Ende 2013 mit 1.044,9 Mrd kWh rund 1 Prozent weniger Strom erzeugt als im Vorjahr. Im russischen Verbundsystem (ohne isolierte Systeme) ging die Stromerzeugung ebenfalls 1 Prozent auf 1.023,5 Mrd kWh zurück. Der Stromverbrauch in Gesamttrussland sank ebenfalls um rund 1 Prozent auf 1.009,8 Mrd kWh.

Energiepreisentwicklung

Im Jahr 2013 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa sowie der Strommarkt in Russland von fünf wesentlichen Faktoren beeinflusst:

- den internationalen Preisen für Rohstoffe, insbesondere für Öl, Gas und Kohle, sowie für CO₂-Zertifikate,
- der allgemeinen wirtschaftlichen und politischen Entwicklung,
- den Wetterbedingungen,
- der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien und
- dem Ausbau der Kapazitäten bei Erneuerbaren Energien.

Die Rohstoffmärkte waren dabei maßgeblich durch die späte Kältewelle in Europa im März und im weiteren Verlauf durch den Preisverfall für Kohle und CO₂-Zertifikate geprägt. Daneben wurde die Entwicklung weiterhin durch die weltweit schwächelnde Konjunktur und insbesondere die anhaltende Schuldenkrise in der Europäischen Union bestimmt. Darüber hinaus hatten die anhaltenden Spannungen im Mittleren Osten einen deutlichen Einfluss auf die Preisentwicklung der weltweiten Märkte.



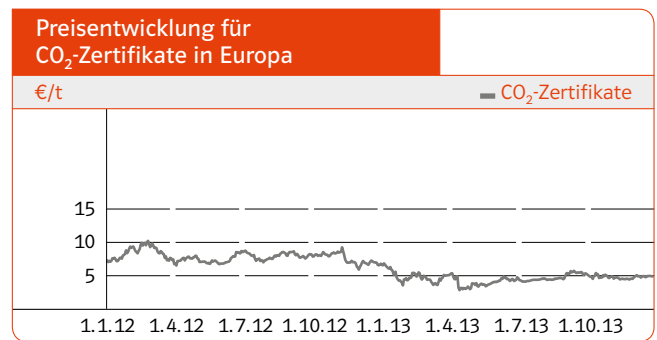
Insbesondere der im ersten und zweiten Quartal deutlich unter Druck geratene Preis für Brent-Rohöl mit Liefertermin im Folgemonat stieg im dritten Quartal von seinem relativ niedrigen Niveau innerhalb kürzester Zeit auf ein Sechsmonats-hoch. Aufgrund der sich andeutenden Deeskalation des Konflikts in Syrien und der Signale einer möglichen Annäherung zwischen den USA und dem Iran ging der Preis wieder zurück. Durch den erwarteten Produktionszuwachs in Nicht-OPEC-Ländern – hauptsächlich bei Öl aus Schiefergestein und Teersanden in Nordamerika – geriet der Preis im vierten Quartal weiter unter Druck. Signifikante Produktionsausfälle in Libyen, Nigeria, Irak und Iran verhinderten aber einen deutlichen Rückgang.

Die Preise auf dem europäischen Kohlemarkt (API#2) für Lieferungen im Folgejahr setzten auch 2013 ihre im Vorjahr begonnene Talfahrt fort und fielen ausgehend vom Jahresbeginn um etwa 20 Prozent. Nach wie vor überstieg auf dem atlantischen Markt – trotz eines Exportrückgangs an kolumbianischer Kohle um rund 8 Prozent aufgrund von Arbeitskämpfen – die Produktion deutlich die Nachfrage. Zudem lag der Nachfragezuwachs aus China nach Importkohle deutlich unter dem der Vorjahre. Der Preis wurde im vierten Quartal lediglich durch die signifikant gestiegenen Frachtkosten stabilisiert.

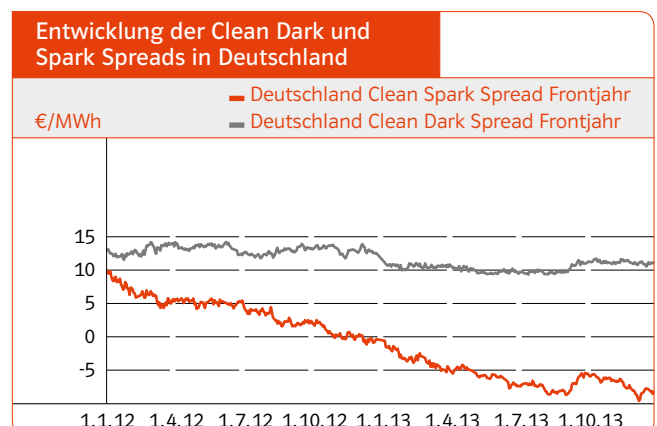
Unabhängig von der Entwicklung auf dem Öl- und Kohlemarkt blieben die Preise für Gaslieferungen im Folgejahr im gesamten Jahresverlauf nahezu konstant. Gründe waren die weiterhin schwache Nachfrageerwartung aus dem Industrie- und Stromsektor, die temperaturbedingt geringere Nachfrage in den Sommermonaten, der sehr milde Dezember und ein unverändert eher knappes LNG-Angebot. Lediglich im März

und April kam es auf dem Spotmarkt aufgrund einer Kälte-welle in Europa und bereits fast leeren Gasspeichern zu einem kurzzeitigen Hoch.

Die Preise für CO₂-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances – EUA) bewegten sich 2013 auf einem Rekordtief, da der Markt nach wie vor erheblich überversorgt war. Der Preisverlauf war daher im Wesentlichen durch die Ankündigungen und Abstimmungen hinsichtlich der Implementierung von Maßnahmen zur Verringerung der verfügbaren CO₂-Zertifikate („Backloading“-Prozess) geprägt. Der endgültige Beschluss zum „Backloading“ erfolgte im Dezember, hatte aber nur begrenzte Auswirkung auf den Preis.



Der Rückgang der Kohle- und CO₂-Preise im Jahr 2013 sorgte auch für einen starken Druck auf die deutschen Strompreise für Baseload-Lieferungen im nächsten Jahr. Unterstützt wurde dieser Trend zudem durch ein unterdurchschnittliches Nach-fragewachstum und durch die gute Versorgungslage, resultierend aus dem kontinuierlichen Ausbau von Fotovoltaik- und Windkraftkapazitäten. Die Divergenz zwischen den Kosten für Kohleverstromung und Erzeugung aus Gas nahm über das Jahr immer weiter zu. Der Clean Spark Spread (Differenz zwischen dem Brennstoffpreis für Gas einschließlich Kosten für CO₂-Zertifikate und dem Strompreis) bewegte sich – bedingt durch die hohen Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien sowie dem Kostennachteil von Gas im Vergleich zu Kohle – im gesamten Jahresverlauf im negativen Bereich.



Die Entwicklung der Strompreise in Großbritannien zeigte ein deutlich anderes Bild. Bedingt durch die traditionell stärkere Abhängigkeit vom 2013 recht stabilen Gaspreis folgten die Preise für Lieferungen im nächsten Jahr nur einem leichten Abwärtstrend, der hauptsächlich auf dem unterdurchschnittlichen Nachfragewachstum sowie dem Zubau an Erneuerbaren Kapazitäten beruhte.

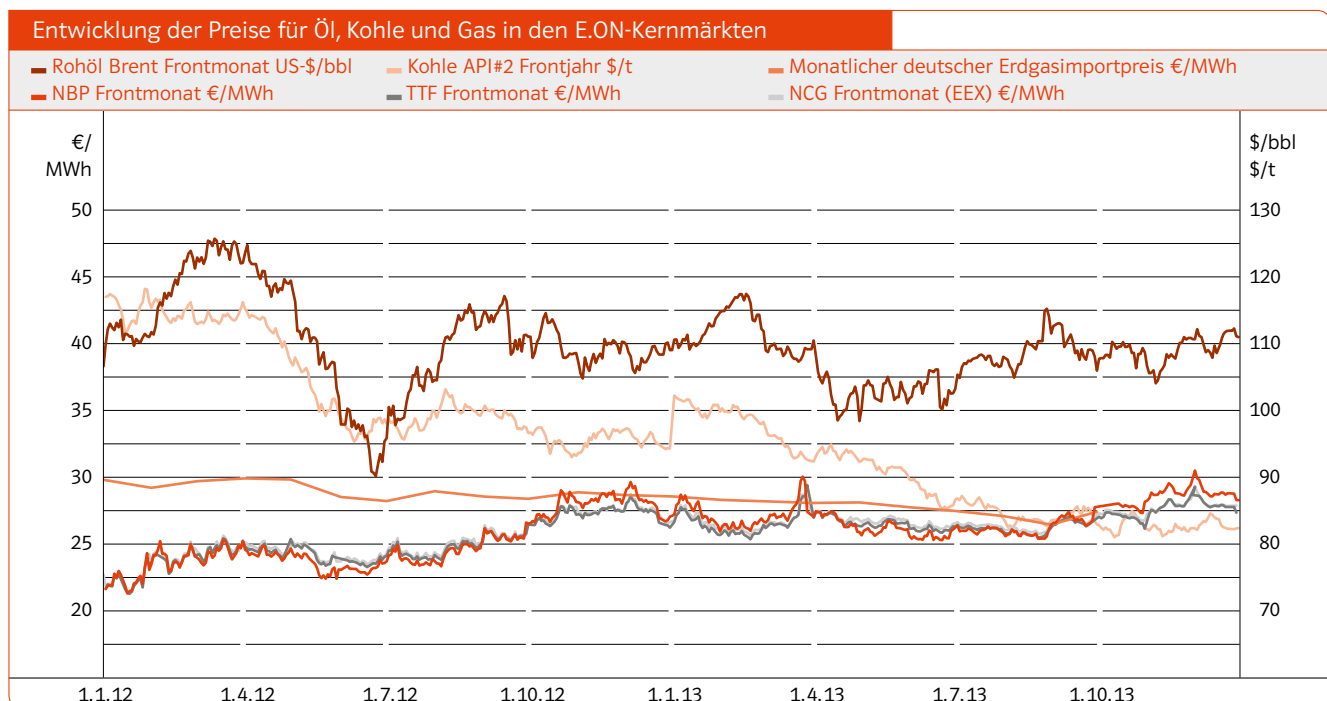
Der nordische Strommarkt war 2013 im Vergleich zum Vorjahr durch deutlich höhere Spotpreise gekennzeichnet. Grund hierfür war der Rückgang bei der Erzeugung aus Wasserkraft durch geringe Niederschläge im Verlauf des Jahres. Die unterdurchschnittlichen Füllstände in den Wasserreservoirs in Norwegen und Schweden stiegen erst im vierten Quartal wieder auf ein normales Maß. Infolgedessen entwickelte sich die Region 2013 zum Nettoimporteure für Strom. Der langfristige Trend, gemessen am Preis für Lieferungen im Folgejahr, zeigte einen leichten Preisrückgang im Laufe des Jahres, getrieben durch die Preisentwicklung von CO₂, Kohle und auf dem deutschen Strommarkt sowie die Verbesserung der hydrologischen Situation im vierten Quartal.

Nach einem schwachen ersten Halbjahr erholten sich die Preise auf dem italienischen Strommarkt für Lieferungen im Folgejahr in der zweiten Jahreshälfte wieder. Dabei sorgten konstante Preise am italienischen Gashandelspunkt und nur geringe Schwankungen beim Ölpreis für gleichbleibende Erzeugungskosten in den Gaskraftwerken und damit für stabile

Margen. Bedingt durch die weiter sinkenden Importpreise für Kohle stieg der Clean Dark Spread (Differenz zwischen dem Brennstoffpreis für Kohle einschließlich Kosten für CO₂-Zertifikate und dem Strompreis) im Jahresverlauf deutlich an und beendete das Jahr auf recht hohem Niveau.

In Spanien endete der zu Jahresanfang begonnene Abwärtstrend der Preise für Lieferungen im Folgejahr im dritten Quartal. Im Verlauf des vierten Quartals konnte – getrieben durch die generelle Entwicklung in anderen europäischen Ländern und die positive Preisentwicklung auf dem Spotmarkt – sogar ein großer Teil des Rückgangs wieder ausgeglichen werden.

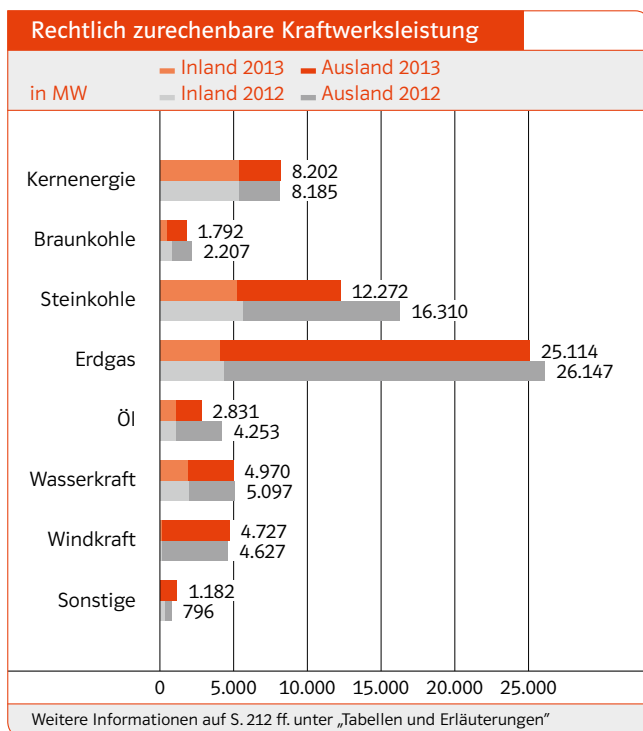
Die Preise auf dem russischen Strommarkt in der europäischen Zone lagen im ersten Halbjahr trotz des vergleichsweise kalten Wetters auf recht niedrigem Niveau, stiegen im dritten Quartal aber erwartungsgemäß signifikant an. Grund hierfür war die geplante Anhebung der regulierten Gaspreise durch die Regierung um 15 Prozent sowie ein deutlicher Rückgang bei der Erzeugung aus Wasserkraft. Im vierten Quartal war dann nach Beendigung von Wartungsarbeiten an Kernkraftwerken wieder ein erheblicher Preisrückgang zu beobachten. In der sibirischen Preiszone gingen die Preise nach einem deutlichen Anstieg im ersten Halbjahr im dritten Quartal aufgrund der saisonal bedingten geringeren Nachfrage und der hohen Einspeisung aus Wasserkraft wieder stark zurück. Im vierten Quartal war ein erneuter Anstieg durch erhöhte Nachfrage zu beobachten.



Geschäftsverlauf

Kraftwerksleistung

Die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung (entsprechend der Beteiligungsquote von E.ON) im E.ON-Konzern nahm mit 61.090 MW im Vergleich zum Jahresende 2012 (67.622 MW) um 10 Prozent ab. Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung lag mit 62.809 MW 11 Prozent unter dem Vorjahresniveau von 70.209 MW.



In der globalen Einheit Erzeugung verminderte sich die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung um 14 Prozent auf 39.931 MW (Vorjahr: 46.388 MW). Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung ging um 14 Prozent auf 40.943 MW (47.715 MW) zurück. Gründe waren vor allem die Außerbetriebnahme des Steinkohlekraftwerks Kingsnorth und des Ölkraftwerks Grain sowie die Umstellung des Kraftwerks Ironbridge von Kohle auf Biomasse in Großbritannien. Darüber hinaus wurden auch in Deutschland, Italien, Frankreich und Spanien Kraftwerke stillgelegt.

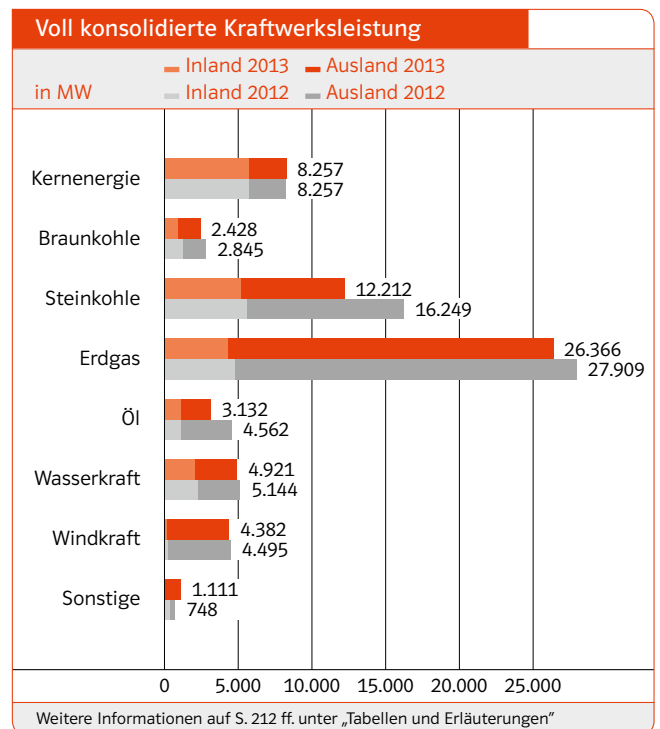
In der globalen Einheit Erneuerbare Energien erhöhte sich die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung um 8 Prozent auf 10.574 MW (Vorjahr: 9.819 MW). Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung stieg um 5 Prozent auf 10.107 MW (9.671 MW). Grund hierfür ist vor allem die Einbeziehung des auf Biomasse umgestellten Kraftwerks Ironbridge in Großbritannien.

Dagegen sank in Deutschland die zurechenbare Kraftwerksleistung aufgrund der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke an die österreichische Verbund AG im Zusammenhang mit dem Markteintritt in die Türkei.

Bei der regionalen Einheit Deutschland nahm die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung von 1.212 MW infolge des Verkaufs der E.ON Thüringer Energie und der E.ON Westfalen Weser sowie der Abgabe einer Mehrheitsbeteiligung an der E.ON Energy from Waste auf 624 MW ab. Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung ging aus den gleichen Gründen auf 224 MW (Vorjahr: 1.015 MW) zurück.

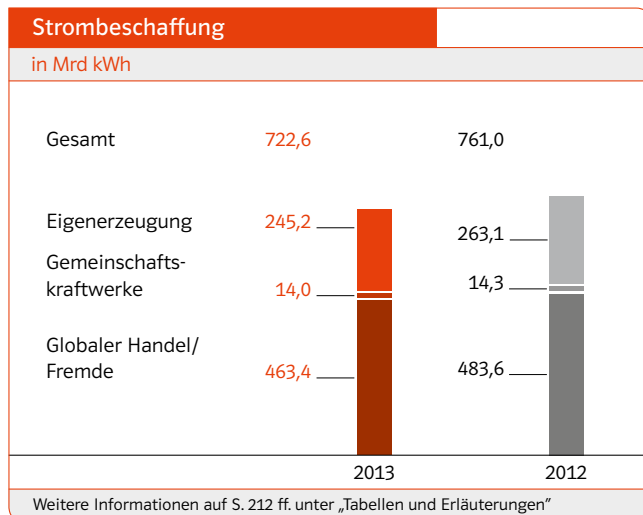
In den weiteren EU-Ländern ging die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung durch den Verkauf einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in Großbritannien, der Aktivitäten in Finnland und einer Wärmeerzeugungsanlage in Tschechien auf 1.648 MW (Vorjahr: 1.886 MW) zurück. Die voll konsolidierte Kraftwerksleistung reduzierte sich aus den gleichen Gründen auf 1.607 MW (1.876 MW).

Die rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung in der Region Russland lag mit 8.313 MW auf dem Vorjahresniveau von 8.317 MW. Dies galt auch für die voll konsolidierte Kraftwerksleistung von 9.928 MW (Vorjahr: 9.932 MW).



Strombeschaffung

Im Jahr 2013 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge um 17,9 Mrd kWh oder 7 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der Strombezug ging um 20,5 Mrd kWh zurück.



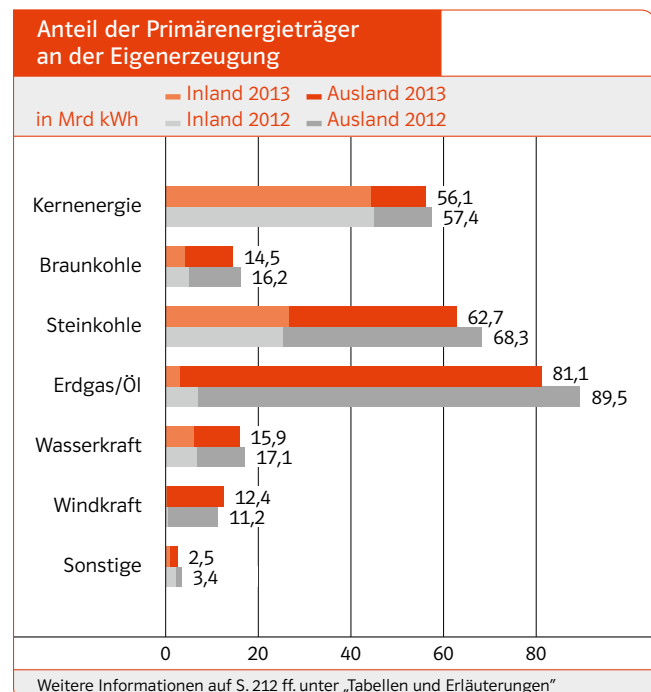
Die Eigenerzeugung der globalen Einheit Erzeugung lag mit 146,7 Mrd kWh um 14,0 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau von 160,7 Mrd kWh. Ursache war insbesondere die geringere Erzeugung aus Kohle durch die Außerbetriebnahme des Kraftwerks Kingsnorth und die Umstellung des Kraftwerks Ironbridge von Kohle auf Biomasse in Großbritannien zum Jahresende 2012. Darüber hinaus ging die Eigenerzeugung in Deutschland, Spanien und den Niederlanden durch den geringeren Einsatz der gasbefeuerten Kraftwerke infolge der Marktsituation zurück. Ferner wirkten sich Revisionsarbeiten zur Verlängerung der Laufzeit am Kernkraftwerksblock Oskarshamn 2 in Schweden negativ aus. Dagegen stieg die Eigenerzeugung in Italien durch die bessere Auslastung des Kraftwerks Tavazzano und in Frankreich aufgrund des vermehrten Einsatzes von Kohlekraftwerken und durch kürzere geplante Stillstandszeiten.

Im Segment Erneuerbare Energien lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 29,2 Mrd kWh 0,6 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Die Eigenerzeugung im Bereich Wasserkraft sank um 1,2 Mrd kWh. Gründe hierfür sind der Rückgang der Erzeugungsmengen in Schweden infolge eines im Vergleich zum Vorjahr geringeren Zuflusses in die Reservoirs und die reduzierte Kraftwerksleistung in Deutschland wegen der Abgabe von Wasserkraftkapazitäten an die österreichische Verbund AG im Zusammenhang mit dem Markteintritt in die Türkei. Dagegen erhöhte sich die Eigenerzeugung in Italien und Spanien wegen des guten Wasserangebots. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges steigerte die Eigenerzeugung um 1,8 Mrd kWh. 92 Prozent der Erzeugung stammten aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse, Fotovoltaik und kleinsten Wasserkraftwerken.

Die Eigenerzeugung der regionalen Einheit Deutschland verminderte sich im Jahr 2013 (1,3 Mrd kWh) gegenüber dem Vorjahr (3,4 Mrd kWh) infolge des Verkaufs der bereits genannten Beteiligungen um 2,1 Mrd kWh. Die Minderung des Strombezugs auf 163,6 Mrd kWh (Vorjahr: 180,5 Mrd kWh) resultiert überwiegend aus wettbewerbsbedingten Absatzrückgängen. Zum 1. Januar 2013 wurden die Erzeugungseinheiten im Bereich Wasserkraft dem Segment Erneuerbare Energien zugeordnet. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

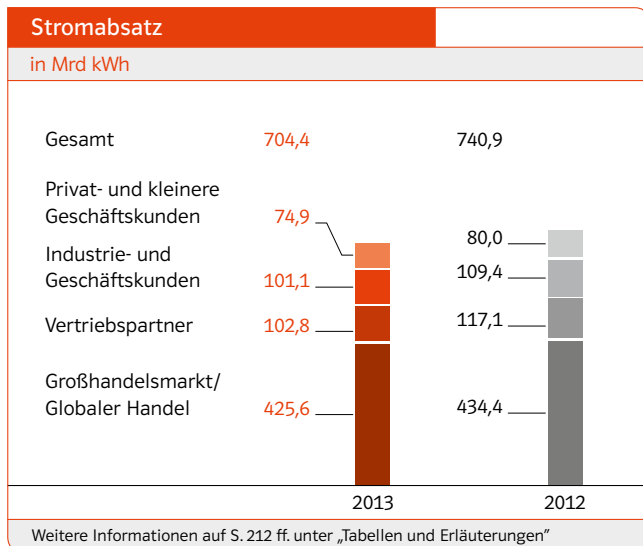
In den weiteren EU-Ländern erzeugten wir in Großbritannien, Schweden, den Niederlanden, Ungarn und Tschechien mit 5,0 Mrd kWh 1,2 Mrd kWh weniger Strom in eigenen Kraftwerken als im Vorjahreszeitraum.

Die Strombeschaffung in den Nicht-EU-Ländern betrifft ausschließlich die Region Russland. Dort haben wir 2013 mit eigenen Kraftwerken mit 63,0 Mrd kWh 2 Prozent weniger Strom erzeugt als im Vorjahr (64,2 Mrd kWh). Gründe hierfür waren Reparaturarbeiten im Kraftwerk Surgutskaya, eine geringere Auslastung der Kraftwerksblöcke am Standort Yaivinskaya und Instandhaltungsarbeiten an zwei Blöcken des Kraftwerks Berezovskaya, die anschließend wegen des guten Wasserangebots in Sibirien in die Kaltreserve überführt wurden.



Stromabsatz

Im Jahr 2013 lag der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern um 36,5 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau.



Der Rückgang des Stromabsatzes im Segment Erzeugung um 13,4 Mrd kWh auf 173,2 Mrd kWh resultierte im Wesentlichen aus der Außerbetriebnahme des Kraftwerks Kingsnorth und der Umstellung des Kraftwerks Ironbridge von Kohle auf Biomasse in Großbritannien. Ferner wurde vor allem durch die Marktsituation in Deutschland, Spanien und den Niederlanden weniger Strom in Gaskraftwerken erzeugt. Dem standen insbesondere gestiegene Lieferungen von unseren Kraftwerken in Italien aufgrund der verbesserten Marktbedingungen gegenüber.

Im Segment Erneuerbare Energien lag der Stromabsatz mit 34,5 Mrd kWh um 1,1 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Im Bereich Wasserkraft sank der Stromabsatz um 3,3 Mrd kWh. Gründe waren in Schweden die vergleichsweise geringe Wasserzufuhr und in Deutschland die reduzierte Kraftwerksleistung infolge der Abgabe von Wasserkraftkapazitäten an die österreichische Verbund AG im Zusammenhang mit dem Markteintritt in die Türkei. Dagegen nahm der Stromabsatz in Italien und Spanien aufgrund des Anstiegs der Eigenerzeugung und des Absatzes an die Einheit Globaler Handel beziehungsweise an den Großhandelsmarkt zu. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges verkaufte Strom ausschließlich in Märkten mit Anreizmechanismen für erneuerbare Energieträger. Der Stromabsatz stieg im Wesentlichen aufgrund des Anstiegs der Eigenerzeugung um 2,2 Mrd kWh beziehungsweise 17 Prozent.

Bei der Einheit Globaler Handel ging der Stromabsatz durch geringere Handelsaktivitäten zur Optimierung der konzern-eigenen Kraftwerke auf 540,3 Mrd kWh (Vorjahr: 565,2 Mrd kWh) zurück.

Der Stromabsatz der regionalen Einheit Deutschland sank im Jahr 2013 (160,4 Mrd kWh) gegenüber dem Vorjahr (178,5 Mrd kWh) sowohl infolge der bereits genannten Unternehmensabgänge als auch durch wettbewerbsbedingte Kundenverluste. Die Unternehmensabgänge sind im Vergleichszeitraum mit rund 8 Mrd kWh enthalten. Im Bereich Privat- und kleinere Geschäftskunden konnten im Jahresverlauf erfolgreich Kundenbindungsinstrumente implementiert und die Kundenzufriedenheit erhöht werden. Dadurch konnte im zweiten Halbjahr 2013 netto ein Kundenzuwachs erzielt werden.

In den weiteren EU-Ländern ist der Stromabsatz um 6,9 Mrd kWh auf 139,0 Mrd kWh gesunken. Rückgängen von 6,3 Mrd kWh in Frankreich, Rumänien, Schweden, Ungarn, Italien, Großbritannien und den Niederlanden standen Zunahmen von 1,1 Mrd kWh in Spanien und Tschechien gegenüber. Ein geringerer Absatz in Höhe von 1,7 Mrd kWh resultiert aus dem Abgang der Regionaleinheit Bulgarien Ende Juni 2012.

Der Stromabsatz der Nicht-EU-Länder betrifft ausschließlich die regionale Einheit Russland. Dort setzten wir mit 65,3 Mrd kWh wegen der niedrigeren Produktionsmengen 1,2 Mrd kWh beziehungsweise 2 Prozent weniger Strom ab als im Vorjahreszeitraum.

Gasbeschaffung, Handelsvolumen und Gasproduktion

Im Jahr 2013 bezog die Einheit Globaler Handel rund 1.200 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Neben der Beschaffung an Handelspunkten wurde rund die Hälfte dieser Menge über Langfristverträge bezogen. Wichtigste Bezugsquellen waren Russland, Deutschland, die Niederlande und Norwegen.

Im Rahmen der Optimierung und des Risikomanagements für den E.ON-Konzern handelte die Einheit Globaler Handel konzernextern die folgenden finanziellen und physischen Mengen:

Handelsvolumen	2013	2012
Strom (Mrd kWh)	1.286	1.402
Gas (Mrd kWh)	1.961	2.456
CO ₂ -Zertifikate (Mio t)	469	721
Öl (Mio t)	49	88
Kohle (Mio t)	211	225

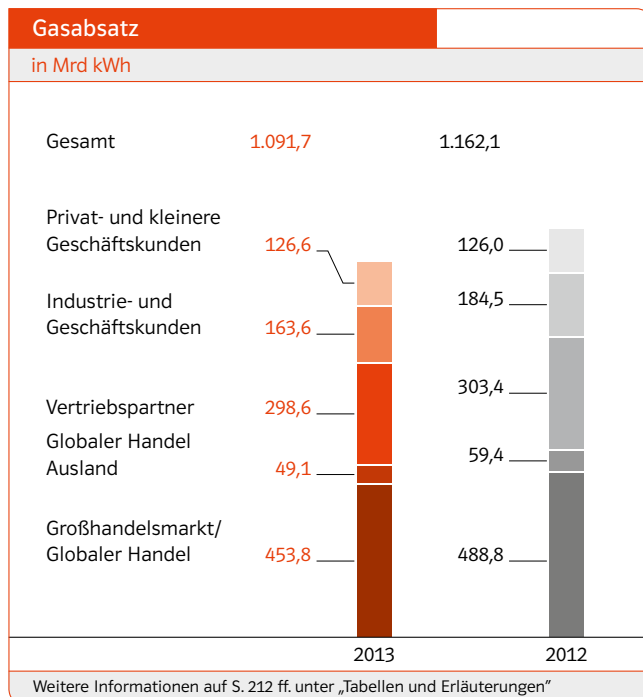
Die in der Tabelle dargestellten Handelsvolumina enthalten auch alle Mengen, die 2013 gehandelt wurden, jedoch erst in der Zukunft realisiert werden.

Die Gasproduktion der globalen Einheit Exploration & Produktion aus den Nordseefeldern stieg 2013 auf 1.465 Mio m³. Die Produktion von Öl und Kondensaten nahm ebenfalls auf 7,5 Mio Barrel zu. Die wesentliche Ursache hierfür war die Aufnahme der Förderung aus den Feldern Skarv, Hyme und Huntington. Dadurch wurden der natürliche Produktionsrückgang in den älteren Feldern und die technisch bedingte geringere Produktion im Feld Njord mehr als ausgeglichen. Insgesamt erhöhte sich die Upstream-Produktion von Gas und Öl beziehungsweise Kondensaten auf 16,5 Mio Barrel Öläquivalent. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen steht uns aus dem at equity einbezogenen sibirischen Feld Yushno Russkoje mit 6.262 Mio m³ etwas weniger Erdgas als im Vorjahreszeitraum zu.

Upstream-Produktion			
	2013	2012	+/- %
Öl/Kondensate (in Mio Barrel)	7,5	1,5	+400
Gas (in Mio Standard-m ³)	1.465	615	+138
Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)	16,5	5,3	+211

Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz nahm im Jahr 2013 um 70,4 Mrd kWh beziehungsweise 6 Prozent ab.



Der Gasabsatz der Einheit Globaler Handel nahm im Vergleich zum Vorjahr (1.299,5 Mrd kWh) um 4 Prozent auf 1.252,8 Mrd kWh ab. Hierbei ging der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden vor allem durch geringere Lieferungen von Regelenergie zurück. Ein witterungsbedingter Anstieg im Bereich Vertriebspartner hat dies aber mehr als ausgeglichen. Der Absatz an die regionale Einheit Deutschland lag leicht unter dem Vorjahresniveau. Im Ausland nahm der Absatz vor allem wegen geringerer Liefermengen nach Ungarn und Spanien um rund 31 Mrd kWh ab.

Die Gasabsätze der regionalen Einheit Deutschland lagen im Jahr 2013 mit 474,1 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau von 506,9 Mrd kWh. Dieser Rückgang resultierte aus Kundenverlusten im Bereich Industrie- und Geschäftskunden und dem Verkauf der E.ON Thüringer Energie. Im Bereich Privat- und kleinere Geschäftskunden konnte 2013 netto ein Kundenzuwachs erreicht werden.

Der Gasabsatz in den weiteren EU-Ländern lag mit 163,9 Mrd kWh um 5,9 Mrd kWh unter dem Vorjahreswert. Der Absatz stieg um 3,6 Mrd kWh vor allem in Spanien, Schweden, Tschechien und den Niederlanden. Dem standen Absatzrückgänge von 9,5 Mrd kWh, insbesondere in Rumänien, Frankreich und Großbritannien, gegenüber.

Geschäftsentwicklung 2013

Die Geschäftsentwicklung von E.ON lag zum Ende des Jahres 2013 im Plan. Aufgrund des anhaltend schwierigen wirtschaftlichen und regulatorischen Umfelds hatten wir bereits zum ersten Halbjahr angenommen, dass die Risiken im weiteren Geschäftsverlauf in der derzeitigen Marktlage überwiegen. Dabei belasteten uns auch die Auswirkungen der deutschen Energiewende und die damit verbundenen unzureichenden Marktpreise für konventionelle Energien spürbar. Diese Einschätzung hat sich auch im vierten Quartal 2013 bestätigt und spiegelt sich in den Zahlen zum Jahresende wider.

Der Umsatz lag mit 122,5 Mrd € um 7 Prozent unter dem Vorjahreswert von 132,1 Mrd €. Der Rückgang unseres EBITDA um 14 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf jetzt 9,3 Mrd € und des nachhaltigen Konzernüberschusses um 46 Prozent auf 2,2 Mrd € liegt im Rahmen unserer Erwartungen.

Damit liegt unser EBITDA für das Jahr 2013 am oberen Ende der von uns kommunizierten und nach dem dritten Quartal konkretisierten Bandbreite von 9,2 bis 9,3 Mrd €. Für den nachhaltigen Konzernüberschuss hatten wir die ursprüngliche Bandbreite ebenfalls auf 2,2 bis 2,4 Mrd € konkretisiert. Unser nachhaltiger Konzernüberschuss von 2,2 Mrd € liegt am unteren Rand dieser Bandbreite.

Unsere Investitionen in Höhe von rund 8,1 Mrd € lagen aufgrund der Ausgaben in unseren neuen Märkten außerhalb Europas über der Größenordnung von 6,1 Mrd €, die wir im Rahmen unserer Mittelfristplanung für das Jahr 2013 vorgesehen hatten. Dies resultierte im Wesentlichen aus den Investitionen zum Markteintritt in die Türkei, denen die Abgabe der bayerischen Wasserkraftkapazitäten an die österreichische Verbund AG gegenüberstand. Bereinigt um diese Transaktion betrugen unsere Investitionen 6,6 Mrd €.

Der operative Cashflow lag mit 6,4 Mrd € deutlich unter dem Vorjahresniveau von 8,8 Mrd €.

Im Vergleich zum Jahresende 2012 konnten wir unsere Nettoverschuldung um 3,9 Mrd € auf 32 Mrd € zurückführen. Trotzdem erhöhte sich unser Debt Factor leicht auf 3,4 (Vorjahr: 3,3) aufgrund des Rückgangs des EBITDA. Unser mittelfristiges Ziel bleibt es, einen Debt Factor von unter 3 zu erreichen.

Darüber hinaus verfügt der E.ON-Konzern weiterhin über eine gute Vermögens- und Kapitalstruktur.

Unternehmenserwerbe, -veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2013

Die folgenden wesentlichen Transaktionen haben wir im Jahr 2013 durchgeführt. Ausführliche Beschreibungen befinden sich in Textziffer 4 des Anhangs.

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Im Zuge der Umsetzung der Desinvestitionsstrategie haben wir bis zum Jahresende 2013 folgende Aktivitäten als Abgangsgruppen beziehungsweise als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte klassifiziert oder bereits veräußert:

- die Beteiligung an dem dänischen Windpark Rødsand 2
- der Anteil an den Stadtwerken Prag
- der Anteil an E.ON Mitte AG
- der Anteil an Ferngas Nordbayern
- die Beteiligungen an den finnischen Stromunternehmen E.ON Kainuu Oy und Karhu Voima Oy
- der Anteil an E.ON Westfalen Weser AG
- E.ON Földgáz Trade und E.ON Földgáz Storage in Ungarn
- der Anteil an E.ON Thüringer Energie
- die Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s.
- E.ON Energy from Waste, die ein Gemeinschaftsunternehmen, an dem E.ON zu 49 Prozent beteiligt ist, übernommen hat
- die Anteile an bayerischen Wasserkraftwerken zur Übernahme von Stromerzeugungskapazitäten und -projekten sowie Stromverteilung in der Türkei von der österreichischen Verbund AG
- die Minderheitsbeteiligung Jihomoravská plynárenská, a.s. (JMP) in Tschechien
- einige Komponenten des Netzanschlusses des britischen Windparks London Array
- der Anteil an der slowakischen Gasspeichergesellschaft Nafta, a.s.
- diverse Kleinstwärmekraftwerke in Schweden.

Darüber hinaus haben wir in Umsetzung der Strategie „Less Capital, More Value“ im März 2013 jeweils 50 Prozent der Anteile an drei Windparks in Nordamerika veräußert.

Aus Desinvestitionen wurden im Jahr 2013 insgesamt zahlungswirksame Effekte in Höhe von 7.136 Mio € (Vorjahr: 4.418 Mio €) realisiert.

Ertragslage

Transferpreissystem

Die Lieferungen unserer Erzeugungseinheiten an die Einheit Globaler Handel werden über ein marktbasiertes Transferpreissystem abgerechnet. Unsere internen Transferpreise werden in der Regel bis zu drei Jahre vor Lieferung aus den aktuellen Forward-Preisen im Markt abgeleitet. Die daraus resultierenden abgerechneten Transferpreise für das Erzeugungsvolumen im Jahr 2013 waren niedriger als die Preise für die Lieferperiode 2012.

Umsatz

Im Geschäftsjahr 2013 lag der Umsatz 9,6 Mrd € unter dem Vorjahresniveau.

Umsatz			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Erzeugung	10.991	13.242	-17
Erneuerbare Energien	2.436	2.582	-6
Globaler Handel	90.051	100.101	-10
Exploration & Produktion	2.051	1.386	+48
Deutschland	36.777	40.009	-8
Weitere EU-Länder	23.273	24.096	-3
Nicht-EU-Länder	1.865	1.879	-1
Konzernleitung/Konsolidierung	-44.994	-51.202	-12
Summe	122.450	132.093	-7

Erzeugung

Im Vergleich zum Jahr 2012 nahm der Umsatz im Berichtszeitraum 2013 um 2,3 Mrd € ab.

Umsatz			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Kernkraft	4.408	4.367	+1
Fossile Erzeugung	6.537	8.720	-25
Sonstiges/Konsolidierung	46	155	-70
Erzeugung	10.991	13.242	-17

Im Bereich Kernkraft lagen die Umsatzerlöse leicht über dem Vorjahresniveau.

In der fossilen Erzeugung gingen die Umsatzerlöse um 2,2 Mrd € zurück. Dieser Rückgang resultierte vor allem aus der Außerbetriebnahme des Kraftwerks Kingsnorth und der Umstellung des Kraftwerks Ironbridge von Kohle auf Biomasse in Großbritannien. Ferner wirkte sich der durch die Marktsituation geringere Einsatz von Gaskraftwerken in Deutschland und Spanien, die Stilllegung von Kraftwerken in Deutschland und die Kohlesteuer in den Niederlanden umsatzmindernd aus.

Darüber hinaus wirkte sich negativ aus, dass die internen Transferpreise für Lieferungen an die Einheit Globaler Handel niedriger waren als im Vorjahr und die Vergütung für die bis Ende 2012 frei zugeteilten CO₂-Zertifikate wegfällt.

Erneuerbare Energien

Der Umsatz der globalen Einheit Erneuerbare Energien lag 146 Mio € unter dem Vorjahresniveau.

Umsatz			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Wasserkraft	1.306	1.426	-8
Wind/Solar/Sonstiges	1.130	1.156	-2
Erneuerbare Energien	2.436	2.582	-6

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz im Bereich Wasserkraft um 8 Prozent auf 1.306 Mio € ab. Dies ist im Wesentlichen auf den Umsatzrückgang in Deutschland, Schweden und Spanien zurückzuführen. Ursachen waren in Deutschland gesunkene Peak-Preise als Basis für die Vergütung der Energielieferungen aus den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken und die erwähnte Reduzierung der Kraftwerksleistung sowie das Auslaufen einer langfristigen Liefervereinbarung im Vorjahr. In Schweden wirkte sich der Absatzrückgang trotz gestiegener Preise und in Spanien geringere Preise trotz gesteigerter Absatzmengen negativ aus. Dagegen führte der Absatzanstieg in Italien zu einer Umsatzsteigerung.

Globaler Handel

Der Umsatz der Einheit Globaler Handel sank um 10,1 Mrd €.

Umsatz			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Eigenhandel	9	4	+125
Optimierung	90.020	99.816	-10
Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges	22	281	-92
Globaler Handel	90.051	100.101	-10

Der Bereich Optimierung umfasst das Gasgroßhandelsgeschäft, das Speichergeschäft und die Assetoptimierung. Im Strombereich sanken die Umsätze vor allem aufgrund gesunkener Preise und geringerer Handelsaktivitäten zur Optimierung der konzerneigenen Kraftwerke. Der Umsatzrückgang beim Handel mit CO₂-Zertifikaten resultierte aus niedrigeren Preisen und den gesunkenen Erzeugungsvolumina der konzerneigenen Kraftwerke. Der Umsatz im Gasbereich ging durch geringere Absätze im Gas-Midstream-Geschäft zurück.

Die Umsätze des Eigenhandels werden saldiert mit den zugehörigen Materialaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Im Bereich Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges lag der Umsatz durch den Verkauf von Open Grid Europe Ende Juli 2012 deutlich unter dem Vorjahresniveau.

Exploration & Produktion

Der Umsatz unserer Einheit Exploration & Produktion nahm insbesondere aufgrund der gestiegenen Produktionsvolumina aus den Nordseefeldern – trotz der technisch bedingt geringeren Produktion im Feld Njord – im Berichtszeitraum 2013 um 48 Prozent auf 2.051 Mio € (Vorjahr: 1.386 Mio €) zu. Die Zunahme der Produktionsvolumina und die positive Energiepreisentwicklung wurde durch negative Währungsumrechnungseffekte – vor allem zwischen Euro und Rubel – teilweise kompensiert.

Deutschland

In der Regionaleinheit Deutschland ist der Umsatz im Wesentlichen durch die Abgänge von E.ON Thüringer Energie und E.ON Energy from Waste zurückgegangen. Zur Vereinheitlichung mit der internen Planung und Steuerung haben wir Umgliederungen vorgenommen. So sind beispielsweise Beteiligungsgesellschaften, die überwiegend im Netzgeschäft tätig sind, aus dem Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges in das Verteilnetzgeschäft umgegliedert worden.

Umsatz			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Verteilnetzgeschäft	13.412	12.741	+5
Unreguliertes Geschäft/Sonstiges	23.365	27.268	-14
Deutschland	36.777	40.009	-8

Im Verteilnetzgeschäft lag der Umsatz um 671 Mio € über dem Vorjahresniveau. Der deutliche Anstieg ist vor allem auf höhere Umsätze im Zusammenhang mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien sowie interne Umgliederungen aus dem Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges zurückzuführen. Der Umsatz der veräußerten Netzunternehmen betrug im Berichtsjahr 839 Mio € und im Vergleichszeitraum 2012 1.553 Mio €.

Im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges verringerte sich der Umsatz um 3,9 Mrd €. Dieser Rückgang resultierte im Wesentlichen aus den internen Umgliederungen.

Weitere EU-Länder

Der Umsatz in den weiteren EU-Ländern lag 0,8 Mrd € unter dem Vorjahresniveau.

Umsatz			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Großbritannien (in Mio £)	9.714 (8.250)	9.701 (7.866)	- (+5)
Schweden (in Mio SEK)	2.695 (23.314)	2.822 (24.566)	-5 (-5)
Tschechien (in Mio CZK)	2.908 (75.537)	3.018 (75.889)	-4 -
Ungarn (in Mio HUF)	1.807 (536.595)	1.974 (570.850)	-8 (-6)
Übrige regionale Einheiten	6.149	6.581	-7
Weitere EU-Länder	23.273	24.096	-3

Der Umsatz in der Region Großbritannien stieg leicht um 13 Mio €. Positive Effekte aus den kostenbasierten Preiserhöhungen im Januar 2013 wurden durch negative Währungsumrechnungseffekte nahezu kompensiert.

In der Region Schweden lag der Umsatz um 127 Mio € unter dem Vorjahreswert. Bereinigt um die positiven Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 16 Mio € ging der Umsatz um 143 Mio € zurück. Dies war vor allem auf den geringeren Stromabsatz und den Verlust größerer Kunden, die günstigen Bedingungen im Gasgeschäft im Vorjahr und die Veräußerung der finnischen Aktivitäten zurückzuführen.

In Tschechien lag der Umsatz um 110 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Gründe waren vor allem regulierungsbedingt geringere Umsätze im Strombereich und negative Währungsumrechnungseffekte. Dies konnte durch höhere Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft und gestiegene Gasabsätze nicht ausgeglichen werden.

Der Umsatz in der Region Ungarn ging um 167 Mio € zurück. Ursachen waren niedrigere Verkaufspreise im regulierten Strom- und Gasgeschäft, der geringere Gasabsatz und negative Währungsumrechnungseffekte.

Bei den übrigen regionalen Einheiten verringerte sich der Umsatz um 432 Mio €. Ursachen hierfür waren insbesondere gesunkene Strom- und Gasabsätze in Frankreich und Rumänien sowie die Veräußerung der Aktivitäten in Bulgarien. Der Umsatz nahm dagegen in Spanien durch positive Preiseffekte im Gasgeschäft sowie gestiegene Strom- und Gasabsätze zu. Auch in den Niederlanden wirkten sich Preiseffekte positiv auf den Umsatz aus.

Nicht-EU-Länder

Der Umsatz in den Nicht-EU-Ländern betrifft nur die regionale Einheit Russland. Die Aktivitäten in den weiteren Nicht-EU-Ländern werden at equity einbezogen.

Umsatz			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Russland (in Mio RUB)	1.865 (78.779)	1.879 (75.025)	-1 (+5)
Nicht-EU-Länder	1.865	1.879	-1

Der Umsatz in der Region Russland nahm 2013 aufgrund von negativen Währungsumrechnungseffekten in Höhe von 108 Mio € um 14 Mio € ab. Die wesentlichen Gründe für das Umsatzwachstum in lokaler Währung waren höhere Preise auf dem Markt für Lieferungen am Folgetag, inflationsbedingte Preisanpassungen im Kapazitätsmarkt für bestehende Erzeugungskapazitäten und die Anpassung der Preise für neue Kapazitäten.

Konzernleitung/Konsolidierung

Bei den hier ausgewiesenen Werten handelt es sich um die Eliminierung der konzerninternen Umsatzbeziehungen zwischen den Segmenten – insbesondere mit der Einheit Globaler Handel.

Weitere Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 375 Mio € auf dem Niveau des Vorjahres von 381 Mio € und beziehen sich im Wesentlichen auf Engineering-Leistungen im Zusammenhang mit Neubauprojekten im Kraftwerksbereich.

Die sonstigen betrieblichen Erträge lagen mit 10.767 Mio € auf dem Niveau des Vorjahres von 10.845 Mio €. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen sind auf 2.550 Mio € (Vorjahr: 643 Mio €) gestiegen. Sie resultierten vor allem aus der Veräußerung von Beteiligungen und der ergebniswirksamen Auflösung von Wechselkursdifferenzen von 0,3 Mrd € aus dem Verkauf von Slovenský Plynárenský Priemysel (SPP). Im Vorjahr erzielten wir Erträge hauptsächlich durch die Veräußerung von Wertpapieren und Sachanlagen. Die Erträge aus Währungskursdifferenzen lagen mit 3.765 Mio € unter dem Niveau des Vorjahres von 4.108 Mio €. Hiermit korrespondieren leicht geringere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 3.755 Mio € (3.857 Mio €), die unter den sonstigen betrieblichen Aufwendungen gezeigt werden. Auch die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 2.355 Mio € lagen deutlich unter dem Vorjahreswert von

3.779 Mio €. Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung und realisierte Ergebnisse aus Derivaten nach IAS 39 mit Ausnahme von Ergebniseffekten aus Zinsderivaten. Wesentliche Auswirkungen ergeben sich hier insbesondere aus den Commodity-Derivaten – im Geschäftsjahr 2013 vor allem aus der Veränderung der stichtagsbezogenen Marktbewertung der emissionsrecht-, strom-, gas- und kohlebezogenen Derivate. In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen und Rückstellungen enthalten.

Der Materialaufwand ist um 6 Prozent auf 108.083 Mio € gesunken (Vorjahr: 115.285 Mio €).

Der Personalaufwand ist um rund 9 Prozent auf 4.687 Mio € (Vorjahr: 5.166 Mio €) gesunken. Der Rückgang resultierte im Wesentlichen aus den Effekten im Zusammenhang mit dem Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0, aus dem Verkauf beziehungsweise dem Abgang von Anteilen an E.ON Thüringer Energie, E.ON Energy from Waste und E.ON Westfalen Weser im Jahr 2013 und der Veräußerung von Open Grid Europe im Jahr 2012.

Die Abschreibungen lagen im Berichtszeitraum mit 5.273 Mio € um 4 Prozent über dem Niveau des Vorjahres von 5.078 Mio €. Sowohl im Berichtszeitraum als auch im Vorjahr belasteten ein insgesamt schlechteres Marktumfeld und regulatorische Eingriffe unsere globalen und regionalen Einheiten. Deshalb mussten in beiden Jahren außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen vorgenommen werden.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich um 24 Prozent auf 10.138 Mio € (Vorjahr: 13.311 Mio €). Gründe hierfür waren leicht geringere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 3.755 Mio € (3.857 Mio €) und vor allem geringere Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten von 1.634 Mio € (4.491 Mio €). Leicht gegenläufig wirkten sich höhere Verluste aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen in Höhe von 506 Mio € (138 Mio €) aus, die im Wesentlichen aus dem Verkauf von Beteiligungen resultierten. Daneben hat auch das Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 zu einer Verminderung der Aufwendungen geführt.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen verringerte sich um 361 Mio € auf -224 Mio € (Vorjahr: 137 Mio €). Dies ist unter anderem auf die weggefallenen positiven Ergebnisbeiträge der im Vorjahr veräußerten Gastransportaktivitäten zurückzuführen. Ferner waren außerplanmäßige Abschreibungen auf Beteiligungen in den Einheiten Erneuerbare Energien und Nicht-EU-Länder erforderlich.

EBITDA

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Einheiten verwenden wir ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Diese Ergebnisgröße ist unabhängig von Investitions- und Abschreibungszyklen und gleichzeitig eine Indikation des zahlungswirksamen Ergebnisbeitrags (siehe auch Erläuterungen in Textziffer 33 des Anhangs).

Im Berichtszeitraum 2013 lag unser EBITDA um rund 1,5 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Positive Auswirkungen hatten

- Kosteneinsparungen im Rahmen des Programms E.ON 2.0 und
- der Ergebnisanstieg im Bereich Exploration & Produktion.

Diese positiven Effekte wurden mehr als kompensiert durch

- den Ergebnisrückgang im Midstream-Gasgeschäft,
- den Entfall der Ergebnisbeiträge veräußerter Gesellschaften und
- die derzeitigen Marktbedingungen in der fossilen Erzeugung.

EBITDA ¹⁾			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Erzeugung	1.882	2.396	-21
Erneuerbare Energien	1.431	1.349	+6
Globaler Handel	352	1.421	-75
Exploration & Produktion	1.070	523	+105
Deutschland	2.413	2.734	-12
Weitere EU-Länder	2.173	2.032	+7
Nicht-EU-Länder	533	718	-26
Konzernleitung/Konsolidierung	-539	-402	-
Summe	9.315	10.771	-14

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

E.ON erwirtschaftet einen hohen Anteil des EBITDA in sehr stabilen Geschäftsfeldern. Insgesamt betrug der Anteil des regulierten und des quasi-regulierten beziehungsweise langfristig kontrahierten Geschäfts am EBITDA im Jahr 2013 54 Prozent.

EBITDA ¹⁾			
in Mio €	2013	2012	+/- %
Reguliertes Geschäft	3.603	4.004	-10
Quasi-reguliertes und langfristig kontrahiertes Geschäft	1.412	968	+46
Marktbestimmtes Geschäft	4.300	5.799	-26
Summe	9.315	10.771	-14

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das regulierte Geschäft umfasst Bereiche, in denen Erlöse anhand rechtlich bindender Vorgaben durch die Kosten (inklusive einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals) bestimmt werden. Deshalb sind die Erträge in hohem Maße planbar und stabil.

Unter quasi-reguliertem und langfristig kontrahiertem Geschäft werden Tätigkeiten zusammengefasst, die sich durch einen hohen Grad an Planbarkeit der Erträge auszeichnen, da wesentliche Erlös-komponenten (Preis und/oder Menge) durch gesetzliche Vorgaben oder individualvertragliche Vereinbarungen mittel- bis langfristig in hohem Maße fixiert sind. Hierbei handelt es sich beispielsweise um Teile des Segments Erneuerbare Energien mit entsprechenden Anreizmechanismen oder den Verkauf von Erzeugungsleistung auf Basis langfristiger Abnahmeverträge.

Das marktbestimmte Geschäft umfasst die Aktivitäten, die nicht unter den beiden anderen Kategorien subsumiert werden können.

Erzeugung

Das EBITDA der globalen Einheit Erzeugung lag um 514 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Erzeugung				
in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2013	2012	2013	2012
Kernkraft	1.167	792	894	535
Fossile Erzeugung	727	1.659	94	961
Sonstiges/Konsolidierung	-12	-55	-15	-61
Summe	1.882	2.396	973	1.435

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Segment Kernenergie übertraf das EBITDA das Vorjahresniveau um 375 Mio €. Ursachen für diese positive Entwicklung waren unter anderem der Wegfall negativer Vorjahreseffekte aus dem Kernbrennstoffkreislauf sowie ein geringeres Kernbrennstoffsteueraufkommen in Deutschland. Negativ wirkten sich erhöhte Aufwendungen durch das Standortauswahlgesetz in Deutschland und gestiegene Aufwendungen für die Endlagerung in Schweden aus.

In der fossilen Erzeugung lag das Ergebnis 932 Mio € unter dem Wert des Vorjahres. Hier wirkten sich vor allem der Wegfall der Vergütung für die bis Ende 2012 frei zugeteilten CO₂-Zertifikate

und die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren internen Transferpreise negativ aus. Daneben belasteten die Außerbetriebnahme des Kraftwerks Kingsnorth, die Umstellung des Kraftwerks Ironbridge von Kohle auf Biomasse und die Stilllegung des Ölkraftwerks Grain in Großbritannien sowie die Kohlesteuer in den Niederlanden das Ergebnis.

Erneuerbare Energien

Das EBITDA im Segment Erneuerbare Energien lag um 82 Mio € beziehungsweise 6 Prozent über dem Vorjahreswert.

Erneuerbare Energien				
in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2013	2012	2013	2012
Wasserkraft	780	787	657	683
Wind/Solar/Sonstiges	651	562	325	272
Summe	1.431	1.349	982	955

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Vergleich zum Vorjahr sank das EBITDA im Bereich Wasserkraft um 1 Prozent auf 780 Mio €. Gründe waren im Wesentlichen die Ergebnismrückgänge in Deutschland und Schweden. In Deutschland belasteten die gesunkenen Peak-Preise und die Reduzierung der Kraftwerksleistung das EBITDA; im Vorjahr hatte sich der erhöhte Rückstellungsbedarf für die Sanierung eines Pumpspeicherwerks negativ ausgewirkt. In Schweden reduzierten die gesunkenen Absatzmengen und die gestiegenen Kosten durch die Immobiliensteuer das Ergebnis. Italien und Spanien konnten dagegen durch die witterungsbedingt erhöhte Produktion das EBITDA steigern.

Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lag das EBITDA aufgrund des Zuwachses der Erzeugungskapazitäten, die im Laufe des Jahres in Betrieb gingen, und unserer Build-and-sell-Strategie um 16 Prozent über dem Vorjahreswert.

Globaler Handel

Das EBITDA der Einheit Globaler Handel lag um 1,1 Mrd € unter dem Vorjahreswert.

Globaler Handel				
in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2013	2012	2013	2012
Eigenhandel	-49	-61	-52	-62
Optimierung	238	750	127	551
Gastransport/ Beteiligungen/Sonstiges	163	732	145	674
Summe	352	1.421	220	1.163

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das EBITDA im Eigenhandel verbesserte sich leicht gegenüber dem Vorjahr, das durch niedrige Ergebnisse im Gas-, Öl- und osteuropäischen Strombereich beeinflusst wurde.

Im Bereich Optimierung lag das EBITDA um 512 Mio € unter dem Vorjahreswert, der vor allem durch positive Ergebniseffekte infolge von vertraglichen Preisüberprüfungen im Gas-Midstream-Geschäft geprägt war.

Im Bereich Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges verringerte sich das Ergebnis gegenüber dem Vorjahr durch den Verkauf von Open Grid Europe Ende Juli 2012 und SPP im Januar 2013.

Exploration & Produktion

Das EBITDA der Einheit Exploration & Produktion lag mit 1.070 Mio € 105 Prozent über dem Vorjahreswert von 523 Mio €. Grund hierfür waren insbesondere gestiegene Produktionsvolumina aus den Nordseefeldern durch die Produktionsaufnahme der Felder Skarv, Hyme und Huntington. Das EBIT betrug im Berichtszeitraum 560 Mio € (Vorjahr: 293 Mio €).

Deutschland

Das EBITDA der regionalen Einheit Deutschland lag 321 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Deutschland				
in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2013	2012	2013	2012
Verteilnetzgeschäft	1.985	1.792	1.343	1.128
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	428	942	350	638
Summe	2.413	2.734	1.693	1.766

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Bereinigt um die zwei veräußerten Regionalversorger und die Veränderungen aus den internen Umgliederungen, betrug der Ergebnisanstieg in den Verteilnetzen nahezu 100 Mio €. Diese Verbesserung ist überwiegend auf die im Rahmen von E.ON 2.0 initiierten Kostensenkungen zurückzuführen. Die ausgezeichnete Kosteneffizienz der E.ON-Netze hat die Bundesnetzagentur gegen Ende des Jahres 2013 im Bereich Strom mit einem durchschnittlichen Effizienzgrad von 99,4 Prozent für die zweite Regulierungsperiode festgestellt. Damit liegen wir deutlich über dem Bundesdurchschnitt.

Das EBITDA im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges lag 514 Mio € unter dem Vorjahreswert. Im Wesentlichen trugen hierzu die internen Umgliederungen und einmalige operative Effekte im Bereich Vertrieb im Jahr 2012 bei. Gegenläufig wirkten sich Kosteneinsparungen im Vertrieb durch die Umsetzung von E.ON 2.0 aus.

Weitere EU-Länder

Das EBITDA in den weiteren EU-Ländern lag um 141 Mio € über dem Vorjahresniveau.

Weitere EU-Länder				
in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2013	2012	2013	2012
Großbritannien (in Mio £)	378 (321)	289 (234)	319 (271)	170 (137)
Schweden (in Mio SEK)	733 (6.342)	714 (6.215)	474 (4.104)	466 (4.059)
Tschechien (in Mio CZK)	494 (12.843)	478 (12.010)	389 (10.135)	364 (9.149)
Ungarn (in Mio HUF)	195 (57.854)	186 (53.869)	95 (28.206)	86 (24.945)
Übrige regionale Einheiten	373	365	255	259
Summe	2.173	2.032	1.532	1.345

¹⁾ um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Großbritannien lag das EBITDA um 89 Mio € über dem Vorjahreswert. Grund für die Ergebnisverbesserungen waren insbesondere die Einsparungen bei den beeinflussbaren Kosten, die nur teilweise durch Kosten in Verbindung mit verpflichtenden Programmen der Regierung und höhere variable Kosten – einschließlich Beschaffungskosten – aufgezehrt wurden.

Das EBITDA in der Region Schweden stieg um 19 Mio €. Darin sind positive Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 4 Mio € enthalten. Darüber hinaus wirkten sich im Wesentlichen neue Anschlüsse im Stromverteilnetz und hohe Verfügbarkeiten im Wärmegeschäft positiv aus. Die Ergebnissteigerung wurde teilweise durch Effekte aus der Veräußerung einer Beteiligung zur Jahresmitte 2012 und die entfallenen Ergebnisbeiträge der abgegebenen finnischen Aktivitäten ausgeglichen.

In Tschechien lag das EBITDA vor allem aufgrund höherer Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft und positiver Beiträge aus der Veräußerung einer Beteiligung um 16 Mio € über dem Vorjahreswert. Die Ergebniszunahme wurde teilweise durch negative Effekte aus dem Verkauf von JMP und der Währungsumrechnung kompensiert.

Das EBITDA der Region Ungarn entfällt mit 169 Mio € auf das Verteilnetzgeschäft, mit 16 Mio € auf das Vertriebsgeschäft und mit 10 Mio € auf Sonstiges.

Bei den übrigen regionalen Einheiten nahm das EBITDA um 8 Mio € zu. Dies war im Wesentlichen auf Ergebnissteigerungen in Frankreich und Rumänien zurückzuführen. In Frankreich resultierte der Zuwachs insbesondere aus einer Rückstellungszuführung im dritten Quartal 2012 im Zusammenhang mit einem längerfristigen Vertrag im Gasgeschäft. Bei der regionalen Einheit Rumänien nahm das EBITDA aufgrund einer höheren Bruttomarge im Vertriebsgeschäft zu. Gründe waren die teilweise Rückvergütung für Gasbeschaffungskosten aus Vorperioden und ein verbessertes Ergebnis im unregulierten Strommarktsegment. Dagegen wirkte sich bei unserer Einheit in den Niederlanden eine Beteiligungsveräußerung im Vorjahr und der Wegfall der Vergütung für die bis Ende 2012 frei zugeordneten CO₂-Zertifikate sowie die Veräußerung der Regionaleinheit Bulgarien Ende Juni 2012 negativ auf das EBITDA aus.

Nicht-EU-Länder

Das EBITDA in den Nicht-EU-Ländern ging insgesamt um 26 Prozent beziehungsweise 185 Mio € zurück.

Nicht-EU-Länder				
in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2013	2012	2013	2012
Russland (in Mio RUB)	687 (29.021)	729 (29.118)	492 (20.756)	546 (21.784)
Weitere Nicht-EU-Länder	-154	-11	-154	-11
Summe	533	718	338	535

¹⁾ um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Russland verringerte sich das EBITDA vor allem wegen negativer Währungsumrechnungseffekte in Höhe von 40 Mio € um 6 Prozent. In lokaler Währung lag das Ergebnis auf dem Vorjahresniveau. Gestiegene Preise auf dem Markt für Lieferungen am Folgetag und die positive Kapazitätspreisentwicklung wurden im Wesentlichen durch inflationsbedingt höhere Brennstoffkosten und eine Risikovorsorge für zweifelhafte Forderungen – verursacht durch die Verteilung zahlungsunwilliger Kunden auf alle Marktteilnehmer – kompensiert.

Das EBITDA der weiteren Nicht-EU-Länder entfällt auf E.ON International Energy einschließlich der at equity einbezogenen Aktivitäten in Brasilien und der Türkei. Der negative Ergebnisbeitrag der Türkei ist dabei in erster Linie auf die Abwertung

der türkischen Lira gegenüber dem Euro vom zweiten bis zum vierten Quartal zurückzuführen. Das Ergebnis in Brasilien ist maßgeblich durch eine negative Marge beeinflusst, die eine Folge von Nichtverfügbarkeiten sowie Verzögerungen bei der Inbetriebnahme von Kraftwerken war.

Konzernleitung/Konsolidierung

Die hier ausgewiesenen Werte betreffen die E.ON SE und die direkt geführten Beteiligungen sowie die Eliminierung konzerninterner Beziehungen zwischen den Segmenten. Die Veränderung gegenüber dem Vorjahr resultiert mit -149 Mio € überwiegend aus Konsolidierungseffekten und dabei zum großen Teil aus der Veränderung zu eliminierender Zwischenergebnisse und konzerninterner Rückstellungen.

Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON SE und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen mit 2.142 Mio € und 1,12 € 2 beziehungsweise 3 Prozent unter den Vorjahreswerten von 2.189 Mio € und 1,15 €.

Konzernüberschuss		
in Mio €	2013	2012
EBITDA¹⁾	9.315	10.771
Planmäßige Abschreibung	-3.534	-3.544
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-100	-215
EBIT¹⁾	5.681	7.012
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.823	-1.329
Netto-Buchgewinne/-verluste	1.998	322
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-182	-230
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-373	-388
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ^{2), 3)}	-1.643	-1.688
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-452	-425
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.206	3.274
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-703	-698
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.503	2.576
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	7	37
Konzernüberschuss	2.510	2.613
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	2.142	2.189
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	368	424

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte
 2) Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab.
 3) im neutralen Ergebnis erfasst

Das wirtschaftliche Zinsergebnis hat sich trotz der Verbesserung der Netto-Finanzposition im Vergleich zum Vorjahr verschlechtert, da vor allem hohe positive Effekte aus Rückstellungsaufhebungen den Vorjahreswert beeinflussten.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2013	2012
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.963	-1.420
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	140	91
Summe	-1.823	-1.329

Im Jahr 2013 lagen die Netto-Buchgewinne rund 1,7 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Die Buchgewinne resultierten vor allem aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke an die österreichische Verbund AG im Zusammenhang mit dem Markteintritt in die Türkei. Darüber hinaus trugen der Verkauf von E.ON Thüringer Energie, die Abgabe der Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen SPP, die Veräußerung einer Minderheitsbeteiligung an der Gesellschaft JMP in Tschechien, die Abgabe der Aktivitäten in Finnland sowie der Verkauf von Wertpapieren und Netzteilen und einer Beteiligung im Gasbereich in Deutschland zu den Buchgewinnen bei. Dagegen führte die Abgabe von E.ON Westfalen Weser, E.ON Földgáz Trade und E.ON Földgáz Storage zu einem Buchverlust. Der Wert für das Jahr 2012 enthielt Buchgewinne aus dem Verkauf eines Gemeinschaftsunternehmens im Bereich Kernkraft in Großbritannien sowie der Veräußerung von Wertpapieren, eines Verwaltungsgebäudes in München, von Netzteilen in Deutschland und von Anteilen an einer britischen Gaspipeline.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Berichtszeitraum 2013 im Vergleich zum Vorjahr um 63 Mio € gesunken. Der größere Teil der Aufwendungen im Jahr 2013 entfiel hierbei wie im Vorjahr auf das interne Kostensenkungsprogramm E.ON 2.0. Bei den Aufwendungen handelt es sich insbesondere um Verpflichtungen aus Vorruhestandsvereinbarungen und Abfindungen bei ausländischen Tochtergesellschaften. Die übrigen Aufwendungen fielen im Wesentlichen im Rahmen der übrigen eingeleiteten internen Restrukturierungsprogramme – wie zum Beispiel bei den regionalen Versorgern in Deutschland – an.

Im Berichtszeitraum 2013 belasteten ein insgesamt verschlechtertes Marktumfeld, regulatorische Eingriffe und Veräußerungsprozesse unsere globalen und regionalen Einheiten. Deshalb mussten wir Wertberichtigungen in Höhe von 2,1 Mrd €, insbesondere bei unseren Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Exploration & Produktion und den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern, vornehmen. Davon entfielen 0,1 Mrd € auf Goodwill und 2,0 Mrd € auf Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände sowie Beteiligungen. Dem standen Zuschreibungen von rund 0,5 Mrd €, vor allem bei der globalen Einheit Erzeugung, gegenüber. Schon im Vorjahr erforderte das Marktumfeld Wertberichtigungen in Höhe von 2,0 Mrd € (Goodwill 0,3 Mrd €, Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte sowie Beteiligungen 1,7 Mrd €) sowie Zuschreibungen von 0,3 Mrd €, insbesondere bei unseren Einheiten Erzeugung, Globaler Handel und in den übrigen EU-Ländern.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis von -452 Mio € (Vorjahr: -425 Mio €) wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2013 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von 765 Mio €, im Vorjahr dagegen ein negativer Effekt von 532 Mio €. Im Jahr 2013 belasteten Rückstellungen im Gasbereich im Zusammenhang mit Unternehmensveräußerungen und langfristigen Verträgen sowie Wertberichtigungen auf Wertpapiere das Ergebnis. Im Vorjahr wirkte sich insbesondere die Kürzung des Bußgelds, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktabsprachen mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte, positiv aus.

Der Steueraufwand betrug 2013 wie im Vorjahr 0,7 Mrd €. Die Steuerquote erhöhte sich von 21 Prozent im Jahr 2012 auf 22 Prozent.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthält das Ergebnis aus vertraglichen Verpflichtungen bereits veräußerter Einheiten, das gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen wird.

Nachhaltiger Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss wird neben der operativen Geschäftsentwicklung durch Sondereinflüsse wie zum Beispiel die Marktbewertung von Derivaten geprägt. Mit dem nachhaltigen Konzernüberschuss weisen wir eine Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Anteilen ohne beherrschenden Einfluss aus, die um außergewöhnliche Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen neben den Effekten aus der Marktbewertung von Derivaten auch Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss). Darüber hinaus werden die Ergebnisse aus nicht fortgeführten Aktivitäten nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss sowie außergewöhnliche Steuereffekte beim nachhaltigen Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Nachhaltiger Konzernüberschuss		
in Mio €	2013	2012
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON SE	2.142	2.189
Netto-Buchgewinne/-verluste	-1.998	-322
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	555	618
Wertminderungen/Zuschreibungen	1.643	1.688
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	452	425
Steuern und Anteile ohne beherrschenden Einfluss auf das neutrale Ergebnis	-466	-116
Außergewöhnliche Steuereffekte	-78	-275
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-7	-37
Summe	2.243	4.170

Finanzlage

E.ON stellt die Finanzlage des Konzerns unter anderem mit den Kennzahlen wirtschaftliche Netto-Verschuldung und operativer Cashflow dar.

Finanzstrategie

E.ONs Finanzstrategie setzt sich aus den zentralen Bestandteilen Kapitalstrukturmanagement und Dividendenpolitik zusammen.

Die Kapitalstruktur wird bei E.ON mittels des Verschuldungsfaktors (Debt Factor) gesteuert, um einen dem Verschuldungsstand angemessenen Zugang zum Kapitalmarkt zu gewährleisten. Der Debt Factor ermittelt sich aus dem Verhältnis der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zu unserem EBITDA und stellt damit eine dynamische Verschuldungsmessgröße dar. Hierbei schließt die wirtschaftliche Netto-Verschuldung neben den Netto-Finanzschulden auch die Pensions- und Entsorgungsrückstellungen ein. Es ist E.ONs mittelfristiges Ziel, einen Debt Factor von unter 3 zu erreichen.

Hierzu hatte E.ON bereits im November 2010 proaktiv ein Programm zum Management der Portfolio- und Bilanzstruktur angekündigt, welches unter anderem Desinvestitionen in Höhe von 15 Mrd € bis Ende 2013 vorsah. Dieses Desinvestitionsziel haben wir mit einem Gesamtvolumen von rund 20 Mrd € am Jahresende 2013 deutlich übertroffen. Darüber hinaus plant E.ON, ab 2015 wieder einen positiven freien Cashflow (definiert als operativer Cashflow abzüglich Investitionen und Dividendenzahlungen) zu erwirtschaften. Dies soll insbesondere durch Steigerung der Effizienz (E.ON 2.0) und Reduzierung des Investitionsvolumens erreicht werden.

Das zweite wichtige Element der Finanzstrategie ist eine kontinuierliche Dividendenpolitik mit dem Ziel, 50 bis 60 Prozent des nachhaltigen Konzernüberschusses auszuschütten. Für das Geschäftsjahr 2013 schlagen wir daher eine Dividende von 0,60 € pro Aktie vor. Dies entspricht einer Ausschüttungsquote von 51 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses. Den Aktionären wird zudem angeboten, den Anspruch auf Bardividende teilweise gegen eigene Aktien der E.ON SE zu tauschen. Auch zukünftig planen wir, eine Dividende innerhalb der angestrebten Ausschüttungsquote auszuzahlen. Auf diese Weise sichern wir unseren Aktionären eine attraktive Anlage und gleichzeitig uns die Möglichkeit, in die Transformation von E.ON zu investieren.

Finanzposition

Zum Jahresende 2013 haben sich die Finanzschulden gegenüber dem Jahresende 2012 um 2,7 Mrd € auf 23,3 Mrd € verringert. Dies ist im Wesentlichen auf planmäßige Tilgungen von Anleihen zurückzuführen, die aufgrund der Entwicklung der Liquiditätssituation nicht refinanziert wurden.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2012 (-35,8 Mrd €) sank unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um rund 3,8 Mrd € auf -32,0 Mrd €. Wesentliche Gründe für die Verbesserung waren hohe Desinvestitionerlöse und der positive operative Cashflow, die vollständig zur Deckung der Investitionen sowie der Dividendenzahlung der E.ON SE ausreichten. Zusätzlich trug die Reduzierung der Pensionsrückstellungen zur Verbesserung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung bei. Diese beruhte im Wesentlichen auf der Erhöhung der Rechnungszinsen und dem Abgang von Verpflichtungen im Zusammenhang mit den bereits genannten Desinvestitionen.

Bei der Herleitung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung wurde die Darstellung durch Zusammenlegung einzelner Positionen vereinfacht. Darüber hinaus werden die Effekte der Währungssicherung von Finanztransaktionen analog zu den gesicherten Grundgeschäften erstmals als Bestandteil der Netto-Finanzposition ausgewiesen. Inhaltlich orientiert sich der Korrekturbetrag an dem Bewertungsmaßstab des entsprechenden Grundgeschäftes. Aufgrund dieser Änderungen haben wir die Vorjahreswerte entsprechend angepasst.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		31. Dezember	
in Mio €		2013	2012
Liquide Mittel		7.314	6.546
Langfristige Wertpapiere		4.444	4.746
Finanzschulden		-23.260	-25.944
Effekte aus Währungssicherung		-46	234
Netto-Finanzposition		-11.548	-14.418
Pensionsrückstellungen		-3.418	-4.945
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen ¹⁾		-17.025	-16.482
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		-31.991	-35.845
EBITDA ²⁾		9.315	10.771
Verschuldungsfaktor (Debt Factor)		3,4	3,3

1) reduziert um Forderungen gegenüber dem schwedischen Nuklearfonds
 2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

Trotz der geringeren Netto-Verschuldung erhöhte sich der Debt Factor zum Jahresende 2013 durch den Rückgang des EBITDA leicht auf 3,4 (Vorjahr: 3,3).

Finanzierungspolitik und -maßnahmen

Für die Finanzierungspolitik von E.ON ist der jederzeitige Zugang zu unterschiedlichen Finanzierungsquellen von großer Bedeutung. Sichergestellt wird dieses Ziel mit einer möglichst breiten Diversifikation der Investoren durch die Nutzung verschiedener Märkte und Instrumente. Daneben werden Anleihen mit solchen Laufzeiten ausgegeben, die zu einem möglichst ausgeglichenen Fälligkeitsprofil führen. Darüber hinaus werden großvolumige Benchmark-Anleihen mit kleineren, opportunistischen Anleihen kombiniert. Im Regelfall werden externe Finanzierungen von der niederländischen Finanzierungsgesellschaft E.ON International Finance B.V. unter Garantie der E.ON SE oder von der E.ON SE selbst durchgeführt und die Mittel innerhalb des Konzerns weitergeleitet. Im Jahre 2013 hat E.ON aufgrund der Liquiditätssituation im Konzern keine Anleihen emittiert.

Finanzverbindlichkeiten		
in Mrd €	31. Dez. 2013	31. Dez. 2012
Anleihen ¹⁾	18,1	20,7
in EUR	10,4	12,0
in GBP	4,4	4,5
in USD	2,2	2,3
in CHF	0,6	0,9
in SEK	0,1	0,1
in JPY	0,3	0,7
in sonstigen Währungen	0,1	0,2
Schuldscheindarlehen	0,7	0,8
Commercial Paper	0,2	0,2
Sonstige Verbindlichkeiten	4,3	4,2
Summe	23,3	25,9

1) inklusive Privatplatzierungen

Alle derzeit ausstehenden Anleihen der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. wurden mit Ausnahme der im Jahr 2008 begebenen US-Anleihe unter dem Dokumentationsrahmen des Debt-Issuance-Programms emittiert. E.ONs Debt-Issuance-Programm, das die Emission von Schuldtiteln von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht, wurde im April 2013 planmäßig um ein Jahr verlängert. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €. Zum Jahresende 2013 standen im Rahmen des Programms Anleihen in Höhe von umgerechnet rund 16,3 Mrd € aus.

Neben dem Debt-Issuance-Programm stehen uns ein Euro-Commercial-Paper-Programm mit einem Volumen von 10 Mrd € und ein US-Dollar-CP-Programm in Höhe von 10 Mrd US-\$ zur Verfügung, unter denen wir jeweils kurzfristige Schuldverschreibungen begeben können. Zum Jahresende 2013 standen Commercial Paper in Höhe von 180 Mio € (Vorjahr: 180 Mio €) aus.

Daneben steht E.ON die am 6. November 2013 mit 24 Banken abgeschlossene syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 5 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren – zuzüglich zweier Optionen zur Verlängerung um jeweils ein weiteres Jahr – zur Verfügung. Diese Kreditlinie ist nicht gezogen worden, sondern dient vielmehr als verlässliche und nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns. Die Teilnahme an dieser Kreditlinie definiert die Zugehörigkeit zu E.ONs Kernbankengruppe.

Neben den Finanzverbindlichkeiten ist E.ON im Rahmen der Geschäftstätigkeit Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen eingegangen. Hierzu zählen insbesondere Garantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen, kurz- und langfristige vertragliche und gesetzliche sowie sonstige Verpflichtungen. Weitere Erläuterungen zu ausstehenden E.ON-Anleihen und zu Verbindlichkeiten, Haftungsverhältnissen sowie sonstigen Verpflichtungen befinden sich in den Textziffern 26, 27 und 31 des Anhangs zum Konzernabschluss.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's („S&P“) und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A- mit stabilem Ausblick beziehungsweise von A3 mit negativem Ausblick bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-2 (S&P) und P-2 (Moody's). Im Juni 2013 hatte Moody's das Rating von A3 bestätigt und gleichzeitig den Ausblick von stabil auf negativ angepasst. S&P hat im Juli 2013 sowohl E.ONs Rating als auch den Ausblick bestätigt.

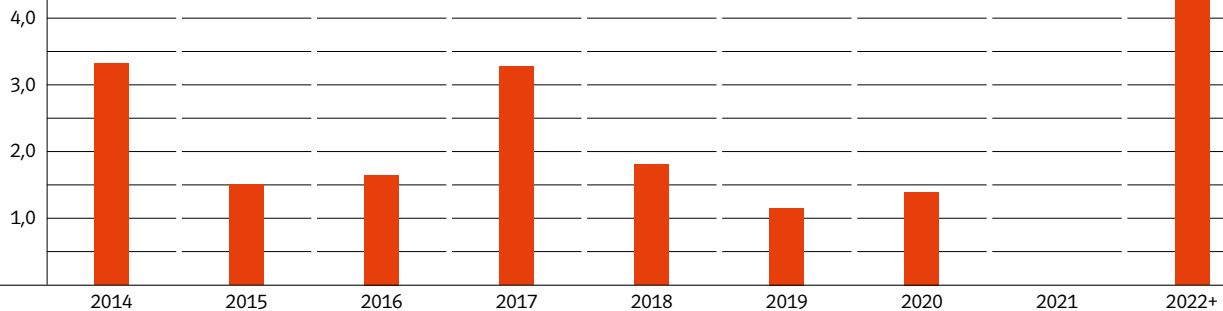
Ratings der E.ON SE			
	Langfristiges Rating	Kurzfristiges Rating	Ausblick
Moody's	A3	P-2	negativ
Standard & Poor's	A-	A-2	stabil

Die zeitnahe und umfassende Information der Ratingagenturen ist ein wichtiger Bestandteil von E.ONs Creditor-Relations-Arbeit. Im Rahmen dieser Creditor-Relations-Aktivitäten zielt E.ON mit einer klaren Strategie und einer transparenten Kommunikation darauf ab, bei Investoren Vertrauen zu schaffen und zu erhalten. Zu diesem Zweck veranstaltet E.ON regelmäßig Debt Investor Updates in großen Finanzzentren Europas, Telefonkonferenzen für Kreditanalysten und Investoren sowie Informationstreffen für E.ONs Kernbankengruppe.

Anleihen und Schuldscheindarlehen der E.ON SE und von E.ON International Finance B.V. – Fälligkeitsstruktur

in Mrd €

Stand: 31. Dezember 2013



Investitionen

Im Jahr 2013 lagen die Investitionen um 1,1 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 4,6 Mrd € (Vorjahr: 6,4 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 3,5 Mrd € gegenüber 0,6 Mrd € im Vorjahr.

Im Ausland haben wir im Jahr 2013 mit 6.601 Mio € 23 Prozent mehr investiert als im Vorjahr (5.367 Mio €).

Gaskraftwerken. Darüber hinaus gingen die Investitionen in Deutschland – vor allem durch den Baustopp beim Kraftwerk Datteln und im Vorjahr durchgeführte Kraftwerksrevisionen –, in den Niederlanden und in Italien zurück. In Beteiligungen wurden 8 Mio € (Vorjahr: 87 Mio €) investiert.

Im Segment Erneuerbare Energien investierten wir 763 Mio € weniger als im Vorjahr. Im Bereich Wasserkraft sanken die Investitionen um 39 Prozent auf 100 Mio €. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges hat die Investitionen mit 928 Mio € um über 40 Prozent reduziert (Vorjahr: 1.626 Mio €). Der hohe Vorjahreswert ist vor allem auf Investitionen für den Bau von drei großen Windparks in den USA zurückzuführen.

Die Investitionen in der Einheit Globaler Handel betrugen 159 Mio € (Vorjahr: 319 Mio €). Nahezu der gesamte Betrag entfiel auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um Investitionen in das Gasspeichergeschäft.

Die globale Einheit Exploration & Produktion investierte 404 Mio € (Vorjahr: 573 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Die Investitionen flossen nahezu vollständig in die bestehende Infrastruktur sowie in Explorations- und Bewertungsausstattung; 127 Mio € davon in das Feld Skarv (207 Mio €), 16 Mio € in das Feld Hyme (64 Mio €) und 12 Mio € in das Feld Huntington (42 Mio €).

Investitionen

in Mio €	2013	2012	+/- %
Erzeugung	900	1.555	-42
Erneuerbare Energien	1.028	1.791	-43
Globaler Handel	159	319	-50
Exploration & Produktion	404	573	-29
Deutschland	1.013	1.070	-5
Weitere EU-Länder	1.056	1.063	-1
Nicht-EU-Länder	3.530	719	+391
Konzernleitung/Konsolidierung	-4	-93	-
Summe	8.086	6.997	+16
Instandhaltungsinvestitionen	801	1.210	-34
Wachstums- und Ersatzinvestitionen	7.285	5.787	+26

Im Jahr 2013 investierte die globale Einheit Erzeugung 655 Mio € weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen dabei mit 892 Mio € um 576 Mio € unter dem Vorjahreswert von 1.468 Mio €. Wesentliche Ursachen für den Rückgang gegenüber dem Vorjahr waren in Großbritannien die Veräußerung des Gemeinschaftsunternehmens Horizon im Bereich Kernkraft, die Fertigstellung des Gaskraftwerks Grain im Jahr 2012 und zeitliche Verschiebungen von Investitionen in das Kraftwerk Ratcliffe sowie von Revisionsarbeiten an einigen

Im Jahr 2013 investierte die regionale Einheit Deutschland 57 Mio € weniger als im Vorjahreszeitraum. Dieser Rückgang resultierte überwiegend aus den bereits genannten Unternehmensabgängen sowie der Umhängung von Gesellschaften. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte betrugen 794 Mio € und entfielen im Wesentlichen mit 725 Mio € auf Netzinvestitionen und mit 56 Mio € auf Wärmeinvestitionen. Die Beteiligungsinvestitionen lagen bei 219 Mio € (Vorjahr: 45 Mio €). Ursache für den erheblichen Anstieg war der Erwerb der Beteiligung von 49 Prozent an dem neu gegründeten Joint Venture, das 100 Prozent der Anteile an E.ON Energy from Waste übernommen hat.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern lagen insgesamt 7 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Die Region Großbritannien investierte durch verschobene Projekte im kommunalen und Smart-Metering-Bereich mit 106 Mio € (Vorjahr: 141 Mio €) weniger als im Vorjahr. In der Region Schweden lagen die Investitionen mit 404 Mio € 7 Mio € über dem Vorjahreswert von 397 Mio €. Die Investitionen flossen in die Instandhaltung und den Ausbau der dezentralen Kraftwerke sowie in den Ausbau und die Modernisierung beziehungsweise neue Anschlüsse im Verteilnetz. In Tschechien lagen die Investitionen bei 163 Mio € (172 Mio €) und in Ungarn bei 117 Mio € (143 Mio €), bei den anderen EU-Ländern vor allem durch den Aufbau des neuen Geschäfts bei E.ON Connecting Energies bei 266 Mio € (210 Mio €).

Bei den Nicht-EU-Ländern entfielen 360 Mio € der Investitionen (Vorjahr: 289 Mio €) auf Russland, insbesondere im Rahmen des Neubauprogramms. 3,2 Mrd € haben wir in unsere neuen Beteiligungen in Brasilien und der Türkei investiert. Die Investitionen in der Türkei wurden weitgehend durch Erlöse aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke abgedeckt, die E.ON für die Aktivitäten in der Türkei an die österreichische Verbund AG veräußert hatte.

Für das Jahr 2014 haben wir Investitionen in Höhe von 4,9 Mrd € geplant. Darin enthalten sind unter anderem Investitionen in die Verteilnetze, in Erneuerbare Energien – vornehmlich in Windkraftanlagen – und in bereits laufende Kraftwerksnebauprojekte wie zum Beispiel am Standort Berezovskaya in Russland. Die wesentlichen Investitionsverpflichtungen sind in unserer Investitionsplanung im Prognosebericht berücksichtigt.

Cashflow

Der operative Cashflow lag mit 6,4 Mrd € um 2,4 Mrd € unter dem Vorjahreswert von 8,8 Mrd €. Der hohe Vorjahreswert resultierte vor allem aus positiven Einmaleffekten durch die Einigung mit Gazprom und die in diesem Rahmen vereinbarte Einmalzahlung im dritten Quartal 2012 sowie aus der teilweisen Rückzahlung des Bußgelds, das die Europäische Kommission

wegen angeblicher Marktabreden mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte. Darüber hinaus ergaben sich im Jahr 2013 negative Effekte aus höheren Steuerzahlungen und einer Working-Capital-Veränderung im Gasgeschäft der Einheit Globaler Handel aufgrund einer geringeren Nutzung von Langfristverträgen.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag im Berichtsjahr bei -1,1 Mrd € (Vorjahr: -3,0 Mrd €). Die Auszahlungen für Investitionen übertrafen den Vorjahreswert um 1,1 Mrd €. Dem standen um 2,6 Mrd € höhere Mittelzuflüsse aus dem Verkauf von Beteiligungen gegenüber. Während die Auszahlungen für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen um 1,8 Mrd € zurückgingen, nahmen die Investitionen in Beteiligungen um 2,9 Mrd € zu. Dies war im Wesentlichen auf die neuen Aktivitäten in der Türkei und in Brasilien zurückzuführen, in die im Berichtsjahr 3,2 Mrd € investiert wurden. Bei den Desinvestitionen stand den hohen Erlösen aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftkapazitäten, der Veräußerung von drei deutschen Regionalversorgungsunternehmen, der E.ON Energy from Waste-Gruppe, der ungarischen Gasaktivitäten, der slowakischen SPP und mehreren US-amerikanischen Windparks im Jahr 2013 hauptsächlich der Erlös aus dem Verkauf von Open Grid Europe gegenüber. Der Netto-Mittelabfluss aus der Veränderung der Wertpapiere, Finanzforderungen und Festgeldanlagen sowie aus der Veränderung der verfügbarsbeschränkten Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente war gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 0,3 Mrd € geringer.

2013 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -4,0 Mrd € (Vorjahr: -6,8 Mrd €). Die Veränderung gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf eine niedrigere Nettorückzahlung von Finanzverbindlichkeiten im Berichtsjahr zurückzuführen. Gegenläufig wirkten sich mit 0,2 Mrd € höhere Dividendenzahlungen aus.

Zum 31. Dezember 2013 betrugen die liquiden Mittel 7.314 Mio € (Vorjahr: 6.546 Mio €). Im Berichtsjahr existierten Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen, in Höhe von 639 Mio € (449 Mio €). Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren Wertpapiere der Versorgungskasse Energie in Höhe von 81 Mio € (77 Mio €) enthalten, die zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen zweckgebunden sind (siehe Textziffern 18 und 31 des Anhangs).

Vermögenslage

Die langfristigen Vermögenswerte verringerten sich zum 31. Dezember 2013 um 2 Prozent gegenüber dem Ende des Vorjahres. Die Investitionen in Sachanlagen und Beteiligungen kompensierten im Geschäftsjahr den Abgang der Vermögenswerte von E.ON Westfalen Weser, E.ON Mitte, E.ON Földgáz Trade und E.ON Földgáz Storage und die planmäßigen Abschreibungen. Darüber hinaus minderten außerplanmäßige Abschreibungen unsere immateriellen Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen, die durch Zuschreibungen nur teilweise ausgeglichen wurden. Ein schlechteres Marktumfeld und regulatorische Eingriffe wirkten sich insgesamt belastend auf unsere globalen und regionalen Einheiten aus.

Die kurzfristigen Vermögenswerte sind um 18 Prozent gesunken. Grund hierfür waren unter anderem geringere Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und geringere Vorräte. Darüber hinaus minderten sich die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte insbesondere durch den Verkauf von E.ON Thüringer Energie, E.ON Energy from Waste, der slowakischen SPP und die Veräußerung von Vermögenswerten von E.ON Wasserkraft sowie von Anteilen an Windparks in Nordamerika.

Die Eigenkapitalquote lag mit 28 Prozent am 31. Dezember 2013 auf dem Niveau des 31. Dezember 2012. Das Eigenkapital wurde durch Wechselkursbedingte Veränderungen auf

Vermögenswerte und Schulden in Höhe von 2,3 Mrd € belastet sowie darüber hinaus durch den Rückgang der Anteile ohne beherrschenden Einfluss im Zusammenhang mit den Unternehmensverkäufen.

Die langfristigen Schulden gingen um 6 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurück, im Wesentlichen aufgrund von geringeren langfristigen Finanzverbindlichkeiten und geringeren Pensionsverpflichtungen.

Die kurzfristigen Schulden sanken um 9 Prozent im Vergleich zum Ende des Vorjahres. Gründe waren vor allem der Abbau von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und geringere Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten sowie der Abgang von Schulden im Zusammenhang mit zu veräußernden Vermögenswerten. Die kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten stiegen dagegen leicht an.

Die nachfolgenden Finanzkennziffern belegen, dass der E.ON-Konzern über eine gute Vermögens- und Kapitalstruktur verfügt:

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 38 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2012: 40 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 103 Prozent (31. Dezember 2012: 108 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	31. Dez. 2013	%	31. Dez. 2012	%
Langfristige Vermögenswerte	94.703	72	96.563	69
Kurzfristige Vermögenswerte	36.022	28	43.863	31
Aktiva	130.725	100	140.426	100
Eigenkapital	36.385	28	38.820	28
Langfristige Schulden	61.054	47	65.027	46
Kurzfristige Schulden	33.286	25	36.579	26
Passiva	130.725	100	140.426	100

Weitere Erläuterungen zur Vermögenslage (unter anderem zu den genannten Wertberichtigungen) befinden sich in den Textziffern 4 bis 26 des Anhangs zum Konzernabschluss.

Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB), der SE-Verordnung in Verbindung mit dem Aktiengesetz und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt.

Bilanz der E.ON SE (Kurzfassung)		
	31. Dezember	
in Mio €	2013	2012
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	116	123
Finanzanlagen	45.673	38.217
Anlagevermögen	45.789	38.340
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	16.969	15.359
Übrige Forderungen	1.688	1.047
Liquide Mittel	3.020	2.104
Umlaufvermögen	21.677	18.510
Gesamtvermögen	67.466	56.850
Eigenkapital	14.696	14.987
Rückstellungen	4.270	3.564
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	46.762	35.844
Übrige Verbindlichkeiten	1.738	2.455
Gesamtkapital	67.466	56.850

Die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage der E.ON SE als Konzernmuttergesellschaft ist durch das Beteiligungsergebnis geprägt. Zu diesem Beteiligungsergebnis hat insbesondere die Ausschüttung der E.ON Finanzanlagen GmbH in Höhe von 3.922 Mio € und die Gewinnabführung der E.ON Russia Holding GmbH in Höhe von 337 Mio € beigetragen. Gegenläufig wirkten sich hauptsächlich die Verlustübernahmen von der E.ON Beteiligungen GmbH in Höhe von 868 Mio € und der E.ON Energie AG in Höhe von 419 Mio € aus.

Der positive Saldo aus den übrigen Aufwendungen und Erträgen resultiert hauptsächlich aus der Zuschreibung der Beteiligung an der E.ON Italia S.p.A. in Höhe von 990 Mio €.

Gewinn- und Verlustrechnung der E.ON SE (Kurzfassung)		
in Mio €	2013	2012
Beteiligungsergebnis	3.145	4.044
Zinsergebnis	-1.020	-672
Übrige Aufwendungen und Erträge	334	-311
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.459	3.061
Außerordentlicher Aufwand	-22	-35
Steuern	-645	1.061
Jahresüberschuss	1.792	4.087
Einstellung in die Gewinnrücklagen	-647	-1.990
Bilanzgewinn	1.145	2.097

Die ausgewiesenen Ertragsteuern betreffen Steuern für Vorjahre.

Wir schlagen der Hauptversammlung am 30. April 2014 vor, aus dem Bilanzgewinn eine Dividende von 0,60 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Den Aktionären wird zudem angeboten, den Anspruch auf Bardividende teilweise gegen eigene Aktien der E.ON SE zu tauschen.

Der vom Abschlussprüfer PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Düsseldorf, mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehene vollständige Jahresabschluss der E.ON SE wird im Bundesanzeiger bekannt gemacht. Er kann als Sonderdruck bei der E.ON SE angefordert werden. Im Internet ist er unter www.eon.com abrufbar.

Finanzielle und nichtfinanzielle Leistungsindikatoren

Wertmanagement

Kapitalkosten

Wir ermitteln die Kapitalkosten als gewichteten Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Die Renditeansprüche der Eigen- und Fremdkapitalgeber fließen gewichtet mit den jeweiligen Marktwerten in die Mittelwertbildung ein. Die Eigenkapitalkosten entsprechen der Rendite, die Anleger bei einer Investition in die E.ON-Aktie erwarten. Als Kosten des Fremdkapitals setzen wir die langfristigen Finanzierungskonditionen des E.ON-Konzerns an. Die Prämissen der Kapitalkostenfestlegung werden jährlich überprüft. Eine Anpassung der Kapitalkosten erfolgt bei signifikanten Änderungen.

Aufgrund der deutlichen Veränderung von einzelnen Prämissen haben wir unsere Kapitalkosten im abgelaufenen Geschäftsjahr angepasst. Bei der Ermittlung des risikolosen Zinssatzes wurde statt wie bisher ein langfristiger Durchschnitt eine aktuelle Zinsstrukturkurve verwendet. Verbunden mit einer höheren Marktrisikoprämie können so die aktuellen Entwicklungen der Finanzmärkte besser reflektiert werden. Aufgrund der aktuell niedrigen Marktverzinsung für Bundesanleihen war ein deutlicher Rückgang des risikolosen Zinssatzes zu verzeichnen, der allerdings durch die Anhebung der Marktrisikoprämie kompensiert wird. Die angesetzte Kapitalstruktur entspricht für den E.ON-Konzern unverändert einem Verhältnis von 50 zu 50 Prozent. Die nebenstehende Tabelle zeigt die Herleitung der Kapitalkosten vor und nach Steuern.

Insgesamt führte die Neufestlegung der Parameter zu einer Veränderung der Kapitalkosten nach Steuern des E.ON-Konzerns von 5,6 Prozent im Vorjahr auf 5,5 Prozent im Jahr 2013. Die Kapitalkosten vor Steuern sanken von 7,7 Prozent auf 7,5 Prozent. Die Renditeanforderungen für die einzelnen Segmente wurden ebenfalls angepasst. Sie variierten für das abgelaufene Geschäftsjahr zwischen 6,4 Prozent und 20,7 Prozent vor Steuern auf Eurobasis.

Kapitalkosten		2013	2012
Risikoloser Zinssatz		2,5 %	3,3 %
Marktprämie ¹⁾		5,5 %	4,5 %
Unverschuldeter Beta-Faktor		0,59	0,59
Verschuldeter Beta-Faktor ²⁾		1,02	1,02
Eigenkapitalkosten nach Steuern		8,1 %	7,9 %
Durchschnittlicher Steuersatz		27 %	27 %
Eigenkapitalkosten vor Steuern		11,1 %	10,8 %
Fremdkapitalkosten vor Steuern		3,9 %	4,5 %
Grenzsteuersatz		27 %	27 %
Fremdkapitalkosten nach Steuern		2,8 %	3,3 %
Anteil Eigenkapital		50,0 %	50,0 %
Anteil Fremdkapital		50,0 %	50,0 %
Kapitalkosten nach Steuern		5,5 %	5,6 %
Kapitalkosten vor Steuern		7,5 %	7,7 %

1) Die Marktprämie entspricht der langfristigen Überrendite des Aktienmarkts im Vergleich zu Bundesanleihen.
 2) Der Beta-Faktor dient als Maß für das relative Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum gesamten Aktienmarkt: Ein Beta größer 1 signalisiert ein höheres Risiko, ein Beta kleiner 1 dagegen ein niedrigeres Risiko als der Gesamtmarkt.

Wertanalyse mit ROACE und Value Added

ROACE und Value Added sind neben unserer wichtigsten internen Steuerungskennzahl EBITDA weitere Kriterien zur Beurteilung der Wertentwicklung des operativen Geschäfts von E.ON. Der ROACE ist eine Kapitalrendite vor Steuern und misst den nachhaltig aus dem operativen Geschäft erzielten Erfolg auf das eingesetzte Kapital. Er wird als Quotient aus unserem EBIT und dem durchschnittlich gebundenen Kapital (Average Capital Employed) berechnet.

Das Average Capital Employed spiegelt das im Konzern operativ zu verzinsende Kapital wider. Bei der Ermittlung wird das unverzinslich zur Verfügung stehende Kapital von den betrieblich gebundenen lang- und kurzfristigen Vermögenswerten abgezogen. Die abschreibbaren langfristigen Vermögenswerte werden mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Dadurch kann die Kapitalrendite unabhängig von der Abschreibungsquote dargestellt werden. Firmenwerte aus Akquisitionen (Goodwill) fließen mit ihren Anschaffungswerten ein, solange sie als werthaltig zu betrachten sind. Unterjährige Portfolioveränderungen werden bei der Ermittlung des Average Capital Employed berücksichtigt.

Marktbewertungen der übrigen Beteiligungen und der Derivate werden nicht im Average Capital Employed abgebildet. Damit soll eine konsistente Ermittlung der Wertentwicklung gewährleistet werden.

Der Value Added spiegelt den operativen Erfolg wider, der über die Kosten des eingesetzten Kapitals hinaus erwirtschaftet wird. Die Kennzahl wird wie folgt ermittelt:

Value Added = (ROACE – Kapitalkosten) x Average Capital Employed

Renditeentwicklung im Geschäftsjahr 2013

Der deutliche Rückgang des ROACE von 11,1 auf 9,2 Prozent ist vor allem auf das gesunkene EBIT zurückzuführen. Dagegen wirkte sich eine deutliche Verringerung des Average Capital Employed aufgrund von Desinvestitionen und Stilllegungen positiv aus, die durch die laufenden Investitionen nicht kompensiert wurde. Insgesamt liegt der ROACE mit 9,2 Prozent damit aber immer noch deutlich über den im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen Kapitalkosten vor Steuern, sodass sich ein Value Added von 1,1 Mrd € ergibt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Herleitung von ROACE und Value Added für den E.ON-Konzern.

Wertentwicklung		
in Mio €	2013	2012
EBIT¹⁾	5.681	7.012
Goodwill, immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen ²⁾	62.456	65.928
+ Beteiligungen	7.590	5.678
+ Vorräte	4.146	4.734
+ Übrige unverzinsliche Vermögenswerte/Verbindlichkeiten inkl. aktiver/passiver Rechnungsabgrenzungsposten und latenter Steuern	-7.321	-3.653
- Unverzinsliche Rückstellungen ³⁾	6.438	6.844
- Bereinigungen ⁴⁾	764	2.435
Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten zum Stichtag	59.669	63.408
Capital Employed der fortgeführten Aktivitäten im Jahresdurchschnitt⁵⁾	61.539	63.286
ROACE	9,2 %	11,1 %
Kapitalkosten vor Steuern	7,5 %	7,7 %
Value Added	1.066	2.139

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

2) Das abschreibbare Anlagevermögen wird mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten berücksichtigt. Nach Abschluss der Kaufpreisverteilung (siehe Textziffer 4 des Anhangs) sind für den Goodwill die endgültigen Werte angesetzt worden.

3) Zu den unverzinslichen Rückstellungen zählen im Wesentlichen kurzfristige Rückstellungen, darunter beispielsweise aus absatz- und beschaffungsmarktorientierten Verpflichtungen. Insbesondere Pensions- und Entsorgungsrückstellungen werden nicht in Abzug gebracht.

4) Bereinigungen bei der Ermittlung des Capital Employed betreffen die Marktbewertungen von übrigen Beteiligungen, die Forderungen und Verbindlichkeiten aus Derivaten sowie betriebliche Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 für bestimmte Kaufverpflichtungen gegenüber Minderheitsgesellschaftern zu bilden sind.

5) Um innerjährliche Schwankungen in der Kapitalbindung besser abzubilden, ermitteln wir das Average Capital Employed als Mittelwert von Jahresanfangs- und -endbestand.

Corporate Sustainability

Die Erwartungen von Kunden und Lieferanten, Politik und Behörden, Öffentlichkeit und Medien, Umweltschutz- oder Sozialverbänden, Mitarbeitern und Gewerkschaften, Geschäftspartnern und Wettbewerbern und nicht zuletzt Investoren an die Energiewirtschaft sind hoch. E.ON soll einerseits das Ziel-dreieck der Energiewirtschaft im Blick haben, also eine sichere und verlässliche, umwelt- und klimafreundliche sowie für Industrie und Privatkunden bezahlbare Energieversorgung anstreben. Zugleich soll das Unternehmen mit Mitarbeitern, Kunden und Nachbarn verantwortungsvoll umgehen und in der Lieferkette hohe Umwelt- und Sozialstandards einfordern. E.ON stellt sich diesen Herausforderungen, weil wir davon überzeugt sind, dass die Berücksichtigung der Ansprüche unserer Stakeholder sich langfristig positiv auf unsere Geschäftsentwicklung auswirken wird. Dies kommt auch in unserer Strategie „cleaner & better energy“ zum Ausdruck, die die Richtung für die Transformation unseres bestehenden Geschäfts vorgibt und mit der neue Geschäftschancen adressiert werden. Neben der extern ausgerichteten Strategieumsetzung wird unternehmensintern daran gearbeitet, in den Geschäftsprozessen neben guter Unternehmensführung auch Umwelt- und Sozialaspekte zu berücksichtigen. Im Austausch mit unseren Stakeholdern haben wir wesentliche Herausforderungen definiert und Ziele daraus abgeleitet. In unserem im Einklang mit den Richtlinien der Global Reporting Initiative (GRI) erstellten Online-Nachhaltigkeitsbericht stellen wir diese Ziele dar, machen unsere Arbeit transparent und präsentieren Ergebnisse.

Die Berichterstattung ermöglicht es, über die drei Zugangsseiten

- Strategische Schwerpunkte,
- E.ON-Wertschöpfungskette und
- Environment-, Social & Governance (ESG) Performance

in den Bericht einzusteigen und sich damit schnell einen Überblick zu verschaffen und bei Bedarf konkrete Themen weiter zu vertiefen.

Beim Zugang über den Navigationspunkt „Strategie“ geben wir Antworten auf die Frage „Wie viel Nachhaltigkeit steckt in cleaner & better energy?“ Zu den Kernelementen des strategischen Dreiecks unserer Strategiedarstellung (Investitionen, Performance, Europa und Außerhalb Europas) erläutern wir die Schwerpunkte unseres Handelns und stellen die im Jahr 2013 erreichten Meilensteine dar. Der Zugang „Wertschöpfungskette“ veranschaulicht die wesentlichen Herausforderungen, mit denen wir in jedem einzelnen Element der Wertschöpfungskette zu tun haben, und zeigt, wie E.ON mit diesen umgeht.

Der Zugang über unsere „ESG-Performance“ gibt einen Überblick über Kennzahlen und Anforderungen, die vorrangig Investoren zu den Nachhaltigkeitsfeldern an uns stellen. Alle diese Zugangsseiten enthalten Links zu ausführlichen Informationen in den einzelnen Handlungsfeldern Klimaschutz, Technologie & Innovation, Umweltschutz, Kundenorientierung, nachhaltige Beschaffung, nachhaltige Unternehmensführung, Gesundheitsschutz & Arbeitssicherheit, Personalverantwortung und gesellschaftliches Engagement oder zu den Managementbereichen wie Steuerung und Leitlinien, Stakeholdermanagement oder Risikomanagement.

Dank dieser Transparenz und der kontinuierlichen Einbindung unserer Stakeholder gelingt es uns, Vertrauen und Akzeptanz zu schaffen.

E.ON hat 2013 damit begonnen, entlang unserer gesamten Wertschöpfungskette – inklusive der Bereiche der Lieferkette – ein systematisches Wassermanagement zu entwickeln und einzuführen. Unser Ziel ist es, 2015 Mindeststandards für Genehmigungsprozesse, Kosten, Wasserverfügbarkeit/-entnahme, Wassereinleitung und Lieferkette zu erreichen, die den Anforderungen des UN CEO Water Mandate (UN-WM) entsprechen. Das UN-WM ist eine international akzeptierte freiwillige Vereinbarung und bildet gleichzeitig ein Netzwerk, mit dem weltweit der Umgang mit Wasser verbessert werden soll. Insofern ist es vergleichbar zum UN Global Compact, dessen zehn Prinzipien wir bereits seit vielen Jahren unterstützen.

Eine im Mai 2013 vorgelegte umfassende Bewertung zur Nachhaltigkeitsleistung des oberbayerischen E.ON-Kraftwerks Walchensee zeigt beispielhaft, wie sich Klimaschutz, Umwelt und Soziales bei der Nutzung von Wasserkraft vereinbaren lassen. E.ON testete am E.ON-Kraftwerk Walchensee als eines der ersten Unternehmen weltweit im Rahmen eines offiziellen Assessments gemeinsam mit der International Hydropower Association (IHA) deren neue Bewertungsmethode für Wasserkraftprojekte, das Hydropower Sustainability Assessment Protocol (HASP). Die Ergebnisse stellen einen branchenweiten Vergleichsmaßstab dar und haben einen hohen Wert für E.ONs Risikomanagement. Das aus dem Projekt resultierende Know-how – ein klarer Wettbewerbsvorteil auf dem Markt für regenerative Energien – will E.ON vor allem für ihre außereuropäischen Wasserkraftwerksprojekte einsetzen, um diese im Sinne der Konzernstrategie sauberer und besser zu machen. Diverse internationale Unternehmen sind E.ON inzwischen gefolgt und verwenden das HASP zur Bewertung von Wasserkraft.

Unsere Aktivitäten im Bereich der verantwortungsvollen Brennstoffbeschaffung schreiten voran. Die von E.ON gemeinsam mit sechs europäischen Energieversorgern gegründete Initiative Bettercoal hat einen wichtigen Entwicklungsschub vollzogen, denn die Organisation hat 2013 den Bettercoal Code verabschiedet. In engem Austausch mit unterschiedlichsten Stakeholdern via Internet und bei öffentlichen Konsultationen in unterschiedlichen Ländern wie Südafrika, Kolumbien, Indonesien und Russland wurde ein Code entwickelt, der existierende Standards berücksichtigt und die Erwartungen bezüglich ethischer, sozialer und Umweltstandards der Mitglieder von Bettercoal widerspiegelt, die diese Unternehmen an ihre Kohlelieferanten stellen. Die Mitglieder von Bettercoal haben sich verpflichtet, diesen Standards auch in eigenen Minen gerecht zu werden. Der Code ist die Grundlage der 2014 beginnenden Audits und Self-Assessments auf Minenebene. Die Mitgliederzahl konnte 2013 gesteigert werden. Nach der Gestaltung der Organisation und ihrer Standards wird Bettercoal im nächsten Schritt operativ tätig.

Mehr Informationen zu unserem Nachhaltigkeitsansatz und unserer Leistung erhalten Sie unter www.eon.com. Dort wird ab Ende April 2014 der neue Nachhaltigkeitsbericht zu lesen sein, der nicht Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist.

CO₂-Emissionen und -Intensität

Abweichend von der Struktur der Berichtssegmente im übrigen Lagebericht sind in den nachfolgenden Tabellen die Daten aus der Strom- und Wärmeerzeugung nach Ländern und entsprechend den Vorgaben des EU-ETS (European Union Emissions Trading Scheme) aufgeführt.

CO ₂ -Emissionen aus Strom- und Wärmeerzeugung	
2013 in Mio t	CO ₂ -Emissionen
Deutschland	35,4
Großbritannien	14,8
Spanien	3,3
Frankreich	6,9
Italien	6,8
Weitere EU-Länder	11,8
E.ON-Konzern (nur Europa)	79,0
Russland ¹⁾	35,3
E.ON-Konzern	114,3

1) Russland ist nicht Teil des Europäischen Emissionshandels.

CO ₂ -Intensität ¹⁾ im E.ON-Konzern		
in t CO ₂ /MWh	2013	2012
Deutschland	0,40	0,38
Großbritannien	0,58	0,68
Spanien	0,57	0,64
Frankreich	0,83	0,82
Italien	0,45	0,48
Weitere EU-Länder	0,29	0,27
E.ON-Konzern (nur Europa)²⁾	0,44	0,44
Russland	0,55	0,56
E.ON-Konzern³⁾	0,45	0,46

1) spezifische CO₂-Emissionen: ausgestoßene Tonnen CO₂ pro MWh erzeugten Stroms
 2) inklusive Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Europa
 3) inklusive Erzeugung aus Erneuerbaren Energien außerhalb von Europa (Erzeugung aus Wind in den USA)

Im Jahr 2013 hat E.ON insgesamt 114 Mio t CO₂ in der Stromproduktion und Wärmeerzeugung ausgestoßen, davon rund 79 Mio t CO₂ in Europa. Das war insgesamt ein deutlicher Rückgang um 9 Prozent infolge geringerer Stromproduktion, die zudem aus einem CO₂-ärmeren Erzeugungsmix mit zunehmendem Anteil an Erneuerbaren Energien bestand. Bei der Veränderung des Erzeugungsmixes wirkte sich die Außerbetriebnahme von zwei Kohlekraftwerken in Großbritannien aus, die wegen der Regelungen der europäischen Umwelt-richtlinie LCPD (Large Combustion Plant Directive) nicht mehr betrieben werden können. Auf der anderen Seite begünstigen die niedrigen Preise für Kohle und CO₂-Zertifikate den Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung. Seit 2013 werden Energieversorgern für die Stromerzeugung keine CO₂-Emissions-Zertifikate mehr frei zugeteilt, lediglich für einen Teil der in den Kraftwerken ausgekoppelten Wärmeproduktion stehen uns Freimengen zu. Für die übrigen in der EU emittierten CO₂-Mengen müssen Zertifikate gekauft werden. Der Marktwert der von E.ON 2013 bezogenen Zertifikate beträgt 265 Mio €. Unsere CO₂-Intensität ist insgesamt auf 0,45 t CO₂ pro MWh zurückgegangen, was auf die oben beschriebenen Effekte zurückzuführen ist. Unser Ziel der Reduktion der CO₂-Intensität in Europa hat weiter Bestand und wird über die weitere Veränderung des Erzeugungsmixes bis 2025 erreicht werden.

Verwendung der Netto-Wertschöpfung

E.ON ist in den Märkten, in denen wir aktiv sind, nicht nur als verlässlicher Energieversorger ein wichtiges Fundament für den Wohlstand der Menschen und die wirtschaftliche Entwicklung der Regionen, wir leisten als Wirtschaftsunternehmen auch einen nennenswerten finanziellen Beitrag zum Gemeinwesen. Dieser kommt in der Netto-Wertschöpfungsrechnung zum Ausdruck, mit der die Verwendung unserer Wertschöpfung für die Mitarbeiter (Löhne, Gehälter, Sozialleistungen), die öffentliche Hand (Steuern), Fremdkapitalgeber (Zinsen) und andere Gesellschafter (Anteil Konzernfremder am Ergebnis) aufgezeigt wird. Zudem wird aus dem Gesamtergebnis den Aktionären eine Dividende gezahlt.

Der Personalaufwand, der mit 4,7 Mrd € den größten Posten bei der Verwendung der Wertschöpfung ausmacht, hat infolge von Unternehmensverkäufen und des Effizienzprogramms E.ON 2.0 gegenüber dem Vorjahr um rund 9 Prozent abgenommen. Der Personalaufwand beträgt rund 44 Prozent der Wertschöpfung und ist damit mehr als doppelt so hoch wie das Nettoergebnis. E.ON hat 2013 mit 1,8 Mrd € deutlich mehr Steuern als im Vorjahr (0,2 Mrd €) ausgewiesen; zusätzlich haben zahlreiche Kommunen Konzessionsabgaben erhalten.

Verwendung der Netto-Wertschöpfung			
in Mio €	Verwendung	2013	2012
Wertschöpfung ¹⁾	–	10.741	9.709
Mitarbeiter	Löhne, Gehälter und Sozialleistungen	4.687	5.166
Öffentliche Hand	Laufende Ertragsteuern, sonstige Steuern ²⁾	1.804	194
Fremdkapitalgeber	Zinsaufwand ³⁾	1.746	1.772
Andere Gesellschafter	Minderheitsanteile am Konzernergebnis	368	424
Nettoergebnis	–	2.135	2.152
Aktionäre	Dividende ⁴⁾	1.145	2.097

1) aus fortgeführten Aktivitäten
 2) Korrigiert um latente Steuern; zusätzliche staatliche Abgaben, wie zum Beispiel Konzessionsabgaben, sind hier nicht aufgeführt.
 3) ohne Aufzinsung langfristiger Rückstellungen, zuzüglich Aktivierter Zinsen
 4) Die Dividendenzahlung erfolgt aus der Wertschöpfung von fortgeführten und nicht fortgeführten Geschäften.

Mitarbeiter

E.ON 2.0 und Restrukturierung

Auch im Jahr 2013 lag ein Schwerpunkt der Personalarbeit auf der Umsetzung der umfangreichen Maßnahmen des Effizienzsteigerungsprogramms E.ON 2.0. Eine wesentliche Grundlage hierfür bilden die in den E.ON-Ländern mit den jeweils zuständigen Arbeitnehmervertretungen durchgeführten Mitbestimmungsprozesse.

In diesem Zusammenhang werden die zur Umsetzung der mit E.ON 2.0 verbundenen Personalmaßnahmen vereinbarten Instrumente und Leistungen zur sozialen Flankierung angewendet. Sie sind ein Zeichen der sozialen Verantwortung, die E.ON für ihre Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter übernimmt.

Durch diverse Maßnahmen und Freiwilligenprogramme konnte zum Ende des Jahres der für 2013 geplante Personalabbau erreicht werden. Weitere Personalabgänge sind im Rahmen des E.ON 2.0 Programms bis Ende 2014 geplant.

Die weitere Implementierung der E.ON-2.0-Maßnahmen wird auch im Jahr 2014 konzernweit im Fokus stehen. Die Mitbestimmung in den jeweiligen E.ON-Ländern wird dabei weiterhin eingebunden sein.

Zusammenarbeit mit der Mitbestimmung

Die partnerschaftliche Zusammenarbeit mit der Mitbestimmung nimmt bei E.ON einen wichtigen Stellenwert ein und ist damit Teil der E.ON-Kultur. Nach der Umwandlung in eine Europäische Aktiengesellschaft im Jahr 2012 hat sich Anfang dieses Jahres auch der SE-Betriebsrat konstituiert, in dem Mitarbeiter aus allen europäischen Ländern, in denen E.ON aktiv ist, vertreten sind. Der SE-Betriebsrat ist gemäß der im Jahr 2012 verabschiedeten SE-Vereinbarung bei grenzüberschreitenden Themen zu informieren und anzuhören.

Zusätzlich zur SE-Vereinbarung und zur Zusammenarbeit der Mitbestimmung auf Konzernebene bildet die bereits im Jahr 2010 mit dem damaligen E.ON-Europabetriebsrat abgeschlossene „Vereinbarung über Mindeststandards bei Restrukturierungsmaßnahmen“ neben den jeweils rechtlichen Mitbestimmungserfordernissen in den europäischen E.ON-Ländern eine Grundlage für die Einbindung der lokal zuständigen Arbeitnehmervertretungen.

Das funktionale Steuerungsmodell, das E.ON im Rahmen seiner konzernweiten Umstrukturierung implementiert hat, führt auch zu neuen Herausforderungen bei der Sicherstellung einer weiterhin funktionierenden und vertrauensvollen Zusammenarbeit mit den Mitbestimmungsgremien. E.ON stellt sich dieser Herausforderung und hat beispielsweise in Deutschland mit dem Konzernbetriebsrat sowie den Betriebsratsvorsitzenden und deren Stellvertretern der E.ON-Gesellschaften im Rahmen der Fachtagung des Konzernbetriebsrats die aktuelle Situation sowie neue Formen der Zusammenarbeit diskutiert. Diese sollen 2014 in einer gemeinsamen Sozialpartnerschaftsvereinbarung zwischen Unternehmen und Konzernbetriebsrat verabschiedet werden.

Talent Management

Grundlage für das strategische und bedarfsorientierte Talent Management bei E.ON ist der Management-Review-Prozess, der auch im Jahr 2013 durchgeführt wurde. Er trägt zu einer stetigen Weiterentwicklung der einzelnen Führungskräfte und der gesamten Organisation bei und schafft gleichzeitig Transparenz über die aktuelle Talentsituation sowie den zukünftigen Bedarf. Basierend auf diesen Ergebnissen können Handlungsfelder identifiziert und konkrete Maßnahmen zur Sicherung der Nachfolge in den einzelnen Einheiten oder Jobfamilien umgesetzt werden. Eine wesentliche Aufgabe für das Talent Management wird in den kommenden Jahren die weitere Internationalisierung unserer Talentpools sein. Um sicherzustellen, dass unsere Talente über die notwendigen globalen Kompetenzen verfügen, um unser Geschäft voranzutreiben, werden die schon im letzten Jahr eingeführten „High-Potential-Programme“ mit internationalem Fokus weiter ausgerollt.

Auch die Nachfolgesicherung vom externen Arbeitsmarkt bleibt weiter in unserem Fokus. In Zeiten des sogenannten „War for Talents“ ist es eine große Herausforderung, als Arbeitgeber am externen Arbeitsmarkt für Absolventen attraktiv zu bleiben. Seit Jahren ist das internationale Traineeprogramm, das „E.ON Graduate Program“, eine attraktive Möglichkeit des Einstiegs bei E.ON. Während des 24-monatigen Programms bekommen die Teilnehmer einen persönlichen Mentor, spezielle Weiterbildungen und sammeln Erfahrungen in unterschiedlichen Konzerneinheiten bei E.ON.

In Deutschland ist es uns beispielsweise im Rahmen dieses Programms im Jahr 2013 gelungen, 27 Absolventen für unsere globalen Einheiten, unsere Unterstützungsfunktionen und E.ON Deutschland zu gewinnen. Diese spiegeln auch die Bedeutung von Vielfalt im E.ON-Konzern wider:

- Die Teilnehmer werden in unterschiedlichen Jobfamilien bei E.ON arbeiten (unter anderem im Ingenieurbereich, in der IT, im Finanzbereich, im Trading und im Personalbereich).
- Die Teilnehmer kommen aus der ganzen Welt, zum Beispiel aus Nepal, der Ukraine, Tansania, Singapur, Venezuela und den USA.
- Mehr als 40 Prozent der Teilnehmer sind weiblich.

Diversity

Ein besonderer Schwerpunkt des Diversity Managements bei E.ON liegt aktuell auf dem Aspekt Gender. Wir haben uns das ambitionierte Ziel gesetzt, den Anteil von Frauen in Führungspositionen konzernweit mehr als zu verdoppeln. In Deutschland soll der Anteil weiblicher Führungskräfte am Management bereits bis Ende 2016 14 Prozent betragen.

Mit einer Vielzahl von Maßnahmen arbeitet E.ON auf dieses Ziel hin. Neben konkreten Zielvorgaben für jede einzelne Konzerneinheit, die in regelmäßigen Abständen überprüft werden, wurde die konzernweite Besetzungsrichtlinie für Positionen im Führungskräftebereich angepasst. Danach sind stets jeweils mindestens ein Mann und eine Frau als potenzielle Nachfolger für eine vakante Position im Führungskräftebereich zu benennen. Unterstützende Maßnahmen wie Mentoringprogramme für Führungs(nachwuchs)kräfte, Bereitstellung von Kita-Plätzen, flexible Arbeitszeiten und die Möglichkeit der Homeoffice-Nutzung wurden in vielen Unternehmensbereichen bereits etabliert. Eine signifikante Erhöhung des Anteils von Frauen in den internen Talentpools sehen wir als eine weitere Voraussetzung dafür, den Anteil in Führungs- und Spitzenpositionen langfristig zu steigern.

Viele der aufgeführten Maßnahmen zeigen bereits Wirkung. Dies zeigt sich auch durch externe Auszeichnungen, wie zum Beispiel das Total-E-Quality-Prädikat für vorbildlich an Chancengleichheit orientierte Personalpolitik, die es E.ON erneut erhalten hat. So konnte E.ON auch im Jahr 2013 konzernweit ihren Frauenanteil in Führungspositionen auf 14 Prozent weiter steigern. Innerhalb Deutschlands wurde ebenfalls ein Zuwachs auf 11 Prozent erreicht. Daneben erhielt E.ON weitere Auszeichnungen beispielsweise für ihren integrativen und Diversity-orientierten Einstellungsprozess wie den ENEI Award (Employers Network for Equality & Inclusion) und den The FIRM award für den besten Diversity- und Inclusion-Recruiting-Prozess.

Entwicklung der Mitarbeiterzahlen

Am 31. Dezember 2013 waren im E.ON-Konzern weltweit 62.239 Mitarbeiter, 1.534 Auszubildende sowie 205 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt. Die Zahl der Mitarbeiter ist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2012 um rund 14 Prozent gesunken.

Mitarbeiter ¹⁾			
	31. Dezember		+/ - %
	2013	2012	
Erzeugung	8.687	10.055	-14
Erneuerbare Energien	1.745	1.846	-5
Globaler Handel	1.449	2.190	-34
Exploration & Produktion	219	183	20
Deutschland	12.430	17.983	-31
Weitere EU-Länder	27.312	28.628	-5
Nicht-EU-Länder	5.019	5.038	-
Konzernleitung/Sonstige ²⁾	5.378	6.160	-13
Summe	62.239	72.083	-14

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende
2) einschließlich E.ON IT Group und E.ON Business Service (EBUS)

Im Segment Erzeugung ist der Mitarbeiterrückgang im Wesentlichen durch Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 sowie Kraftwerksschließungen und -verkäufe begründet. Gegenläufig wirkte sich die Übernahme von Auszubildenden aus.

Der Mitarbeiterabbau im Segment Erneuerbare Energien resultierte aus Fluktuation, die noch nicht durch Neubesetzungen kompensiert werden konnte, und E.ON-2.0-Maßnahmen. Teilweise wurde dies durch den Aufbau im Windgeschäft in Nordamerika ausgeglichen.

Im Segment Globaler Handel führten Beteiligungsveräußerungen in Ungarn, Betriebsübergänge in andere Segmente und Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 zu einem deutlichen Mitarbeiterrückgang.

Der Personalaufbau im Segment Exploration & Produktion erklärt sich durch die Besetzung von bisher freien Planstellen, insbesondere in Norwegen.

Der Belegschaftsrückgang im Segment Deutschland ist im Wesentlichen bedingt durch die Beteiligungsveräußerungen von E.ON Thüringer Energie, E.ON Westfalen Weser, E.ON Energy from Waste und E.ON Mitte sowie Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0.

Bei den weiteren EU-Ländern resultierte der Mitarbeiterrückgang aus Desinvestitionen in Tschechien, einer Entkonsolidierung in der Regionaleinheit Spanien und Effizienzsteigerungsmaßnahmen im Rahmen von E.ON 2.0, insbesondere in Großbritannien und Tschechien. Mitarbeiterzugänge in Rumänien innerhalb des Gasgeschäfts sowie die Einbeziehung der E.ON Connecting Energies-Gruppe kompensieren den Abbau zum Teil.

Die Mitarbeiterzahl in den Nicht-EU-Ländern ist im Vergleich zum Ende des Vorjahres geringfügig gesunken.

Im Segment Konzernleitung/Sonstige bewirkten die Entkonsolidierung der Dienstleistungsgesellschaft Arena One sowie Fluktuation und Abgänge im Rahmen der Umsetzung von E.ON 2.0 einen starken Mitarbeiterrückgang. Gegenläufig wirken sich Transfers und Neueinstellungen im Rahmen der Zentralisierung der Unterstützungsfunktionen aus.

Geografische Struktur

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter ist im Vergleich zum Vorjahr um 6 Prozentpunkte gestiegen und betrug zum Ende des vierten Quartals 62 Prozent (38.610 Mitarbeiter).

Mitarbeiter nach Regionen ¹⁾		
	31. Dez. 2013	31. Dez. 2012
Deutschland	23.629	31.548
Großbritannien	11.053	11.556
Rumänien	6.903	6.324
Russland	5.028	5.050
Ungarn	4.842	5.246
Schweden	3.248	3.360
Tschechische Republik	3.066	3.451
Spanien	1.126	1.240
Weitere Länder ²⁾	3.344	4.308

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende
2) unter anderem Italien, Frankreich, Niederlande, Polen etc.

Anteil weiblicher Mitarbeiter, Altersstruktur, Teilzeitbeschäftigung

Der Frauenanteil an der Belegschaft lag zum 31. Dezember 2013 bei insgesamt 28,6 Prozent und stieg damit leicht gegenüber dem Vorjahr. Das Durchschnittsalter im E.ON-Konzern betrug zum Jahresende rund 43 Jahre und die durchschnittliche Betriebszugehörigkeit rund 14 Jahre.

Altersstruktur		
in Prozent	31. Dez. 2013	31. Dez. 2012
Beschäftigte bis 30 Jahre	17	18
Beschäftigte zwischen 31 und 50 Jahren	56	55
Beschäftigte über 50 Jahre	27	27

Insgesamt 4.605 Mitarbeiter waren am Jahresende im E.ON-Konzern in Teilzeit beschäftigt, davon 3.368 Frauen (73 Prozent). Die auf freiwilligen Kündigungen basierende Fluktuation lag im Konzerndurchschnitt bei 3,53 Prozent und ist damit leicht gegenüber dem Vorjahr gesunken.

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz haben bei uns höchste Priorität. Im Jahr 2013 konnten wir unseren „TRIF“ für unsere Mitarbeiter mit 2,6 konstant halten. Die Arbeitssicherheitsleistung unserer Einheiten geht auch als Bestandteil in die Zielvereinbarungen der Vorstände und Führungskräfte ein. Der TRIF misst die Anzahl der arbeitsbedingten Unfälle und Berufserkrankungen einschließlich tödlicher Unfälle, Arbeits- und Dienstwegeunfälle mit und ohne Ausfalltage, die einer ärztlichen Behandlung bedurften oder wo weiteres Arbeiten nur an einem Ersatzarbeitsplatz beziehungsweise nur ein eingeschränktes Weiterarbeiten möglich war, pro eine Million Arbeitsstunden. Im TRIF berücksichtigt sind alle Meldungen, auch die von nicht voll konsolidierten Unternehmen, die unter der Betriebsführerschaft von E.ON stehen.

Zur Steuerung und kontinuierlichen Verbesserung der Arbeitssicherheitsleistung des Konzerns werden zentrale Kennzahlen genutzt. Um eine kontinuierliche Verbesserung zu gewährleisten, entwickeln die Einheiten darüber hinaus sogenannte Health, Safety & Environment-Improvement-Pläne, basierend auf einem Management Review der Ergebnisse des Vorjahres. Die Ergebnisse der Umsetzung dieser Pläne werden ebenfalls teilweise als präventive Performance-Indikatoren genutzt. Trotz aller Erfolge im Bereich Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz ist es unser erklärtes Ziel, alle Unfälle oder sonstigen gesundheitlichen Beeinträchtigungen unserer Mitarbeiter und der Mitarbeiter unserer Partnerfirmen durch konsistente Anwendung einheitlicher HSE-Managementsysteme zu verhindern.

Vergütung, Altersversorgung, Mitarbeiterbeteiligung

Zu einem wettbewerbsfähigen Arbeitsumfeld zählen auch eine attraktive Vergütung sowie ansprechende Nebenleistungen. Leistungen der betrieblichen Altersversorgung sind ein wichtiger Bestandteil der Gesamtvergütung und haben im E.ON-Konzern von jeher einen hohen Stellenwert. Sie sind für die Mitarbeiter eine wichtige Säule der Vorsorge für das Alter und tragen zugleich zu ihrer Bindung an das Unternehmen bei. Die Leistungen der E.ON-Unternehmen werden dabei durch attraktive betriebliche Angebote zur Eigenvorsorge ergänzt. Ein weiterer Erfolgsfaktor für die Mitarbeiterbindung ist die Beteiligung am Unternehmenserfolg: Dazu gehört die Gewährung von Performance-Rechten mit mehrjähriger Laufzeit im Rahmen des E.ON Share Matching Plans an Führungskräfte.

Für die Mitarbeiter bleibt die Attraktivität des E.ON-Mitarbeiteraktienprogramms durch die Gewährung eines – teilweise steuerfreien – Zuschusses erhalten. Im Jahr 2013 haben insgesamt 13.492 Mitarbeiter 1.057.296 Aktien gezeichnet. Damit lag die Teilnahmequote mit 51 Prozent leicht über dem Niveau des Vorjahres (49 Prozent).

Ausbildung

Die Berufsausbildung junger Menschen hat bei E.ON weiterhin einen hohen Stellenwert. Der Konzern beschäftigte im Jahr 2013 insgesamt 1.534 Auszubildende und duale Studenten. Die bereits im Jahr 2003 gestartete E.ON-Ausbildungsinitiative zur Vorbeugung von Jugendarbeitslosigkeit wurde auch im Jahr 2013 fortgeführt. Hier erhielten in diesem Jahr über 850 junge Menschen eine Unterstützung zum Start ins Berufsleben, unter anderem in Form von ausbildungsvorbereitenden Praktika und Schulprojekten.

Auszubildende in Deutschland	
	31. Dez. 2013
Deutschland	954
Erzeugung	394
Konzernleitung/Sonstige	97
Globaler Handel	27
Erneuerbare Energien	62
E.ON-Konzern	1.534

Wichtige Ereignisse nach Schluss des Geschäftsjahres

Nach dem 31. Dezember 2013 ergaben sich keine wichtigen Ereignisse, die einen wesentlichen Einfluss auf die Ertrags-, Finanz- und Vermögenslage von E.ON haben.

Prognosebericht**Wirtschaftliche Rahmenbedingungen****Gesamtwirtschaftliche Situation**

Die OECD sieht für die Jahre 2014 und 2015 einen mit großen Unsicherheiten behafteten weiteren moderaten Anstieg der globalen wirtschaftlichen Tätigkeiten. Als ein Grund ist die expansive Geldpolitik anzuführen. Ferner werden von den öffentlichen Haushalten keine zusätzlichen negativen Impulse erwartet.

In den USA wird aufgrund einer steigenden Konsum- und Investitionsgüternachfrage eine beschleunigte Zunahme der wirtschaftlichen Leistung erwartet. Die OECD sieht in den USA aber auch große Unsicherheiten aus der zukünftigen Fiskal- und Geldpolitik.

Mit ähnlich hoher Unsicherheit behaftet ist die erwartete Entwicklung in der Eurozone, wo in den nächsten beiden Jahren jeweils mit einem positiven Wachstum gerechnet wird. Hier sollen sich sowohl die Konsumnachfrage als auch die Nachfrage nach Investitionsgütern erhöhen.

Für Brasilien, Russland und die Türkei sieht die OECD in den beiden kommenden Jahren jeweils ein steigendes Wirtschaftswachstum. Treiber sind in Brasilien und Russland steigende Investitionen in die Infrastruktur, während die Türkei vor allem von einem robusten Zuwachs des privaten Konsums profitieren kann.

Vor dem Hintergrund der politischen Diskussionen im Jahr 2013 um die Fiskal- und Geldpolitik sowohl in den USA als auch im Euroraum sieht die OECD auch in Zukunft große Risiken, die die wirtschaftliche Erholung belasten könnten. Hier erwähnt die OECD insbesondere mögliche Spannungen im Euroraum aus dem fragilen Finanzsektor.

Energiemärkte

Insgesamt ist auf den Märkten für Elektrizität und Brennstoffe für die Jahre 2014 und 2015 mit einer höheren Volatilität zu rechnen, da diese weiterhin deutlich durch gesamtwirtschaftliche Entwicklungen und politische Entscheidungen beeinflusst werden.

Der Ölmarkt zeigt momentan eine klassische Backwardation-Struktur, bei der die Preise in der nahen Zukunft höher sind als die der langfristigen Verträge am Forward-Markt. Dieser Trend könnte sich in den nächsten Jahren fortsetzen, da der Markt weiterhin sowohl durch geopolitische Ereignisse als auch durch volkswirtschaftliche Fundamentaldaten dominiert wird. So ist zu erwarten, dass die Ölnachfrage in der Petrochemie und insbesondere im Transportsektor – hauptsächlich getrieben durch Asien – weiter zunehmen wird. Allerdings wird zeitgleich nach wie vor ein deutlicher Produktionszuwachs in Nicht-OPEC-Ländern, unter anderem bei Öl aus Schiefergestein und bei Teersanden in Nordamerika, erwartet, der die Nachfrage 2014 und 2015 möglicherweise sogar überkompensieren könnte. Diese Situation würde die OPEC dazu zwingen, die Produktion zu drosseln, um ein Überangebot zu vermeiden.

Ein Überangebot besteht auch am europäischen Kohlemarkt (API#2), unterstützt durch rückläufigen Nachfragezuwachs aus China nach Importkohle. Damit einher geht ein Preiserückgang von rund 20 Prozent im Laufe des vergangenen Jahres. 2014 startete der Preis für Lieferungen im Folgejahr allerdings auf etwas höherem Niveau, hauptsächlich getrieben durch die Erwartung, dass die kolumbianischen Exporte im ersten Quartal 2014 deutlich geringer ausfallen werden, da es Verzögerungen bei der Inbetriebnahme neuer, durch den Gesetzgeber vorgeschriebener Beladeanlagen gibt. Nach der Behebung der Probleme ist ein weiterer Preisverfall aber sehr wahrscheinlich. Bei den Frachtraten ist ein leichter Anstieg zu erwarten, abhängig davon, wie stark sich das Überangebot an Schiffen reduziert.

Die Großhandelspreise für Erdgas an den europäischen Handelspunkten blieben im Jahresverlauf 2013 für Lieferungen im Folgejahr nahezu konstant. Gründe waren eine geringere Nachfrage aus gasbefeuerten Stromerzeugungen und gleichzeitig niedrige LNG-Importe aufgrund der anhaltend hohen Nachfrage auf den asiatischen Märkten. Ein Preiserückgang auf den europäischen Gasmärkten könnte 2014 aus einem milderen ersten Quartal resultieren. Preisanstiege aufgrund außergewöhnlicher Ereignisse wie Wetterextremen, unerwarteter Versorgungsengpässe oder politischer Instabilität in einigen Förderländern können aber nicht ausgeschlossen werden.

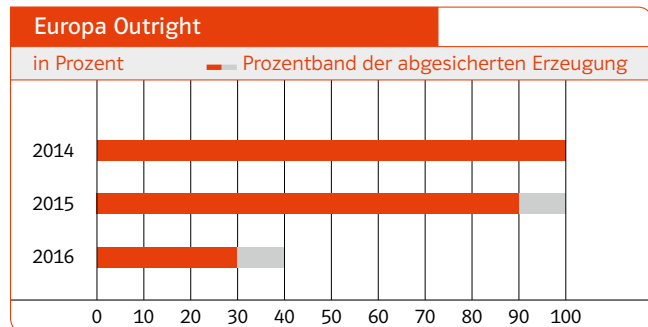
Die Preise für CO₂-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances – EUA) werden in den nächsten zwei Jahren wohl hauptsächlich durch den „Backloading“-Prozess beeinflusst. Nach der Implementierung dieser Maßnahme wird sich die Anzahl der per Auktion erwerbbarer Zertifikate deutlich verringern. Insbesondere im Stromsektor, wo im Vergleich zur Industrie nur wenige Zertifikate frei zugeteilt werden, dürfte die Verknappung dazu führen, dass die Kraftwerksbetreiber Zertifikate von Anbietern mit einem Zertifikatüberschuss kaufen müssen. Dass durch den verstärkten Handel auch die Preise wieder ansteigen werden, ist zu erwarten. In welcher Höhe ist jedoch ungewiss, da dies stark vom Verhalten der Anbieter abhängt.

Die kurz- und mittelfristigen Strompreise in Deutschland werden weiterhin weitestgehend durch den Preis von Steinkohle und CO₂-Zertifikaten bestimmt. Allerdings könnten insbesondere der weitere Zubau von Kapazitäten bei den Erneuerbaren Energien sowie die geplanten Inbetriebnahmen zahlreicher neuer und moderner Kohlekraftwerke in den Jahren 2014 und 2015 weiteren Abwärtsdruck auf die Preise ausüben. Zwar stützt der zunehmende Export von kostengünstigem Strom aus Erneuerbaren die deutschen Strompreise und wirkt dem Abwärtstrend entgegen, dennoch fallen die Grundlastpreise an der Strombörse EEX für Lieferungen im nächsten Jahr stetig und zeigen damit, dass die Markterwartung eher in Richtung niedriger Preise geht.

Die Preissituation in Großbritannien wird für die Jahre 2014 und 2015 verstärkt von der Entwicklung des heimischen Gaspreises und der CO₂-Preise abhängen. Es wird erwartet, dass die Stromnachfrage zukünftig wieder leicht steigt und damit einem möglichen Preisdruck durch niedrige Strompreise in Kontinentaleuropa und den weiteren Zubau von Windanlagen zumindest etwas entgegenwirkt.

Die Preise auf dem nordischen Strommarkt werden kurzfristig weiterhin stark von der Verfügbarkeit der Kernkraftwerke, in erster Linie aber vom Wetter und damit von den Füllständen der Wasserreservoirs abhängen. Langfristig ist die weitere Entwicklung von Erneuerbaren Energien sowohl auf dem lokalen Markt als auch in Deutschland ausschlaggebend. Hier ist weiterhin ein deutlicher Preisdruck zu erwarten. Durch die Inbetriebnahme des neuen Estlink-2-Kabels und des geplanten NordBalt Kabels 2016 werden eine engere Preiskopplung mit dem baltischen Markt sowie höhere Nettoexporte erwartet.

Unsere Stromproduktion ist für 2014 und 2015 bereits nahezu vollständig abgesichert. Durch planmäßige Absicherungsmaßnahmen nimmt das abgesicherte Portfolio in den Folgejahren im Jahresverlauf weiter zu. Die folgende Grafik zeigt exemplarisch den Grad der Absicherung für unsere europäische nichtfossile Stromproduktion im Wesentlichen aus Kernenergie und Wasserkraft (Outright).



Mitarbeiter

Die Zahl der Mitarbeiter im E.ON-Konzern (ohne Auszubildende und Geschäftsführer) wird bis zum Jahresende 2014 im Rahmen der Implementierung von E.ON 2.0 weiter sinken.

Erwartete Ertragslage

Voraussichtliche Ergebnisentwicklung

Unsere Prognose auf das Gesamtjahr 2014 ist weiterhin deutlich durch die angespannten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprägt.

Wir erwarten aktuell für den Konzern ein EBITDA im Bereich von 8,0 bis 8,6 Mrd €. Die Prognose berücksichtigt den Wegfall von Ergebnisbeiträgen aus den Verkäufen im Rahmen unseres Desinvestitionsprogramms. Negative Effekte ergeben sich aus dem Beginn der neuen Stromregulierungsperiode in Deutschland sowie einer verschlechterten Ertragslage in Russland und in der Einheit Globaler Handel. Positiv wirkt sich die Ausweitung der Produktion in der Einheit Exploration & Produktion aus. Darüber hinaus erwarten wir weitere Effekte aus den Maßnahmen im Rahmen unseres Effizienzprogramms E.ON 2.0.

Für den nachhaltigen Konzernüberschuss erwarten wir 2014 ein Ergebnis zwischen 1,5 und 1,9 Mrd €.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

EBITDA ¹⁾		
in Mrd €	2014 (Prognose)	2013
Erzeugung	leicht über Vorjahr	1.882
Erneuerbare Energien	auf Vorjahresniveau	1.431
Globaler Handel	deutlich unter Vorjahr	352
Exploration & Produktion	deutlich über Vorjahr	1.070
Deutschland	deutlich unter Vorjahr	2.413
Weitere EU-Länder	leicht unter Vorjahr	2.173
Nicht-EU-Länder	deutlich unter Vorjahr	533
Summe	deutlich unter Vorjahr	9.315

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Für die globale Einheit Erzeugung erwarten wir für das Jahr 2014 ein leicht über dem Vorjahr liegendes EBITDA. Negativ wirkt sich weiterhin die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt aus. Positiv wirken sich die Inbetriebnahme unseres neuen Kraftwerksblocks Maasvlakte 3 in den Niederlanden sowie weitere Fortschritte unseres Effizienzsteigerungs- und Kostensenkungsprogramms aus.

Bei den Erneuerbaren Energien rechnen wir 2014 mit einem EBITDA auf Vorjahresniveau. Verkäufe im Rahmen unserer Build-and-sell-Strategie in Europa und Nordamerika erhöhen ergebnisseitig das EBITDA durch die avisierten Buchgewinne. Gegenläufig wirken sich die reduzierte Kraftwerksleistung infolge der im Jahr 2013 abgegebenen Wasserkraftkapazitäten zum Markteintritt in die Türkei sowie weiterhin fallende Preise für Stromlieferungen aus den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken aus.

Für die Einheit Globaler Handel erwarten wir für das Jahr 2014 ein Ergebnis deutlich unter dem Vorjahreswert aufgrund des angespannten Marktumfelds im Strom- und Gasgeschäft im Jahr 2014 und der Desinvestition des ungarischen Geschäfts im Jahr 2013. Weiterhin negativ wirkt sich die gesunkene Marge im Bereich Gasspeicherung aus.

Bei Exploration & Produktion erwarten wir 2014 ein EBITDA deutlich über dem Vorjahreswert. Zentraler Ergebnistreiber sind die steigenden Produktionsmengen der Nordseefelder.

Bei der regionalen Einheit Deutschland gehen wir davon aus, dass der Ergebnisbeitrag für 2014 im Wesentlichen aufgrund der Desinvestitionen im Jahr 2014 deutlich unter dem Niveau des Vorjahres liegen wird. Weiterhin negativ wirkt sich der Beginn der neuen Regulierungsperiode Strom aus.

Für die weiteren EU-Länder rechnen wir im Jahr 2014 mit einem EBITDA leicht unterhalb des Vorjahresniveaus. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf entfallende Kompensationszahlungen

für die Einspeisung von Erneuerbaren Energien in unserer Regionaleinheit Tschechien im Verteilnetzgeschäft zurückzuführen.

Im Jahr 2014 erwarten wir bei den Nicht-EU-Ländern für Russland aufgrund regulatorischer Änderungen und einer Abschwächung des Rubels ein EBITDA deutlich unter dem Vorjahresniveau.

Voraussichtliche Entwicklung der Dividende

Unsere Dividende wird wie schon im Jahr 2013 weiterhin 50 bis 60 Prozent des nachhaltigen Konzernüberschusses betragen.

Erwartete Finanzlage

Geplante Finanzierungsmaßnahmen

Für das Jahr 2014 erwarten wir keinen Finanzierungsbedarf auf Gruppenebene. Die für 2014 geplanten Ausgaben für Investitionen sowie die Dividende können laut Plan durch den für dieses Jahr erwarteten operativen Cashflow und die Erlöse aus Desinvestitionen finanziert werden. Bei unterjährigen Spitzen in den Finanzierungserfordernissen des Konzerns ist die Nutzung von Commercial Paper möglich.

Im Rahmen der Steuerung unserer Kapitalstruktur ist unser mittelfristiges Ziel, einen Debt Factor von unter 3 zu erreichen. Hierzu planen wir unter anderem, ab 2015 wieder einen positiven freien Cashflow (definiert als operativer Cashflow abzüglich Investitionen und Dividendenzahlungen) zu erwirtschaften.

Geplante Investitionen

Im Rahmen unserer Mittelfristplanung haben wir für das Jahr 2014 Investitionen in Höhe von 4,9 Mrd € vorgesehen. Rund ein Fünftel davon ist für den Erhalt der bestehenden Anlagen geplant, der übrige Teil für den Geschäftsausbau. Geografisch betrachtet bleibt Deutschland Schwerpunktland unserer Investitionstätigkeit. Hier investieren wir maßgeblich in den Erhalt und Ausbau unserer Strom- und Gasinfrastruktur sowie unserer erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugung.

Investitionen: Planung 2014		
	Mrd €	Anteile in %
Erzeugung	0,8	16
Erneuerbare Energien	1,3	27
Globaler Handel	0,1	2
Exploration & Produktion	0,2	4
Deutschland	0,8	16
Weitere EU-Länder	1,1	23
Nicht-EU-Länder	0,5	10
Konzernleitung/Konsolidierung	0,1	2
Summe	4,9	100

Im kommenden Jahr werden bei der globalen Einheit Erzeugung 0,8 Mrd € in den Erhalt und Ausbau der Stromerzeugung investiert. Darin enthalten sind unter anderem unsere Kraftwerksneubauprojekte Maasvlakte 3 und Datteln 4.

Bei der globalen Einheit Erneuerbare Energien werden wir im kommenden Jahr rund 1,3 Mrd € investieren. Der Schwerpunkt wird auf Offshore-Windparks wie Amrumbank und Humber sowie Onshore-Windparks in Europa beziehungsweise den USA liegen.

In der Einheit Globaler Handel werden rund 0,1 Mrd € im Wesentlichen in die Infrastruktur des Speichergeschäfts investiert.

Bei Exploration & Produktion entfällt der größte Teil der Investitionen von 0,2 Mrd € auf die Entwicklung von Gas- und Ölfeldern.

Die Investitionen der regionalen Einheit Deutschland betreffen insbesondere zahlreiche Einzelinvestitionen für den Ausbau von Mittel- und Niederspannungsleitungen, Schaltanlagen sowie Mess- und Regeltechnik und weitere Investitionen, um eine sichere und störungsfreie Stromübertragung und -verteilung zu gewährleisten.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern machen rund ein Fünftel der Investitionen aus und bestehen im Wesentlichen aus Erhaltungs- und Ausbauinvestitionen für das regionale Netz in Schweden, Ungarn und Tschechien.

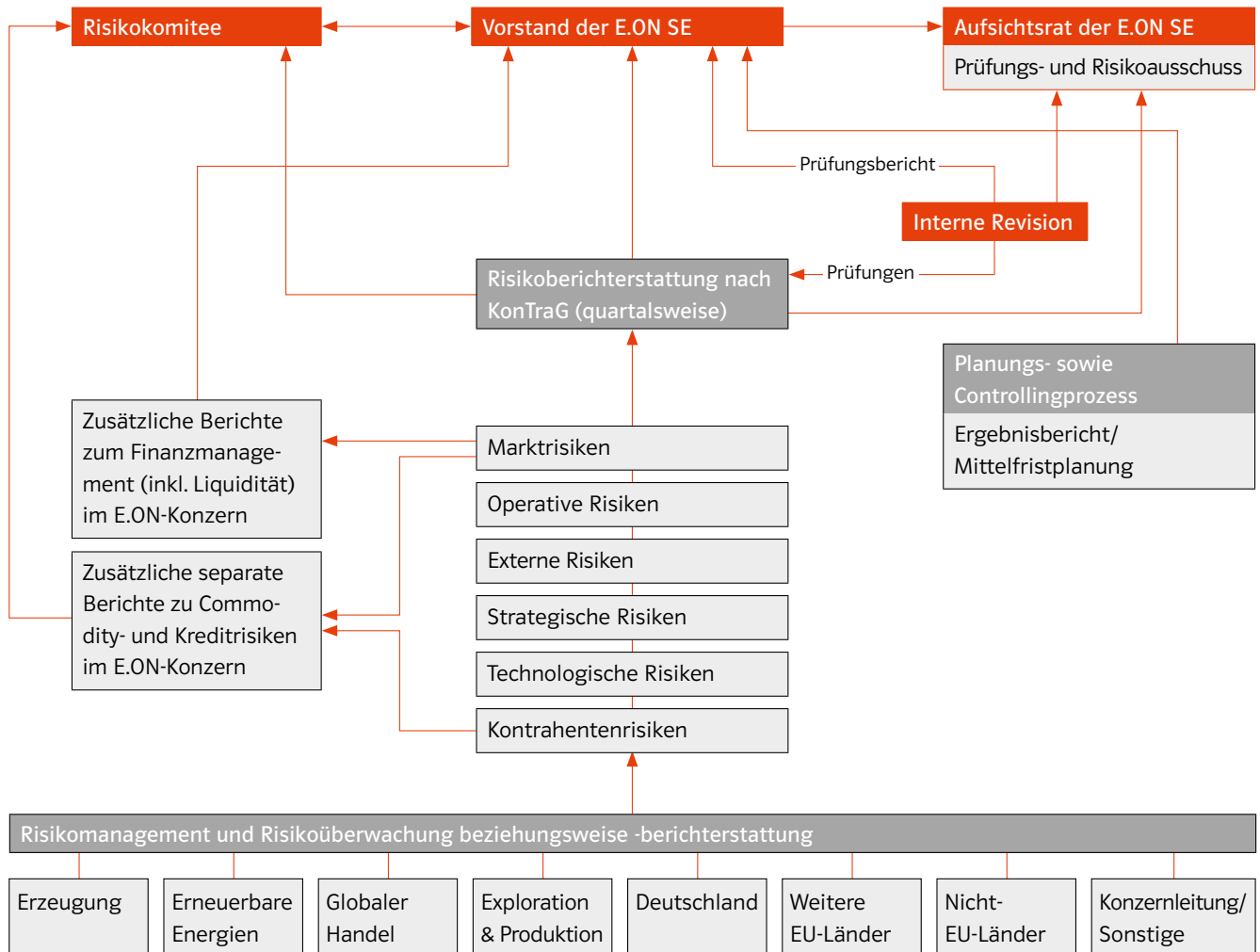
In den Nicht-EU-Ländern werden 2014 rund 0,5 Mrd € investiert, hauptsächlich in die bereits laufenden Kraftwerksneubauprojekte, insbesondere am Standort Berezovskaya in Russland.

Für den E.ON-Konzern sieht die Planung im Jahr 2015 ein Investitionsvolumen von rund 4,3 Mrd € vor. Mit jeweils rund einem Fünftel wollen wir in das Geschäft der regionalen Einheit Deutschland und der weiteren EU-Länder investieren. Gut ein weiteres Viertel dient dem Ausbau unserer Aktivitäten im Bereich der Erneuerbaren Energien. Der verbleibende Teil fließt insbesondere in die globale Einheit Erzeugung beziehungsweise unsere Erzeugungskapazitäten in Russland und unsere Geschäfte außerhalb Europas sowie in den Bereich der dezentralen Erzeugung.

Gesamtaussage zur voraussichtlichen Entwicklung

Die im Geschäftsjahr 2013 erzielten Ergebnisse sind solide, spiegeln aber deutlich die Belastungen durch unser wirtschaftliches und regulatorisches Umfeld in Europa und vor allem die Auswirkungen der deutschen Energiewende sowie die damit verbundenen unzureichenden Marktpreise für konventionelle Energien wider. Wir haben daher unsere Anstrengungen weiter verstärkt, E.ON konsequent und aktiv an die sich rasch verändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Grundlage für die Zukunft unseres Unternehmens sind solide Finanzen. Schon 2011 haben wir vorausschauend unser Programm E.ON 2.0 gestartet, mit dem wir nachhaltig und konzernweit über alle Geschäfte und Prozesse unsere Kosten senken und unsere Effizienz spürbar steigern. E.ON 2.0 liegt voll im Plan und trägt schon jetzt zur Verbesserung unseres Ergebnisses bei. Ende 2014 werden wir die wesentlichen Maßnahmen angestoßen und zum großen Teil bereits umgesetzt haben. Bei der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit unseres operativen Geschäfts sind wir ebenfalls vorangekommen. Hier geht es vor allem um die Lage der konventionellen Erzeugung, die weiterhin durch Verwerfungen des Marktes und politische Eingriffe – wie zum Beispiel die Besteuerung von Kohle in den Niederlanden und vor allem aber die deutsche Energiewende – belastet ist. Der nicht befriedigende Ergebnisbeitrag unserer Erzeugungssparte in weiten Teilen Europas zeigt, dass hier dringender Handlungsbedarf besteht. In diesem Bereich werden wir noch strikter als bisher die Kosten senken und die Effizienz steigern. Wir überprüfen in diesem Zusammenhang regelmäßig die Rentabilität von einzelnen Anlagen. In Frankreich, Großbritannien und Deutschland haben wir bereits die Schließung von Kraftwerken beschlossen. Wir wissen, dass wir auch in den nächsten Jahren aus unserem laufenden Geschäft nur begrenzte Mittel für neue Investitionen erwirtschaften können. Gegenüber 2013 werden wir 2014 und 2015 zu einer sehr deutlichen Reduktion unserer Investitionen kommen und uns dabei neben den notwendigen Investitionen für Instandhaltung und Netze gezielt auf den Ausbau von Wachstumsgeschäften wie Erneuerbaren Energien und unsere Aktivitäten außerhalb Europas konzentrieren. Wir legen damit die Grundlagen für zukünftiges Wachstum.

Risikomanagementsystem



Das Risikomanagementsystem besteht aus einer Vielzahl von Bausteinen, die in die gesamte Aufbau- und Ablauforganisation von E.ON eingebettet sind. Damit ist das Risikomanagementsystem integraler Bestandteil der Geschäftsprozesse und Unternehmensentscheidungen. Zu den Bausteinen des Risikomanagementsystems zählen im Wesentlichen konzernweite Richtlinien und Berichtssysteme, die konzernweit einheitlichen Strategie-, Planungs- und Controllingprozesse, die Tätigkeit der internen Revision sowie die gesonderte konzernweite Risikoberichterstattung auf Basis des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) und die Einrichtung von Risikokomitees. Unser Risikomanagementsystem entspricht der allgemeinen Best Practice in der Industrie und zielt darauf ab, die Unternehmensleitung in die

Lage zu versetzen, frühzeitig Risiken zu erkennen, um rechtzeitig gegensteuern zu können. Die konzernweiten Planungs-, Steuerungs- und Berichtsprozesse werden kontinuierlich auf Effektivität und Effizienz überprüft. Darüber hinaus erfolgt gemäß den gesetzlichen Anforderungen eine regelmäßige Überprüfung der Wirksamkeit unseres Risikofrüherkennungssystems durch unsere interne Revision. Unser Risikomanagementsystem erfasst alle voll konsolidierten Konzerngesellschaften und alle at equity einbezogenen Gesellschaften mit einem Buchwert von mehr als 50 Mio €.

Risikomanagement und Versicherung

Die E.ON Risk Consulting GmbH ist als 100-prozentige Tochter der E.ON SE für das Versicherungsrisikomanagement im E.ON-Konzern verantwortlich. Sie entwickelt und optimiert Lösungen für die betrieblichen Risiken des Konzerns durch Versicherungs- und versicherungsähnliche Instrumente und deckt diese in den internationalen Versicherungsmärkten ein. Hierzu stellt die E.ON Risk Consulting GmbH unter anderem die Bestandsführung, das Schadensmanagement, die Abrechnung der Versicherungsverträge und -ansprüche sowie das entsprechende Reporting sicher.

Risikokomitee

Gemäß den Bestimmungen von § 91 Abs. 2 AktG zur Einrichtung eines Überwachungs- und Risikofrüherkennungssystems besteht ein Risikokomitee für den E.ON-Konzern. Das Risikokomitee stellt als Gremium – unter Beteiligung der relevanten Bereiche und Abteilungen der E.ON SE sowie der E.ON Global Commodities SE – die Umsetzung und Einhaltung der durch den Vorstand beschlossenen Risikostrategie, im Wesentlichen im Commodity- und Kreditrisikobereich sicher, und entwickelt diese weiter.

Weitere Maßnahmen zur Risikobegrenzung

Über die vorher beschriebenen Bausteine unseres Risikomanagements hinaus ergreifen wir im Wesentlichen die nachfolgenden Maßnahmen zur Risikobegrenzung.

Begrenzung von Marktrisiken

Margenrisiken begegnen wir durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und ein intensives Kundenmanagement.

Zur Begrenzung von Preisänderungsrisiken betreiben wir ein systematisches Risikomanagement. Kernelemente sind – neben den konzernweit bindenden Richtlinien und dem unternehmensweiten Berichtssystem – die Verwendung quantitativer Kennziffern sowie die Limitierung von Risiken und die Funktionstrennung von Bereichen. Darüber hinaus setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein, die mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert werden. Deren Bonität überwachen wir laufend. Die Preisrisiken aus den liquiden europäischen Commodity-Märkten sind bei unserer Einheit Globaler Handel gebündelt und werden dort gesteuert. Hierunter fällt auch der Eigenhandel im Commodity-Bereich, der im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien und innerhalb eng definierter Grenzen stattfindet.

Zins- und Währungsrisiken werden mithilfe unseres systematischen Risikomanagements gesteuert und durch den Einsatz derivativer und originärer Finanzinstrumente abgesichert. Die E.ON SE übernimmt hierbei eine zentrale Funktion, sie bündelt mittels konzerninterner Geschäfte die entstehenden Risikopositionen und sichert diese am Markt. Die Risikoposition der E.ON SE ist aufgrund der durchleitenden Funktion somit weitgehend geschlossen.

Begrenzung von strategischen Risiken

Möglichen Risiken in Verbindung mit Akquisitionen und Investitionen begegnen wir mit umfangreichen präventiven Maßnahmen. Diese beinhalten soweit möglich – neben den zugrunde liegenden Richtlinien und Handbüchern – unter anderem umfassende Due-Diligence-Prüfungen und die rechtliche Absicherung im Rahmen von Verträgen sowie ein mehrstufiges Genehmigungsverfahren und ein Beteiligungs- beziehungsweise Projektcontrolling. Nachgelagerte umfangreiche Projekte tragen darüber hinaus zu einer erfolgreichen Integration bei.

Begrenzung von operativen Risiken

Die Optimierung und Aufrechterhaltung der IT-Systeme wird durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen gewährleistet. Daneben begegnet der E.ON-Konzern den Risiken aus unberechtigtem Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust mit diversen Gegenmaßnahmen technischer und organisatorischer Art.

Begrenzung von externen Risiken

Risiken aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns versuchen wir durch einen intensiven und konstruktiven Dialog mit Behörden und Politik zu begegnen. Ferner soll bei Neubauvorhaben durch eine entsprechende Projektbetreuung sichergestellt werden, Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

Risiken aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten und laufenden Planungsverfahren versuchen wir durch eine geeignete Verfahrensbetreuung und entsprechende Vertragsgestaltungen im Vorfeld zu minimieren.

Begrenzung von technologischen Risiken

Zur Begrenzung technologischer Risiken werden wir unser Netzmanagement und den optimalen Einsatz unserer Kraftwerke weiter verbessern. Zugleich führen wir betriebliche und infrastrukturelle Verbesserungen durch, die die Sicherheit unserer Kraftwerke und Verteilnetze auch unter außergewöhnlichen Belastungen erhöhen. Zusätzlich haben wir die operativen und finanziellen Auswirkungen von Umwelt Risiken auf unser Geschäft in eine Ausfallplanung integriert. Sie sind Teil einer Erfassung von Krisen- und Störfallszenarien, die unser Notfall- und Krisenmanagement-Team für den Konzern vorbereitet.

Wir ergreifen ferner unter anderem die folgenden umfassenden Maßnahmen, um technologischen Risiken zu begegnen:

- Systematische Schulungs-, Weiterbildungs- und Qualifikationsprogramme für unsere Mitarbeiter
- Weiterentwicklung und Optimierung unserer Produktionsverfahren, -prozesse und -technologien
- Regelmäßige Wartung und Inspektion unserer Anlagen und Netze
- Richtlinien sowie Arbeits- und Verfahrensanweisungen
- Qualitätsmanagement, -kontrollen und -sicherung
- Projekt-, Umwelt- und Alterungsmanagement
- Krisenabwehrorganisation und Notfallplanungen

Gegen dennoch eintretende Schadensfälle sind wir in einem wirtschaftlich sinnvollen Umfang versichert.

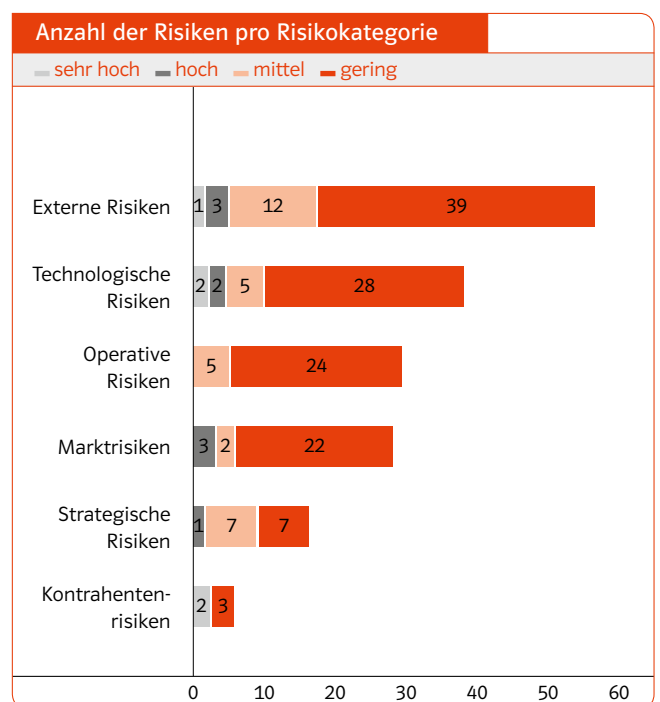
Begrenzung von Kontrahentenrisiken

Im Rahmen des konzernweiten Kreditrisikomanagements wird die Bonität der Geschäftspartner auf Grundlage konzernweiter Mindestvorgaben systematisch bewertet und überwacht. Das Kreditrisiko wird durch den Einsatz geeigneter Maßnahmen gesteuert. Hierzu zählen unter anderem die Hereinnahme von Sicherheiten und die Limitierung. Das Risikokomitee des E.ON-Konzerns wird regelmäßig über die wesentlichen Kreditrisiken unterrichtet. Eine weitere Grundlage für die Steuerung von Risiken ist eine konservative Anlagepolitik und eine breite Diversifizierung des Portfolios.

Ausführliche Erläuterungen zur Verwendung und Bewertung derivativer Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte befinden sich in der Textziffer 30 des Anhangs. In Textziffer 31 werden allgemeine Grundsätze zum Risikomanagement beschrieben sowie geeignete Risikomaße zur Quantifizierung der Risiken im Commodity-, Kredit-, Liquiditäts-, Zins- und Währungsbereich genannt.

Risikolage

Im Jahr 2013 haben wir ein neues IT-gestütztes Risiko- und Chancenberichtssystem eingeführt. In diesem Zusammenhang haben wir unsere Risikokategorien gegenüber der bisherigen Erfassung leicht angepasst. Wir erfassen jetzt Marktrisiken (Preisänderungs-, Margen-, Marktliquiditäts-, Währungskurs- und Zinsrisiken), operative Risiken (IT-, Prozess- und Personalrisiken), externe Risiken (politische und rechtliche Risiken, regulatorische Risiken, Risiken aus öffentlichen Genehmigungsverfahren, Risiken aus der langfristigen Marktentwicklung und Reputationsrisiken), strategische Risiken (Risiken aus Investitionen und Veräußerungen), technologische Risiken (Risiken aus dem Betrieb von Kraftwerken, Netzen und Anlagen, Umwelt- und Neubaurisiken) und Kontrahentenrisiken (Kredit- und Länderrisiken). Unter diesen Kategorien werden quantifizierbare und nicht quantifizierbare Risiken von den Bereichen der E.ON SE und den Konzerngesellschaften in das Berichtssystem gemeldet. Hierbei unterscheiden wir nach geringen (unter 0,5 Mrd €), mittleren (0,5 bis 1 Mrd €), hohen (1 bis 5 Mrd €) oder sehr hohen (über 5 Mrd €) Ergebnisauswirkungen. Hierbei handelt es sich um Risiken, die zum Beispiel durch statistische Methoden, Simulation und Experteneinschätzungen quantifiziert werden und den jeweils ungünstigsten Fall (Worst Case) unterstellen. Die nachfolgende Grafik stellt die Anzahl der in den einzelnen Risikokategorien im Berichtssystem erfassten Risiken dar, wobei gleichartige Risiken zu einer Risikogruppe zusammengefasst werden.



Im Zuge unserer geschäftlichen Aktivitäten sind wir einer Reihe von Risiken ausgesetzt, die untrennbar mit unserem unternehmerischen Handeln verbunden sind.

Für den E.ON-Konzern und somit auch für die E.ON SE bestehen im Wesentlichen folgende Risiken:

Marktrisiken

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Einheiten bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur gekennzeichnet. Unser in- und ausländisches Stromgeschäft sieht sich zudem, bedingt durch neu in den Markt tretende Anbieter sowie aggressiveres Vorgehen bereits bestehender Marktteilnehmer, einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt, der unsere Margen reduzieren könnte. Die Einheit Globaler Handel sieht sich im Gasbereich ebenfalls einem weiterhin erheblichen Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Aufgrund der weitreichenden Umbrüche auf den deutschen Großhandelsmärkten für Erdgas der vergangenen Jahre haben sich darüber hinaus erhebliche Preisrisiken zwischen Einkaufs- und Verkaufsmengen ergeben. Die langfristigen Gasbezugsverträge beinhalten für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit, die Konditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führen wir kontinuierlich intensive Verhandlungen mit unseren Produzenten.

Die Einheit Globaler Handel hat darüber hinaus Regasifizierungskapazitäten für Flüssiggas (LNG) in den Niederlanden und Großbritannien langfristig gebucht. Hieraus resultieren Zahlungsverpflichtungen bis zu den Jahren 2031 beziehungsweise 2029. Eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation oder ein rückläufiges LNG-Angebot für den nordwesteuropäischen Markt sowie eine nachlassende Nachfrage könnte zu einer geringeren Auslastung der Regasifizierungsanlagen als geplant führen.

Die Nachfrage nach Strom und Gas ist grundsätzlich saisonal. Im Allgemeinen existiert eine höhere Nachfrage während der kalten Monate Oktober bis März sowie eine geringere Nachfrage während der wärmeren Monate April bis September. Im

Ergebnis bedeutet diese saisonale Struktur, dass unsere Umsätze und operativen Ergebnisse im ersten und vierten Quartal höher beziehungsweise im zweiten und dritten Quartal geringer sind. Unsere Umsätze und operativen Ergebnisse können jedoch bei ungewöhnlich warmen Wetterperioden während der Herbst- und Wintermonate negativ beeinflusst werden. Darüber hinaus könnten sich für unsere Einheiten in Skandinavien negative Auswirkungen durch einen zu geringen Niederschlag ergeben, der sich in einer reduzierten Stromerzeugung aus Wasserkraft bemerkbar machen kann. Wir erwarten auch weiterhin saisonale und wetterbedingte Fluktuationen im Hinblick auf unsere Umsätze und operativen Ergebnisse.

Der E.ON-Konzern ist bei seiner operativen Geschäftstätigkeit Preisänderungsrisiken im Commodity-Bereich ausgesetzt. Im Wesentlichen werden Strom-, Gas-, Kohle-, Emissionsrecht- und Ölpreissicherungsgeschäfte kontrahiert, um Preisänderungsrisiken abzusichern, eine Systemoptimierung und einen Lastenausgleich zu erzielen sowie unsere Margen zu sichern.

E.ON ist aufgrund der internationalen Geschäftstätigkeit Risiken aus Wechselkursschwankungen ausgesetzt. Solche Risiken entstehen einerseits aufgrund von Zahlungen in einer anderen Währung als der funktionalen Währung der Gesellschaft (Transaktionsrisiko). Andererseits führen Wechselkursschwankungen zu einem bilanziellen Effekt aufgrund der Umrechnung der Bilanzpositionen sowie der Erträge und Aufwendungen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss (Translationsrisiko). Die Wechselkursrisiken stammen im Wesentlichen aus Geschäften in US-Dollar, britischen Pfund, schwedischen Kronen, russischen Rubeln, norwegischen Kronen, ungarischen Forint, brasilianischen Real und türkischen Lira.

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten und Zinsderivaten, die auf variablen Zinsen basieren, können sich für E.ON Ergebnisrisiken ergeben.

Darüber hinaus ergeben sich Kursänderungs- und weitere Verlustrisiken aus kurz- und langfristigen Kapitalanlagen, die bei E.ON zur Deckung langfristiger Verpflichtungen, insbesondere im Pensions- und Entsorgungsbereich, dienen.

Operative Risiken

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer komplexen Informationstechnologie. Im Jahr 2011 wurde die IT-Infrastruktur an externe Dienstleister ausgelagert. Im IT-Bereich bestehen Risiken unter anderem durch unberechtigten Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust.

Darüber hinaus bestehen im operativen Geschäft grundsätzlich Risiken durch menschliches Fehlverhalten und Mitarbeiterfluktuation.

Externe Risiken

Weitere Risiken ergeben sich aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns, dessen Änderung zu erheblichen Planungsunsicherheiten führen kann.

Erzeugung

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von circa 1.055 MW und hat in diesem Zusammenhang bereits über 1 Mrd € investiert. Mit einem vom Bundesverwaltungsgericht Leipzig (BVerwG) bestätigten Urteil hat das Oberverwaltungsgericht Münster (OVG) den Bebauungsplan der Stadt Datteln für unwirksam erklärt. Daher wird derzeit ein neues Planverfahren durchgeführt, um die planerischen Grundlagen für das Kraftwerk Datteln 4 wiederherzustellen. Auf Regionalplanebene liegen der Aufstellungsbeschluss des Regionalverbandes Rhein-Ruhr zur Änderung des Regionalplanes und der Zulassungsbescheid der Zielabweichung vor. Im Verfahren der Stadt Datteln zur Aufstellung des vorhabenbezogenen Bebauungsplans lief bis zum 7. Februar 2014 die zweite Offenlage der Planunterlagen, welche die Stadt Datteln zur Vermeidung von Rechtsrisiken im Dezember 2013 beschlossen hat. Auf Zulassungsebene sind infolge der nunmehr rechtskräftigen Aufhebung des immissionsschutzrechtlichen Vorbescheids im Dezember 2013 die angefochtenen Teilgenehmigungen behördlich aufgehoben worden. Vor dem Hintergrund der laufenden Planungsprozesse, des durchzuführenden Zulassungsverfahrens und des aktuellen politischen Umfelds ist derzeit mit weiteren Verzögerungen gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Inbetriebnahmezeitpunkt zu rechnen. Zur Sicherung der Fernwärme- und Bahnstromversorgung bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4 werden derzeit provisorische Maßnahmen umgesetzt. Wir gehen weiterhin von einer Inbetriebnahme des Kraftwerks aus. Derartige Risiken können sich im Grundsatz auch bei anderen Neubauvorhaben im Strom- und Gasbereich ergeben.

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den deutschen Regierungsparteien zu einer Kehrtwende in der Bewertung der Kernenergie geführt. Nachdem im Herbst 2010 die im damaligen Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung umgesetzt wurde, hat die Bundesregierung mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) die Laufzeitverlängerung wieder zurückgenommen und weitere verschärfte Regelungen getroffen. E.ON hält den Atomausstieg in der nun gesetzlich geregelten Form für unvereinbar mit unserem grundrechtlich geschützten Eigentumsrecht und dem Recht auf Berufs- und Gewerbefreiheit. Ein solcher Eingriff ist ohne Gewährung einer Entschädigung für die entzogenen Rechte und entsprechender Vermögenswerte nach unserer Auffassung verfassungswidrig. E.ON hat entsprechend Mitte November 2011 eine Verfassungsbeschwerde bei dem zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen die 13. AtG-Novelle eingereicht. Die Kernbrennstoffsteuer bleibt nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung in ihrer spezifischen Höhe erhalten – diese ist nach unserer Auffassung aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen rechtswidrig, sodass E.ON auch gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vorgeht.

Das Standortauswahlgesetz (StandAG) ist 2013 in Kraft getreten. Es schreibt nunmehr den Erkundungsstopp für den Standort Gorleben normativ fest. Für Gorleben wird künftig ein Offenhaltungsbetrieb vorgesehen, dass heißt, der Standort wird auf dem heutigen Stand „eingefroren“. Das StandAGbürdet die Kostentragung den Ablieferungspflichtigen im Wege einer neu konstruierten Umlage auf. Das StandAG geht von einem zusätzlichen Kostenvolumen von insgesamt über 2 Mrd € für die Branche aus. Zudem sieht das StandAG eine Ergänzung des AtG vor, in der eine neue Sorgepflicht der Betreiber begründet wird, Wiederaufarbeitungsabfälle an standortnahen Zwischenlagern unterzubringen. Diese Sorgepflicht ist erst am 1. Januar 2014 in Kraft getreten. Nach unserer Auffassung ist eine derartige Kostenüberwälzung nicht verfassungsgemäß, solange sich Gorleben nicht als ungeeignet erwiesen hat. E.ON geht dagegen gerichtlich vor.

Das Ende 2012 novellierte EnWG implementiert zusammen mit der 2013 verabschiedeten Reservekraftwerksverordnung zusätzliche regulatorische Einschränkungen auch für den Kraftwerksbereich in Deutschland (insbesondere Stilllegungsbeschränkungen sowie Besicherungsvorgaben systemrelevanter Kraftwerke). Diese können auch Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von E.ONs Erzeugungsanlagen haben.

Kapazitätsmärkte werden eine wichtige Rolle für den E.ON-Konzern im Bereich der Strommärkte spielen. Es gibt bereits Kapazitätsmärkte in Russland, Spanien und Schweden (nur Leistungsreserve). Entsprechende politische Entscheidungen für die Einführung solcher Märkte in Frankreich, Italien und Großbritannien sind bereits getroffen worden. Es wird erwartet, dass in Großbritannien die Vorschläge 2014 in ein entsprechendes Gesetz einfließen. Auch andere Länder, zum Beispiel Deutschland, wollen mittelfristig Kapazitätsmechanismen entwickeln und einführen. Diese Reformen können Auswirkungen auf E.ONs Aktivitäten im Erzeugungsbereich haben. Es ergeben sich für E.ON Risiken bezüglich der Systemausgestaltung. Insbesondere bei einer Fokussierung auf spezifische Technologien oder bei Nichtberücksichtigung von Bestandsanlagen könnte E.ON einem Wettbewerbsnachteil ausgesetzt sein.

Exploration & Produktion

Die Änderungen der russischen Förderabgabe für Erdgas (Mineral Extraction Tax for gas condensate and natural fuel gas) wurden im Oktober 2013 veröffentlicht und treten nunmehr ab dem 1. Juli 2014 in Kraft. Die Ergebnisauswirkungen hieraus sind im Jahr 2014 nicht wesentlich.

Global Commodities

Die Europäische Kommission hat im September 2011 bei mehreren Gasversorgungsunternehmen in Zentral- und Osteuropa Nachprüfungen durchgeführt, darunter auch bei Unternehmen des E.ON-Konzerns. Die Kommission untersuchte insoweit mögliche wettbewerbswidrige Praktiken von Gazprom, gegebenenfalls zusammen mit anderen Unternehmen. Im September 2012 hat die Europäische Kommission hierzu ein förmliches Kartellverfahren gegen Gazprom auf der Grundlage von Artikel 102 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung) eingeleitet.

Das Erdgas für die Kunden im In- und Ausland von E.ON Global Commodities wird zu einem Großteil auf der Basis langfristiger Lieferverträge, unter anderem mit Produzenten aus Russland, Deutschland, den Niederlanden und Norwegen, bezogen.

Neben diesen vertraglich über einen langen Zeitraum gesicherten Bezugsmengen ist E.ON Global Commodities an diversen europäischen Handelsmärkten für Erdgas aktiv. Diese stellen aufgrund der erheblich gestiegenen Liquidität eine bedeutende zusätzliche Bezugsquelle dar. Damit verfügt E.ON Global Commodities über ein stark diversifiziertes Gasbezugsportfolio. Grundsätzlich besteht jedoch das Risiko von Lieferunterbrechungen einzelner Bezugsquellen, beispielsweise aus technischen Gründen bei der Produktion, beim Transport im Pipelinesystem oder bei sonstigen Einschränkungen im Transit. Derartige Ereignisse liegen außerhalb der Einflussmöglichkeiten von E.ON Global Commodities.

Deutschland

Aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns ergeben sich einzelne Risiken in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten, laufenden Planungsverfahren und regulatorischen Änderungen. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Klagen und Verfahren auf Vertrags- und Preisanpassungen zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende) geänderten wirtschaftlichen Verhältnissen im Gas- und Strombereich, wegen Preiserhöhungen, angeblicher Marktabreden und marktmissbräuchlichen Verhaltens. Die Verfahren wegen Preiserhöhungen schließen Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeträgen im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln der vergangenen Jahre im Sonderkundensegment mit ein. Diese Risiken sind durch aktuelle Urteile des Bundesgerichtshofs (BGH) branchenweit angestiegen. Zur Reduzierung künftiger Risiken verwendet E.ON eine geänderte Preisanpassungsklausel. Weitere Risiken entstehen aus noch laufenden Vorlagen an den Europäischen Gerichtshof (EuGH), mit denen der BGH die Vereinbarkeit der nationalen Grundversorgungsverordnungen im Strom- und Gasbereich mit europäischem Recht überprüfen lässt. E.ON ist nicht an diesen Vorlageverfahren beteiligt.

Die Vergabe von Netzkonzessionen (Strom und Gas) ist in Deutschland hohem Wettbewerb ausgesetzt. Ein erhöhtes Konzessionsverlustrisiko besteht insbesondere in Hamburg (Gas) aufgrund eines erfolgten Volksentscheids, der die Netze in öffentlicher Hand sehen will. Diese Netzkonzession von Hamburg wird in den nächsten drei Jahren von der Stadt neu vergeben.

Sechs Regionalversorgungsunternehmen (ReVU) wurden 2008 neu strukturiert. Dabei wurde der Netzbetrieb in die ReVU reintegriert, sodass die ReVU als Netzbetreiber fungieren. Gleichzeitig wurden die Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten in Tochtergesellschaften ausgelagert, wobei die Vertriebsgesellschaften zentral gesteuert werden. Die Regulierungsbehörde sieht in Vertriebsbeteiligungen von Netzbetreibern einen Verstoß gegen die Entflechtungsvorschriften. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hatte daher gegen alle E.ON Energie-ReVU mit neuer Regionalstruktur sowie E.ON Energie eine Untersagungsverfügung wegen vermeintlicher Nichteinhaltung von Entflechtungsbestimmungen erlassen, gegen die Beschwerde eingelegt wurde. Zwischenzeitlich konnte der Transformationsprozess der ReVU zum Abschluss gebracht werden. Mit der Herauslösung der Vertriebe im Jahr 2013 entfallen die Bedenken der BNetzA. Daher konnte das Verfahren mittlerweile vergleichsweise beigelegt werden. Diese Vereinbarung ist unterzeichnet.

Die deutschen E.ON-Strom- und -Gasnetzbetreiber befinden sich in der regulatorischen Kostenprüfung. Die Kostenprüfung und die Effizienzverfahren (Benchmark) für die beginnende zweite Anreizregulierungsperiode bei Strom und Gas sind abgeschlossen und die Ergebnisse bekannt. Vorläufige Netzkosten konnten zwischenzeitlich veröffentlicht werden. Die Verwaltungsverfahren sind in beiden Fällen noch nicht förmlich beendet, das heißt, Erlösobergrenzenbescheide liegen weder für Strom noch für Gas vor.

Weitere EU-Länder

Vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschafts- und Finanzkrise in vielen EU-Mitgliedstaaten sind zunehmend politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern, Preismoratorien und Änderungen in den Fördersystemen von Erneuerbaren Energien sichtbar, die ein Risiko für E.ONs Aktivitäten in diesen Ländern darstellen können. Insbesondere die Refinanzierungssituation vieler europäischer Staaten kann sich unmittelbar auf die im E.ON-Konzern bewertungsrelevanten Kapitalkosten auswirken. Beispiele hierfür sind neue Energiesteuern in Spanien und sogenannte Robin-Hood-Steuern wie in Italien und Ungarn.

Nicht-EU-Länder

In Brasilien wirken sich neben der bekannten wirtschaftlichen Situation unseres lokalen Partners auch unternehmerische Risiken auf unsere Beteiligung aus. ENEVA hat nach dem Ausfall der OGX, des größten Unternehmens der Batista-Gruppe, Maßnahmen ergriffen, um eine indirekte Gefährdung der ENEVA zu vermeiden und ENEVA selbst auf solide Fundamente

zu stellen. Für unsere Aktivitäten in der Türkei können sich Risiken aus der allgemeinen wirtschaftlichen Entwicklung des Landes und dem regulatorischen Umfeld – auch im Hinblick auf den Liberalisierungsprozess – ergeben.

Konzern

Die Europäische Richtlinie zur Energieeffizienz ist im Dezember 2012 in Kraft getreten. Sie enthält unter anderem eine Verpflichtung aller Energieverteiler oder aller Energieeinzelschaltanlagenbetreiber, in den Jahren 2014 bis 2020 jährliche Energieeinsparungen von 1,5 Prozent ihres Energieabsatzes bei ihren Kunden zu erzielen. Diese Regelung kann allerdings von den europäischen Ländern durch alternative Maßnahmen ersetzt werden, mit denen ein vergleichbarer Effekt erzielt wird. Da diese Flexibilität auch bei anderen Maßnahmen gegeben ist, kommt der Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht eine besondere Bedeutung zu, durch die in unseren regionalen Einheiten Risiken entstehen können. Die Umsetzung in nationales Recht muss bis Juni 2014 erfolgt sein. In der Tendenz ist allerdings absehbar, dass die Effizienzbemühungen die Energiemärkte beeinflussen werden und damit potenzielle Absatzrisiken für E.ON entstehen können.

Im Zuge der Diskussion um die Erreichung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele im Jahr 2050 wird auch über eine Anpassung der europäischen Gesetzgebung zum Emissionshandel diskutiert. Als erster Schritt wurde vereinbart, die Zahl der in der aktuellen Handelsphase bis 2020 im Europäischen Emissionshandelssystem zur Verfügung stehenden CO₂-Emissionsrechte zu kürzen. Man erhofft sich durch eine Kürzung der Mengen der Emissionsrechte höhere CO₂-Preise und damit zusätzliche Anreize für Investitionen in klimaschonendere Anlagen. Risiken für das aktuelle fossile Erzeugungsportfolio von E.ON in der EU aus eventuell höheren CO₂-Preisen lassen sich erst bei genauerer Kenntnis der noch zu beschließenden Maßnahmen im Rahmen einer Reform des EU-Handels mit CO₂-Rechten ableiten.

Im Strombereich wurde Mitte Juni vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der Vorschlag für europäische Regeln zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen finalisiert. Der Netzkodex legt die EU-weiten technischen Minimalanforderungen an Erzeugungsanlagen für den

Anschluss an das Verteil- und Übertragungsnetz fest. Der Netzkodex kann erhöhte Anforderungen an Neubauprojekte und nach Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse bei Bestandsanlagen im Kraftwerksbereich stellen. Die europäische Regulierungsbehörde ACER hat den von ENTSO-E entwickelten Netzkodex unter Vorgabe einiger Nacharbeiten freigegeben. Diese müssen abgeschlossen werden, bevor der Komitologieprozess initiiert wird, mit dem die Regelung direkt rechtlich verbindlich wird. Ein Inkrafttreten wird von der EU-Kommission für 2014 erwartet.

Weitere Risiken ergeben sich aus der EU-Regulierung „European Market Infrastructure Regulation“ (EMIR) von außerbörslich gehandelten (OTC-) Derivaten, der möglichen Rücknahme der „Markets in Financial Instruments Directive (MiFID)“-Ausnahme für Energiehandelsunternehmen sowie aus der geplanten Einführung einer Finanztransaktionssteuer. Hinsichtlich der OTC-Derivate-Regulierung EMIR sieht die Europäische Kommission ein obligatorisches Clearing aller OTC-Geschäfte vor. Nichtfinanzunternehmen sind hiervon ausgenommen, wenn die Transaktionen nachweisbar der Risikoreduzierung dienen oder bestimmte Schwellenwerte unterschreiten. E.ON überwacht die Einhaltung der Schwellenwerte auf täglicher Basis, um zusätzliche Liquiditätsrisiken aus der Anforderung zur Stellung von Sicherheiten im Rahmen des Clearings zu vermeiden. Mögliche Änderungen an den bestehenden EU-Regulierungen können zu deutlich erhöhtem Verwaltungsaufwand, zusätzlichen Liquiditätsrisiken sowie einer erhöhten Steuerbelastung im Falle der Einführung einer Finanztransaktionssteuer führen.

Reputationsrisiken

Ereignisse und Diskussionen bezüglich der Kernkraft oder Energiepreisdebatten beeinflussen die Reputation aller großen Energieversorgungsunternehmen. Dies ist insbesondere in Deutschland der Fall, wo E.ON als großes DAX-Unternehmen besonders exponiert ist und bei öffentlichen Diskussionen zu kritischen Themen der Energiepolitik stets genannt wird.

Daher sind klare Botschaften, Offenheit für den Dialog und Ansprache unserer wichtigsten Stakeholder wichtig. Sie sind Grundlage, um Glaubwürdigkeit zu gewinnen und Offenheit für die eigenen Positionen zu schaffen. Ein Beitrag dazu ist unser 2013 überarbeiteter Stakeholdermanagement-Prozess. Wichtig sind verantwortungsvolles Handeln entlang unserer gesamten Wertschöpfungskette und konsistente Botschaften gegenüber unseren Stakeholdern, aber auch ein verstärkter Dialog und gute Beziehungen zu wichtigen Interessengruppen.

E.ON berücksichtigt Umweltaspekte, soziale Aspekte und Themen der verantwortlichen Unternehmensführung. Damit unterstützen wir geschäftliche Entscheidungen und unsere Außendarstellung. Ziel ist es, Reputationsrisiken zu minimieren und gesellschaftliche Akzeptanz zu erhalten, damit wir unser Geschäft weiterhin erfolgreich führen können.

Strategische Risiken

Unsere Strategie bezieht Akquisitionen und Investitionen in unser Kerngeschäft sowie Desinvestitionen mit ein. Diese Strategie hängt in Teilen von unserer Fähigkeit ab, Unternehmen erfolgreich zu identifizieren, zu erwerben und zu integrieren, die unser Energiegeschäft unter annehmbaren Bedingungen sinnvoll ergänzen. Um die notwendigen Zustimmungen für Akquisitionen zu erhalten, könnten wir aufgefordert werden, andere Teile unseres Geschäfts zu veräußern oder Zugeständnisse zu leisten, die unser Geschäft wesentlich beeinflussen. Zusätzlich können wir nicht garantieren, dass wir die Rendite erzielen, die wir von jeder möglichen Akquisition oder Investition erwarten. Beispielsweise könnte es problematisch werden, wichtige Leistungsträger zu halten, akquirierte Unternehmen erfolgreich in unser vorhandenes Geschäft zu integrieren sowie geplante Kosteneinsparungen beziehungsweise operative Ergebnisbeiträge zu realisieren und zukünftige Marktentwicklungen oder regulatorische Veränderungen richtig zu beurteilen. Zudem ist es möglich, dass wir für eine Akquisition, eine Integration oder den Betrieb eines neuen Geschäfts mehr aufwenden müssen als angenommen. Des Weiteren beinhalten Akquisitionen und Investitionen in neue geografische Gebiete oder Geschäftsbereiche, dass wir uns mit neuen Absatzmärkten und Wettbewerbern vertraut machen und uns mit den entsprechenden wirtschaftlichen Risiken auseinandersetzen.

Bei geplanten Desinvestitionen besteht für E.ON das Risiko des Nichteintretens oder der zeitlichen Verzögerung sowie das Risiko, dass E.ON einen geringeren als den erwarteten Beteiligungswert als Veräußerungserlös erhält. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Risiken ist bei derartigen Projekten nicht bewertbar. Nach dem Vollzug von Transaktionen kann darüber hinaus ein Haftungsrisiko aus vertraglichen Verpflichtungen entstehen.

Technologische Risiken

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Durch das Gesetz zum Vorrang Erneuerbarer Energien wird zunehmend Strom aus dezentralen Erzeugungsanlagen eingespeist, sodass ein zusätzlicher Ausbau der Verteilnetze erforderlich ist. Die regional zunehmende dezentrale Einspeisung von Strom vornehmlich aus Erneuerbaren Energien führt auch zu einer Verschiebung von Lastflüssen. Im Hinblick auf unsere deutschen und internationalen Aktivitäten existiert das Risiko eines Stromausfalls sowie einer Abschaltung von Kraftwerken infolge unvorhergesehener Betriebsstörungen oder sonstiger Probleme. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten – auch bei Neubauvorhaben – und Umweltschäden könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen beziehungsweise unsere Kostensituation beeinflussen oder es könnten etwaige Strafzahlungen anfallen. Darüber hinaus können Probleme bei der Erschließung neuer Gasfelder zu geringeren Erlösen als erwartet führen.

Wir könnten darüber hinaus – in Verbindung mit dem Betrieb von Kraftwerken – durch Umweltschädigungen aus der Umwelthaftpflicht beansprucht werden, was unser Geschäft deutlich negativ beeinflussen könnte. Zusätzlich können neue oder geänderte Umweltgesetze und -regelungen eine wesentliche Zunahme der Kosten für uns bedeuten.

Ferner ist der Klimawandel ein zentraler Risikofaktor geworden. Die operative Geschäftstätigkeit kann bei E.ON beispielsweise durch ausbleibende Niederschläge oder durch überdurchschnittlich hohe Temperaturen, in deren Folge es zu einer reduzierten Effizienz bei der Kühlung oder gar zur Abschaltung von Anlagen kommen kann, negativ beeinflusst werden. Extreme Wetterereignisse oder langfristige klimatische Veränderungen können auch Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung haben. Neben den Risiken bei der Energieerzeugung gibt es auch Risiken, die zu einer Störung der Offsite-Aktivitäten (zum Beispiel Verkehr, Kommunikation, Wasser, Abfallentsorgung etc.) führen können. Unsere Investoren und Kunden erwarten bei Umweltthemen wie Klimawandel oder beim verantwortungsvollen Umgang mit der Ressource Wasser zunehmend

eine aktive Führungsrolle. Wird diese Erwartungshaltung nicht erfüllt, erhöht sich das Geschäftsrisiko durch reduzierte Investitionen der Kapitalseite und ein schwindendes Vertrauen in unsere Marke.

Kontrahentenrisiken

E.ON ist aufgrund der operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. Kreditrisiken resultieren aus der Nicht- oder Teilerfüllung der Gegenleistung für erbrachte Vorleistungen, der Nicht- oder Teilerfüllung bestehender Forderungen durch die Geschäftspartner und aus Wiedereindeckungsrisiken bei schwebenden Geschäften.

Beurteilung der Risikosituation durch den Vorstand

Wir ermitteln das Gesamtrisiko des E.ON-Konzerns durch ein Risikosimulationsverfahren (sogenannte Monte-Carlo-Simulation), das auch Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Risiken einbezieht. Diese Simulation berücksichtigt sowohl die Einzelrisiken der Konzerngesellschaften als auch mögliche Abweichungen von Annahmen, die unserer Planung zugrunde liegen. Im Ergebnis werden der maximale Verlust nach Gegenmaßnahmen (Netto Worst Case) und der Erwartungswert ermittelt. Die Entwicklung der Werte über die Zeit ergibt die Indikation für die Entwicklung der Risikolage.

Am Jahresende 2013 hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2012 verbessert. Gleichwohl können sich in Zukunft politische und regulatorische Eingriffe, der zunehmende Wettbewerb auf dem Gasmarkt und die damit einhergehende Entwicklung der Mengen und Preise sowie eventuelle Verzögerungen bei Neubauvorhaben im Strom- oder Gasbereich nachteilig auf die Ertragslage auswirken. Aus heutiger Sicht sind für die Zukunft jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnten.

Chancenbericht

Die Führungsgesellschaften im In- und Ausland sowie die Fachbereiche der E.ON SE berichten im Rahmen eines Bottom-up-Ansatzes halbjährlich zum Ende des zweiten und vierten Quartals auf Basis einer Konzernrichtlinie ihre Chancen, sofern die zugrunde liegenden Sachverhalte hinreichend konkretisierbar und wesentlich erscheinen. Wesentliche Chancen sind durch Sachverhalte gekennzeichnet, die eine signifikante positive Auswirkung auf die Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage der Gesellschaften beziehungsweise Segmente haben können.

E.ON geht gerichtlich und außergerichtlich gegen Zahlungsverpflichtungen aufgrund der Kernbrennstoffsteuer vor. Sollten diese Verfahren erfolgreich sein, besteht die Chance auf Rückzahlung bereits entrichteter Steuern. Eine Zahlungsverpflichtung für die Zukunft würde damit entfallen.

Hinsichtlich der Rahmenbedingungen ergeben sich Chancen bei der regulatorischen Entwicklung. Außerdem kann sich die Entwicklung des Markts positiv auf E.ON auswirken. Einflussfaktoren sind unter anderem die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten und im Einzelhandel sowie die steigende Wechselbereitschaft der Kunden.

Als erster Schritt auf dem Weg zu einer langfristigen europäischen Energiestrategie soll der europäische Energiebinnenmarkt 2014 vollendet werden. Dennoch verfolgen viele Mitgliedstaaten oft eine nationale Agenda, die zum Teil nicht mit den europäischen Zielvorgaben vereinbar ist. Ein Beispiel dafür ist die unterschiedliche Herangehensweise beim Thema Kapazitätsmärkte. Wir sind der Auffassung, dass sich zurzeit neben der europäischen Marktintegration auch parallel stark national orientierte Märkte entwickeln. Dies könnte zu einer Situation führen, in der E.ON als europäisch agierendes Unternehmen neue Chancen in einem regulatorisch fragmentierten Umfeld suchen kann.

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit ergeben sich für E.ON Chancen in Verbindung mit einer für uns positiven Entwicklung der Währungskurse und Marktpreise für die Commodities Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂. Durch ungewöhnlich kalte

Wetterperioden – sehr niedrige Durchschnittstemperaturen beziehungsweise Temperaturspitzen – in den Herbst- und Wintermonaten können sich für E.ON im Absatzbereich für Strom und Gas aufgrund einer höheren Nachfrage Chancen ergeben.

Durch den seit Anfang 2008 konzernweit gebündelten Handel nutzen wir die Chancen des voranschreitenden Zusammenwachsens des europäischen Strom- und Gasmarkts sowie der bereits heute weltweiten Commodity-Märkte. Zum Beispiel können sich mit Blick auf die Marktentwicklungen in Großbritannien und Kontinentaleuropa durch den Handel an europäischen Gashandelspunkten zusätzliche Absatz- und Einkaufspotenziale ergeben.

Darüber hinaus können Chancen durch eine fortlaufende Optimierung von Transport- und Speicherrechten im Gasbereich sowie der Verfügbarkeit und Ausnutzung unserer Anlagen im Strom- oder Gasbereich – durch beschleunigtes Projektmanagement beziehungsweise verkürzte Stillstandszeiten – realisiert werden.

Über die kommenden Jahre hinweg werden wir unser Geschäftsportfolio im Sinne unserer Strategie „cleaner & better energy“ umbauen. Die Entwicklungsschwerpunkte liegen dabei auf dem Ausbau unserer Aktivitäten in den Bereichen Erneuerbare Energien, Erzeugung außerhalb Europas und dezentrale Energielösungen. Neben den erfolgreichen Geschäften mit Windparks in Nordamerika und Großkraftwerken in Russland erschließen wir Brasilien und die Türkei als nächste Wachstumsmärkte. In allen Bereichen sehen wir Chancen und können von unseren Kompetenzen profitieren.

Angaben nach §§ 289 Abs. 5 beziehungsweise 315 Abs. 2 Nr. 5 HGB zum internen Kontrollsystem im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess

Allgemeine Grundlagen

Der E.ON-Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315a Abs. 1 des Handelsgesetzbuches (HGB) unter Beachtung der International Financial Reporting Standards (IFRS) und der Interpretationen des International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden und zum Bilanzstichtag verpflichtend anzuwenden sind (siehe Textziffer 1 im Anhang). Berichtspflichtige Segmente im Sinne der IFRS sind unsere globalen und teilweise unsere regionalen Einheiten.

Der Jahresabschluss der E.ON SE ist nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB), der SE-Verordnung in Verbindung mit dem Aktiengesetz und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt.

E.ON erstellt einen zusammengefassten Lagebericht, der sowohl für den E.ON-Konzern als auch für die E.ON SE gilt.

Organisation der Rechnungslegung

Für die in den Konzernabschluss einbezogenen Gesellschaften gilt eine einheitliche Richtlinie zur Bilanzierung und Berichterstattung für die Konzernjahres- und -quartalsabschlüsse. Diese beschreibt die anzuwendenden Bilanzierungs- und Bewertungsgrundsätze in Übereinstimmung mit IFRS und erläutert zusätzlich für unser Unternehmen typische Rechnungslegungsvorschriften wie zum Beispiel zu den Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich und zur Behandlung regulatorischer Verpflichtungen. Änderungen der Gesetze, Rechnungslegungsstandards und sonstige relevante Verlautbarungen werden regelmäßig hinsichtlich der Relevanz und Auswirkungen auf den Konzernabschluss analysiert und soweit erforderlich in den Richtlinien und Systemen berücksichtigt.

Die Konzerngesellschaften sind verantwortlich für die ordnungsgemäße und zeitgerechte Erstellung ihrer Abschlüsse. Dabei werden sie seit 2013 sukzessive von den Business Service Centern in Regensburg und Cluj unterstützt. Die vom jeweiligen Abschlussprüfer geprüften Abschlüsse der in den Konsolidierungskreis einbezogenen Tochterunternehmen werden zentral bei der E.ON SE mithilfe einer einheitlichen SAP-Konsolidierungssoftware zum Konzernabschluss zusammengefasst. Die Konsolidierungsaktivitäten sowie die Überwachung der zeitlichen, prozessualen und inhaltlichen Vorgaben liegen

in der Verantwortung eines speziellen Center of Competence für die Konsolidierung. Dabei werden neben der Überwachung systemseitiger Kontrollen auch manuelle Prüfungen durchgeführt.

Weitere Informationen mit Relevanz für die Rechnungslegung und Abschlusserstellung werden im Rahmen der Abschlussprozesse qualitativ und quantitativ zusammengetragen. Darüber hinaus werden relevante Informationen regelmäßig in festgelegten Prozessen mit allen relevanten Fachbereichen diskutiert und zur Sicherstellung der Vollständigkeit im Rahmen der Qualitätssicherung erfasst.

Der Jahresabschluss der E.ON SE wird ebenfalls mithilfe einer SAP-Software erstellt. Die laufende Buchhaltung und die Erstellung des Jahresabschlusses sind in funktionale Prozessschritte gegliedert. In alle Prozesse sind entweder automatisierte oder manuelle Kontrollen integriert. Die organisatorischen Regelungen stellen sicher, dass alle Geschäftsvorfälle und die Jahresabschlusserstellung vollständig, zeitnah, richtig und periodengerecht erfasst, verarbeitet und dokumentiert werden. Unter Berücksichtigung erforderlicher IFRS-Anpassungsbuchungen werden die relevanten Daten aus dem Einzelabschluss der E.ON SE mit SAP-gestützter Übertragungstechnik in das Konzern-Konsolidierungssystem übergeben.

Die nachfolgenden Erläuterungen zum internen Kontrollsystem und zu den allgemeinen IT-Kontrollen gelten gleichermaßen für den Konzern- wie für den Einzelabschluss.

Internes Kontroll- und Risikomanagementsystem

Interne Kontrollen sind bei E.ON integraler Bestandteil der Rechnungslegungsprozesse. In einem konzernweit einheitlichen Rahmenwerk – Internal_Controls@E.ON – haben wir Dokumentationsanforderungen und Verfahren für den Prozess der Finanzberichterstattung definiert. Dies umfasst den Geltungsbereich, Dokumentations- und Bewertungsstandards, einen Katalog der IKS-Prinzipien, einen Risikokatalog (generisches Modell), die Testaktivitäten der internen Revision und den abschließenden Freizeichnungsprozess. Die Einhaltung dieser Regelungen soll wesentliche Falschdarstellungen im Konzernabschluss, im zusammengefassten Lagebericht und in den Zwischenberichten aufgrund von Fehlern oder Betrug mit hinreichender Sicherheit verhindern.

COSO-Modell

Unser internes Kontrollsystem basiert auf dem weltweit anerkannten COSO-Modell (COSO: The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission). Der zentrale Risikokatalog (generisches Modell), in den unternehmens- und branchenspezifische Aspekte eingeflossen sind, definiert mögliche Risiken für die Rechnungslegung (Finanzberichterstattung) in den betrieblichen Funktionsbereichen und dient damit als Checkliste und Orientierungshilfe bei der Dokumentation.

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des internen Kontrollsystems ist der Katalog der IKS-Prinzipien, welcher als Grundlage für ein funktionierendes internes Kontrollsystem dient. Dieser Katalog umfasst übergeordnete Kontrollen zur Abdeckung von potenziellen Risiken in verschiedenen Themenkomplexen und Prozessen, wie zum Beispiel Finanzpublizität, Corporate Responsibility, Betrug, Kommunikationsprozess, Planung und Budgetierung, Investitionscontrolling und interne Revision.

Zentrales Dokumentationssystem

Die Gesellschaften im Geltungsbereich nutzen ein zentrales Dokumentationssystem, um die wesentlichen Kontrollen zu dokumentieren. In diesem System sind der Geltungsbereich, detaillierte Dokumentationsanforderungen, Vorgaben für die Durchführung der Bewertung durch die Verantwortlichen und der finale Freizeichnungsprozess definiert.

Geltungsbereich

In einem jährlich durchgeführten mehrstufigen Prozess wird anhand von qualitativen Kriterien und quantitativen Wesentlichkeitsaspekten festgelegt, welche Konzerngesellschaften Prozesse und Kontrollen der Finanzberichterstattung entsprechend dokumentieren und bewerten müssen. Die Auswahl basiert auf vorher festgelegten Positionen der Bilanz sowie Gewinn- und Verlustrechnung beziehungsweise Anhangangaben einer Gesellschaft aus dem Vorjahres-Konzernabschluss.

Bewertung

Nachdem die Prozesse und Kontrollen in den Gesellschaften dokumentiert wurden, müssen die Verantwortlichen jährlich eine Bewertung des Designs und der operativen Effektivität der Prozesse inklusive der prozessinhärenten Kontrollen durchführen.

Testen durch die interne Revision

Das Management einer Gesellschaft stützt sich neben der Bewertung der Prozessverantwortlichen in einer Gesellschaft auf die Überwachung des internen Kontrollsystems durch die interne Revision, die ein wesentlicher Bestandteil des Prozesses ist. Sie prüft im Rahmen einer risikoorientierten

Prüfungsplanung das interne Kontrollsystem des Konzerns und identifiziert gegebenenfalls Schwachstellen. Auf Basis der eigenen Bewertung und der Prüfungsfeststellungen führt das lokale Management die finale Freizeichnung durch.

Nach einer Vorbewertung der Prozesse und Kontrollen durch die Verantwortlichen und die interne Revision erfolgt in den globalen und regionalen Einheiten ein zweiter, qualitätssichernder Bewertungsprozess durch eigene Gremien oder durch die direkte Einbeziehung des Managements, bevor eine finale Meldung an die E.ON SE erfolgt.

Freizeichnungsprozess

Der interne Beurteilungsprozess schließt mit einer formalen schriftlichen Wirksamkeitsbestätigung (Freizeichnung). Der Freizeichnungsprozess wird auf allen Ebenen des Konzerns durchgeführt, bevor er von Verantwortlichen der Einheiten und final durch die E.ON SE durchgeführt wird. Somit sind alle Hierarchieebenen des Konzerns formal einbezogen. Die finale Freizeichnung der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Finanzberichterstattung der E.ON SE wird durch den Vorstandsvorsitzenden und den Finanzvorstand der E.ON SE durchgeführt.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss des Aufsichtsrats der E.ON SE wird regelmäßig durch die interne Revision über das interne Kontrollsystem der Finanzberichterstattung und gegebenenfalls über identifizierte wesentliche Schwachstellen in den zugrunde liegenden Prozessen im E.ON-Konzern informiert.

Allgemeine IT-Kontrollen

Die Wirksamkeit der automatisierten Kontrollen in den Standardsystemen der Finanzbuchhaltung und den wesentlichen zusätzlichen Applikationen hängt maßgeblich von einem ordnungsgemäßen IT-Betrieb ab. Dementsprechend sind in unserem Dokumentationssystem Kontrollen für den IT-Bereich hinterlegt. Diese Kontrollen beziehen sich im Wesentlichen auf die Sicherstellung der IT-technischen Zugriffsbeschränkung von Systemen und Programmen, die Sicherung des operativen IT-Tagesbetriebs (zum Beispiel Notfalleingriffe) sowie auf die Programmänderungsverfahren. Darüber hinaus wird das zentrale Konsolidierungssystem bei der E.ON SE gepflegt. Ferner werden im E.ON-Konzern übergreifend IT-Dienstleistungen für die Mehrheit der Einheiten von unserer Konzerngesellschaft E.ON IT und externen Dienstleistern erbracht.

Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB**Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals**

Das Grundkapital beträgt 2.001.000.000,00 € und ist eingeteilt in 2.001.000.000 Stück auf den Namen lautende Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag). Jede Aktie gewährt gleiche Rechte und eine Stimme in der Hauptversammlung.

Beschränkungen, die Stimmrechte oder die Übertragung von Aktien betreffen

Soweit Mitarbeiter im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms bezuschusste Mitarbeiteraktien erworben haben, unterliegen diese einer Sperrfrist, die am Tag der Einbuchung der Aktien beginnt und jeweils am 31. Dezember des übernächsten Kalenderjahres endet. Vor Ablauf dieser Sperrfrist dürfen die so übertragenen Aktien von den Mitarbeitern grundsätzlich nicht veräußert werden.

Darüber hinaus stehen der Gesellschaft nach § 71b des Aktiengesetzes keine Rechte aus eigenen Aktien und damit auch keine Stimmrechte zu.

Gesetzliche Vorschriften und Bestimmungen der Satzung über die Ernennung und Abberufung von Vorstandsmitgliedern und Änderungen der Satzung

Der Vorstand der Gesellschaft besteht nach der Satzung der Gesellschaft aus mindestens zwei Mitgliedern. Die Bestimmung der Anzahl der Mitglieder, ihre Bestellung und Abberufung erfolgen durch den Aufsichtsrat.

Vorstandsmitglieder bestellt der Aufsichtsrat auf höchstens fünf Jahre; eine wiederholte Bestellung ist zulässig. Werden mehrere Personen zu Vorstandsmitgliedern bestellt, so kann der Aufsichtsrat ein Mitglied zum Vorsitzenden des Vorstands ernennen. Fehlt ein erforderliches Vorstandsmitglied, so hat in dringenden Fällen das Gericht auf Antrag eines Beteiligten das Mitglied zu bestellen. Der Aufsichtsrat kann die Bestellung zum Vorstandsmitglied und die Ernennung zum Vorsitzenden des Vorstands widerrufen, wenn ein wichtiger Grund vorliegt (vergleiche im Einzelnen §§ 84, 85 des Aktiengesetzes).

Die Beschlüsse der Hauptversammlung werden mit Mehrheit der abgegebenen gültigen Stimmen gefasst, falls nicht zwingende Rechtsvorschriften oder die Satzung etwas anderes bestimmen. Für Satzungsänderungen bedarf es, soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften eine andere Mehrheit vorschreiben, einer Mehrheit von zwei Dritteln der abgegebenen Stimmen beziehungsweise, sofern mindestens die Hälfte des Grundkapitals vertreten ist, der einfachen Mehrheit der abgegebenen Stimmen.

Der Aufsichtsrat ist ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung betreffen (§ 10 Abs. 7 der Satzung der Gesellschaft). Er ist ferner ermächtigt, die Fassung des § 3 der Satzung bei Ausnutzung des genehmigten oder bedingten Kapitals anzupassen.

Befugnisse des Vorstands, Aktien auszugeben oder zurückzukaufen

Der Vorstand ist gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 bis zum 2. Mai 2017 ermächtigt, eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen.

Der Erwerb erfolgt nach Wahl des Vorstands

- über die Börse,
- mittels eines an alle Aktionäre gerichteten öffentlichen Angebots beziehungsweise einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots,
- mittels eines öffentlichen Angebots beziehungsweise einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots auf Tausch von liquiden Aktien, die zum Handel an einem organisierten Markt im Sinne des Wertpapiererwerbs- und -übernahmegesetzes zugelassen sind, gegen Aktien der Gesellschaft oder
- durch Einsatz von Derivaten (Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden).

Die Ermächtigungen können einmal oder mehrmals, ganz oder in Teilbeträgen, in Verfolgung eines oder mehrerer Zwecke durch die Gesellschaft, aber auch durch Konzernunternehmen oder von Dritten für Rechnung der Gesellschaft oder der Konzernunternehmen ausgeübt werden.

Der Vorstand ist darüber hinaus ermächtigt, Aktien der Gesellschaft, die aufgrund der vorab beschriebenen Ermächtigung und/oder aufgrund vorangegangener Hauptversammlungs-ermächtigungen erworben werden beziehungsweise wurden, mit Zustimmung des Aufsichtsrats – neben der Veräußerung über die Börse oder durch Angebot mit Bezugsrecht an alle Aktionäre – unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre wie folgt zu verwenden:

- Veräußerung gegen Barleistung
- Veräußerung gegen Sachleistung
- Erfüllung der Rechte von Gläubigern von durch die Gesellschaft oder ihre Konzerngesellschaften ausgegebenen Schuldverschreibungen mit Wandel- oder Optionsrechten beziehungsweise Wandlungspflichten
- Erwerbsangebot an und Übertragung auf Personen, die in einem Arbeitsverhältnis zu der Gesellschaft oder einem mit ihr verbundenen Unternehmen stehen oder standen

Die Ermächtigungen können einmal oder mehrmals, ganz oder in Teilbeträgen, einzeln oder gemeinsam durch die Gesellschaft, aber auch durch Konzernunternehmen oder von Dritten für Rechnung der Gesellschaft oder der Konzernunternehmen ausgeübt werden.

Der Vorstand wird ferner ermächtigt, eigene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf.

Der Vorstand wird die Hauptversammlung über die Gründe und den Zweck des Erwerbs eigener Aktien, über die Zahl der erworbenen Aktien und den auf sie entfallenden Betrag des Grundkapitals, über deren Anteil am Grundkapital sowie über den Gegenwert der Aktien jeweils unterrichten.

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 2. Mai 2017 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen mit der Möglichkeit der Bezugsrechtsbeschränkung der Aktionäre zu erhöhen, jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 das genehmigte Kapital gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch vorhanden ist (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden. Das genehmigte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

Auf der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 wurde eine bis zum 2. Mai 2017 befristete bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszu-schließen – von 175 Mio € beschlossen. Die bedingte Kapitalerhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie die Inhaber von Options- oder Wandlungsrechten beziehungsweise die zur Wandlung Verpflichteten aus Options- oder Wandelanleihen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen, die von der E.ON SE oder einer Konzerngesellschaft der E.ON SE im Sinne von § 18 AktG ausgegeben beziehungsweise garantiert werden, von ihren Options- beziehungsweise Wandlungsrechten Gebrauch machen oder, soweit sie zur Wandlung verpflichtet sind, ihre Verpflichtung zur Wandlung erfüllen, soweit nicht ein Barausgleich gewährt oder eigene Aktien oder Aktien einer anderen börsennotierten Gesellschaft zur Bedienung eingesetzt werden. Diese bedingte Kapitalerhöhung gilt jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirk-

samwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 die bedingte Kapitalerhöhung gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch nicht durchgeführt ist. Das bedingte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

Wesentliche Vereinbarungen der Gesellschaft, die unter der Bedingung eines Kontrollwechsels infolge eines Übernahmeangebots stehen

Das seit 2007 neu aufgenommene Fremdkapital enthält in der Regel eine Change-of-Control-Klausel, die ein Kündigungsrecht des Gläubigers vorsieht. Dies betrifft unter anderem Anleihen, die von der E.ON International Finance B.V. unter Garantie der E.ON SE begeben wurden, von der E.ON SE begebene Schuldscheindarlehen sowie weitere Instrumente wie zum Beispiel Kreditverträge. Die Einräumung des Change-of-Control-Rechtes für Gläubiger hat sich als Teil guter Corporate Governance zum Marktstandard entwickelt. Weitere Informationen zu Finanzverbindlichkeiten finden Sie im zusammengefassten Lagebericht im Kapitel Finanzlage und in der Textziffer 26 des Anhangs.

Entschädigungsvereinbarungen der Gesellschaft, die für den Fall eines Übernahmeangebots mit den Mitgliedern des Vorstands oder Arbeitnehmern getroffen sind

Die Mitglieder des Vorstands haben im Fall des vorzeitigen Verlusts der Vorstandsposition aufgrund eines Kontrollwechsels einen dienstvertraglichen Anspruch auf Zahlung von Abgeltungs- und Abfindungsleistungen (vergleiche die ausführliche Darstellung im Vergütungsbericht).

Im Falle eines Kontrollwechsels erfolgt ferner eine vorzeitige Abrechnung von Performance-Rechten im Rahmen des E.ON Share Performance Plans.

Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB

Erklärung von Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE gemäß § 161 des Aktiengesetzes zum Deutschen Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat erklären, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 13. Mai 2013) uneingeschränkt entsprochen wird.

Vorstand und Aufsichtsrat erklären weiter, dass den vom Bundesministerium der Justiz im amtlichen Teil des Bundesanzeigers bekannt gemachten Empfehlungen der „Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex“ (Fassung vom 15. Mai 2012) seit Abgabe der letzten Erklärung am 10. Dezember 2012 uneingeschränkt entsprochen wurde.

Düsseldorf, den 16. Dezember 2013

Für den Aufsichtsrat der E.ON SE:
gez. Werner Wenning
(Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE)

Für den Vorstand der E.ON SE:
gez. Dr. Johannes Teyssen
(Vorsitzender des Vorstands der E.ON SE)

Diese Erklärung ist auf der Internetseite der Gesellschaft unter www.eon.com dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

Relevante Angaben zu Unternehmensführungspraktiken Corporate Governance

Gute Corporate Governance ist bei E.ON die zentrale Grundlage für eine verantwortungsvolle und wertorientierte Unternehmensführung, die effiziente Zusammenarbeit von Vorstand und Aufsichtsrat, Transparenz in der Berichterstattung sowie ein angemessenes Risikomanagement.

Vorstand und Aufsichtsrat haben sich im abgelaufenen Geschäftsjahr intensiv mit der Einhaltung der Empfehlungen und Anregungen des Deutschen Corporate Governance Kodex befasst. Dabei wurde festgestellt, dass alle Empfehlungen vollständig und auch nahezu alle Anregungen des Kodex bei E.ON eingehalten werden. Zudem hat der Aufsichtsrat im Jahr 2013 eine Effizienzprüfung seiner Arbeit durchgeführt.

Transparente Unternehmensführung

Transparenz der Unternehmensführung hat für den Vorstand und den Aufsichtsrat der E.ON SE einen hohen Stellenwert. Unsere Aktionäre, alle Teilnehmer am Kapitalmarkt, Finanzanalysten, Aktionärsvereinigungen sowie die Medien werden regelmäßig und aktuell über die Lage sowie über wesentliche geschäftliche Veränderungen des Unternehmens informiert. Zur umfassenden, gleichberechtigten und zeitnahen Information nutzen wir hauptsächlich das Internet.

Die Berichterstattung über die Lage und die Ergebnisse der E.ON SE erfolgt durch

- Zwischenberichte,
- den Geschäftsbericht,
- Bilanzpressekonferenzen,
- Pressemeldungen,
- Telefonkonferenzen, jeweils mit Veröffentlichung der Quartalsergebnisse beziehungsweise des Jahresergebnisses, sowie
- zahlreiche Veranstaltungen mit Finanzanalysten im In- und Ausland.

Die Termine der regelmäßigen Finanzberichterstattung sind im Finanzkalender zusammengefasst.

Wenn außerhalb der regelmäßigen Berichterstattung bei der E.ON SE Tatsachen eintreten, die geeignet sind, den Börsenkurs der E.ON-Aktie erheblich zu beeinflussen, werden diese durch Ad-hoc-Mitteilungen bekannt gemacht.

Der Finanzkalender und die Ad-hoc-Mitteilungen stehen im Internet unter www.eon.com zur Verfügung.

Directors' Dealings

Personen mit Führungsaufgaben, insbesondere Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON SE, sowie mit diesen in einer engen Beziehung stehende Personen sind gemäß § 15a Wertpapierhandelsgesetz verpflichtet, Geschäfte mit Aktien der E.ON SE oder sich darauf beziehenden Finanzinstrumenten offenzulegen. Mitteilungen über entsprechende Geschäfte im Jahr 2013 haben wir im Internet unter www.eon.com veröffentlicht. Mitteilungspflichtiger Besitz nach Ziffer 6.3 des Deutschen Corporate Governance Kodex lag zum 31. Dezember 2013 nicht vor.

Integrität

Integrität und rechtmäßiges Verhalten bestimmen unser Handeln. Grundlage hierfür ist der vom Vorstand beschlossene und im Jahr 2013 bestätigte Verhaltenskodex, der die Bindung aller Mitarbeiter an die gesetzlichen Vorschriften und die internen Richtlinien betont. Geregelt wird der Umgang mit Geschäftspartnern, Dritten und staatlichen Stellen, insbesondere im Hinblick auf die Beachtung des Kartellrechts, die Gewährung und Annahme von Zuwendungen, die Einschaltung von Vermittlern und die Auswahl von Lieferanten und Anbietern von Dienstleistungen. Weitere Vorschriften betreffen unter anderem die Vermeidung von Interessenkonflikten (zum Beispiel Wettbewerbsverbot, Nebentätigkeiten, finanzielle Beteiligungen), den Umgang mit Informationen sowie mit Eigentum und Ressourcen des Unternehmens. Die Regelungen zur Compliance-Organisation gewährleisten die Aufklärung, Bewertung, Abstellung und Sanktionierung von gemeldeten Regelverstößen durch die jeweils zuständigen Compliance Officer und den Chief Compliance Officer des E.ON-Konzerns. Über Verstöße gegen den Verhaltenskodex kann auch anonym, zum Beispiel durch eine Whistleblower-Meldung, informiert werden. Der Verhaltenskodex ist auf www.eon.com veröffentlicht.

Beschreibung der Arbeitsweise von Vorstand und Aufsichtsrat sowie der Zusammensetzung und Arbeitsweise ihrer Ausschüsse

Der Vorstand

Der Vorstand der E.ON SE führt die Geschäfte der Gesellschaft in gemeinschaftlicher Verantwortung aller seiner Mitglieder. Er bestimmt die unternehmerischen Ziele des Gesamtkonzerns, seine grundsätzliche strategische Ausrichtung, die Unternehmenspolitik und die Konzernorganisation.

Der Vorstand besteht aus sechs Mitgliedern und hat einen Vorsitzenden. Mitglied des Vorstands soll nicht sein, wer das allgemeine Renteneintrittsalter erreicht hat. Der Vorstand hat sich eine Geschäftsordnung gegeben und über seine Geschäftsverteilung in Abstimmung mit dem Aufsichtsrat beschlossen.

Der Vorstand informiert den Aufsichtsrat regelmäßig, zeitnah und umfassend über alle für das Unternehmen relevanten Fragen der Strategie, der Planung, der Geschäftsentwicklung, der Risikolage, des Risikomanagements und der Compliance. Er legt dem Aufsichtsrat außerdem in der Regel jeweils in der letzten Sitzung eines Geschäftsjahres die Konzerninvestitions-, Finanz- und Personalplanung für das kommende Geschäftsjahr sowie die Mittelfristplanung vor.

Über wichtige Ereignisse, die für die Beurteilung der Lage und der Entwicklung oder für die Leitung des Unternehmens von wesentlicher Bedeutung sind, sowie über etwaige auftretende Mängel in den Überwachungssystemen unterrichtet der Vorsitzende des Vorstands den Aufsichtsratsvorsitzenden unverzüglich. Geschäfte und Maßnahmen, die der Zustimmung des Aufsichtsrats bedürfen, werden dem Aufsichtsrat rechtzeitig vorgelegt.

Die Vorstandsmitglieder sind verpflichtet, Interessenkonflikte dem Präsidialausschuss des Aufsichtsrats gegenüber unverzüglich offenzulegen und die anderen Vorstandsmitglieder hierüber zu informieren. Vorstandsmitglieder dürfen Nebentätigkeiten, insbesondere Aufsichtsratsmandate in konzernfremden Gesellschaften, nur mit Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats übernehmen. Im abgelaufenen Geschäftsjahr ist es nicht zu Interessenkonflikten bei Vorstandsmitgliedern der E.ON SE gekommen. Wesentliche Geschäfte zwischen dem Unternehmen einerseits und den Vorstandsmitgliedern sowie ihnen nahestehenden Personen oder ihnen persönlich nahestehenden Unternehmungen andererseits bedürfen der Zustimmung des Präsidialausschusses des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Weiterhin hat der Vorstand verschiedene Gremien eingerichtet, die ihn bei seinen Aufgaben beratend unterstützen. Diese Gremien setzen sich aus hochrangigen Vertretern verschiedener Fachbereiche zusammen, die aufgrund ihrer Erfahrung, Verantwortlichkeit und Kompetenz für die jeweiligen Aufgaben besonders geeignet sind. Hierzu gehören unter anderem folgende Gremien:

In Fragen der Veröffentlichung von finanzmarktrelevanten Informationen wird der Vorstand von einem Gremium (dem sogenannten Disclosure Committee) unterstützt, das die inhaltlich korrekte und zeitnahe Veröffentlichung aller entsprechenden Informationen sicherstellt.

Darüber hinaus existiert ein Risikokomitee, das die korrekte Anwendung und Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen des § 91 AktG sicherstellt. Das Gremium überwacht die Risikosituation und die Risikotragfähigkeit des E.ON-Konzerns und legt spezifischen Fokus auf die Früherkennung von Entwicklungen, die potenziell den Fortbestand des Unternehmens gefährden könnten. Das Gremium stellt in Zusammenarbeit mit den relevanten Abteilungen sicher, dass die vom E.ON-Vorstand beschlossenen Richtlinien in Bezug auf die Commodity- und Kreditrisiken sowie das Chancen- und Risikomanagementsystem (KonTraG) eingehalten beziehungsweise weiterentwickelt werden.

Das Marktkomitee des E.ON-Konzerns stellt sicher, dass in Fragen der Marktentwicklung und des Portfoliomanagements im Commodity-Bereich (zum Beispiel Strom, Gas, Kohle etc.) frühzeitig klare und eindeutige Richtlinien und Verantwortlichkeiten für das Portfoliomanagement über alle Unternehmensbereiche hinweg eingeführt beziehungsweise identifiziert und angewendet werden. Das Marktkomitee steuert damit das Risikoertragsprofil des E.ON Commodity-Portfolios unter ständiger Berücksichtigung der strategischen und finanziellen Ziele des E.ON-Konzerns.

Der Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat der E.ON SE hat zwölf Mitglieder und setzt sich nach den Vorgaben der Satzung der Gesellschaft zu gleichen Teilen aus Anteilseigner- und Arbeitnehmervertretern zusammen. Die Vertreter der Anteilseigner werden von der Hauptversammlung gewählt; hierfür unterbreitet der Aufsichtsrat Wahlvorschläge. Die sechs weiteren Mitglieder des Aufsichtsrats werden gemäß der Vereinbarung über die Beteiligung der Arbeitnehmer in der E.ON SE durch den SE-Betriebsrat bestellt, wobei die Sitze auf mindestens drei verschiedene Länder verteilt werden und ein Mitglied auf Vorschlag einer deutschen

Gewerkschaft bestimmt wird, die in der E.ON SE oder einer deutschen Tochtergesellschaft vertreten ist. Mitglied des Aufsichtsrats kann nicht sein, wer

- bereits in zehn Handelsgesellschaften, die gesetzlich einen Aufsichtsrat zu bilden haben, Aufsichtsratsmitglied ist,
- gesetzlicher Vertreter eines von der Gesellschaft abhängigen Unternehmens ist,
- gesetzlicher Vertreter einer anderen Kapitalgesellschaft ist, deren Aufsichtsrat ein Vorstandsmitglied der Gesellschaft angehört, oder
- in den letzten zwei Jahren Vorstandsmitglied der Gesellschaft war, es sei denn, seine Wahl erfolgt auf Vorschlag von Aktionären, die mehr als 25 Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft halten.

Mindestens ein unabhängiges Mitglied des Aufsichtsrats muss über Sachverstand auf den Gebieten Rechnungslegung oder Abschlussprüfung verfügen. Nach Ansicht des Aufsichtsrats erfüllen die Herren Werner Wenning und Dr. Theo Siegert diese Voraussetzung.

Der Aufsichtsrat überwacht kontinuierlich die Geschäftsführung und begleitet den Vorstand beratend. Bei grundlegenden Geschäften und Maßnahmen bedarf der Vorstand der Zustimmung des Aufsichtsrats. Hierzu zählen beispielsweise die Investitions-, Finanz- und Personalplanung für den Konzern, der Erwerb und die Veräußerung von Unternehmen oder Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert 500 Mio € oder 2,5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt, sowie Finanzierungsmaßnahmen, deren Wert 5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt und die nicht durch Beschlüsse zu Finanzplänen gedeckt sind, sowie der Abschluss, die Änderung und die Aufhebung von Unternehmensverträgen. Der Aufsichtsrat prüft den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns sowie den Konzernabschluss und Konzernlagebericht auf Grundlage des vorbereitenden Berichts des Prüfungs- und Risikoausschusses. Über das Ergebnis der Prüfung berichtet der Aufsichtsrat schriftlich an die Hauptversammlung.

Der Aufsichtsrat hat sich eine Geschäftsordnung gegeben. In jedem Geschäftsjahr finden vier ordentliche Aufsichtsrats-sitzungen statt. Daneben kann im Bedarfsfall und auf Grundlage der Geschäftsordnung des Aufsichtsrats jederzeit auf

Antrag eines Mitglieds oder des Vorstands eine Sitzung des Aufsichtsrats oder seiner Ausschüsse einberufen werden. Bei Abstimmungen im Aufsichtsrat gibt bei Stimmengleichheit die Stimme des Vorsitzenden des Aufsichtsrats den Ausschlag.

Anwesenheit der Aufsichtsratsmitglieder in Aufsichtsrats- und Ausschusssitzungen der E.ON SE

Aufsichtsrat	Aufsichtsrat	Präsidialausschuss	Prüfungs- und Risikoausschuss	Finanz- und Investitionsausschuss	Nominierungs- ausschuss
Werner Wenning	5/5	6/6	4/4	5/5	1/1
Prof. Dr. Ulrich Lehner	5/5	6/6	-	-	1/1
Erhard Ott	5/5	6/6	-	-	-
Gabriele Gratz	5/5	1/1 (Gast)	-	4/5	-
Baroness Denise Kingsmill CBE	4/5	-	-	-	-
Eugen-Gheorghe Luha	5/5	-	-	-	-
René Obermann	4/5	-	-	-	-
Klaus Dieter Raschke	5/5	6/6	4/4	-	-
Eberhard Schomburg	5/5	-	4/4	-	-
Dr. Karen de Segundo	5/5	-	-	5/5	1/1
Dr. Theo Siegert	5/5	1/1 (Gast)	4/4	-	-
Willem Vis	5/5	-	-	5/5	-

Im Hinblick auf Ziffer 5.4.1 des Deutschen Corporate Governance Kodex hat der Aufsichtsrat im Dezember 2012 Ziele für seine Zusammensetzung beschlossen, die über die ausdrücklichen gesetzlichen Regelungen hinaus wie folgt lauten:

„Der Aufsichtsrat ist so zusammenzusetzen, dass seine Mitglieder insgesamt über die zur ordnungsgemäßen Wahrnehmung der Aufgaben erforderlichen Kenntnisse, Fähigkeiten und fachlichen Erfahrungen verfügen. Jedes Mitglied des Aufsichtsrats muss diejenigen Mindestkenntnisse und -fähigkeiten besitzen oder sich aneignen, die es braucht, um alle in der Regel anfallenden Geschäftsvorgänge auch ohne fremde Hilfe verstehen und beurteilen zu können. Dem Aufsichtsrat soll eine angemessene Zahl unabhängiger Kandidaten angehören, wobei ein Mitglied als unabhängig anzusehen ist, wenn es in keiner persönlichen oder 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. Die angemessene Zahl unabhängiger Mitglieder wird bei einer Gesamtzahl von zwölf Aufsichtsratsmitgliedern, von denen zehn unabhängig sein sollen, erreicht. Dabei werden die Vertreter der Arbeitnehmer grundsätzlich als unabhängig angesehen. Dem Aufsichtsrat sollen nicht mehr als zwei ehemalige Vorstandsmitglieder angehören und die Mitglieder des Aufsichtsrats sollen keine Organfunktionen oder Beratungsaufgaben bei wesentlichen Wettbewerbern des Unternehmens wahrnehmen.“

Jedem Aufsichtsratsmitglied muss für die Wahrnehmung seiner Mandate genügend Zeit zur Verfügung stehen. Wer dem Vorstand einer börsennotierten Gesellschaft angehört, soll daher nur Mitglied im Aufsichtsrat von E.ON sein oder bleiben, wenn er nicht mehr als drei Aufsichtsratsmandate in konzernexternen börsennotierten Gesellschaften oder in vergleichbaren konzernexternen Aufsichtsgremien wahrnimmt.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats sollen bei der Wahl in der Regel nicht älter als 70 Jahre sein.

Wesentliche Aufgabe des Aufsichtsrats ist die Überwachung des Vorstands und dessen Beratung. Vor diesem Hintergrund sollten die Vertreter der Anteilseigner im Aufsichtsrat mehrheitlich über Erfahrungen als Mitglied des Vorstands einer Aktiengesellschaft oder vergleichbarer Unternehmen oder Verbände verfügen, um die Aufgaben in qualifizierter Weise wahrnehmen zu können.

Darüber hinaus sollte der Aufsichtsrat insgesamt über ein besonderes Verständnis für die Energiewirtschaft und die geschäftlichen Aktivitäten des E.ON-Konzerns verfügen. Hierzu zählen auch Kenntnisse über die wesentlichen Märkte, auf denen der E.ON-Konzern tätig ist.

Erfüllen mehrere Kandidatinnen und Kandidaten für den Aufsichtsrat die allgemeinen und unternehmensspezifischen Qualifikationsanforderungen in gleicher Weise, beabsichtigt der Aufsichtsrat bei seinem Wahlvorschlag auch die Berücksichtigung weiterer Kriterien, um die Vielfalt (Diversity) des Aufsichtsrats zu vergrößern.

Mit Blick auf die internationale Ausrichtung des E.ON-Konzerns soll darauf geachtet werden, dass dem Aufsichtsrat eine ausreichende Anzahl an Mitgliedern angehört, die einen wesentlichen Teil ihrer beruflichen Tätigkeit im Ausland verbracht haben.

Der Aufsichtsrat der E.ON AG hatte sich bei der erstmaligen Zielsetzung vom 13. Dezember 2010 insgesamt das Ziel gesetzt, die Anzahl von Frauen im Aufsichtsrat kontinuierlich zu erhöhen. Damals waren zwei Frauen im Aufsichtsrat vertreten, je eine auf der Anteilseigner- und Arbeitnehmerseite. Nach der Wahl einer weiteren Frau aufseiten der Anteilseigner im Jahr 2011 in den Aufsichtsrat sowie mit der Umwandlung in eine Societas Europaea (SE) und der damit einhergehenden Verkleinerung des Aufsichtsrats auf zwölf Mitglieder wird die ursprüngliche Zielsetzung einer Verdoppelung mit der Aufsichtsratswahl im Mai 2013 schon jetzt erreicht, da der Anteil von Frauen schon heute 25 Prozent beträgt. Auch an der ursprünglichen Zielsetzung, zur übernächsten Aufsichtsratswahl im Jahr 2018 den Anteil auf 30 Prozent Frauen zu erhöhen, halten wir fest."

Die im Dezember 2012 beschlossenen Ziele für die Zusammensetzung des Aufsichtsrats wurden vom Nominierungsausschuss bei den Vorschlägen für die Wahl der sechs Aufsichtsratsmitglieder der Anteilseigner auf der ordentlichen Hauptversammlung im Jahr 2013 berücksichtigt. Im Rahmen der Wahl sind die vorgeschlagenen Kandidaten Baroness Denise Kingsmill, Frau Dr. Karen de Segundo sowie die Herren Werner Wenning, Prof. Dr. Ulrich Lehner, René Obermann und Dr. Theo Siebert bestellt worden. Bereits mit der heutigen Besetzung des Aufsichtsrats werden die vom Aufsichtsrat festgelegten Zielsetzungen für eine angemessene Anzahl unabhängiger Kandidaten im Aufsichtsrat, unternehmensspezifische Qualifikationsanforderungen und die Anforderungen an Vielfalt (Diversity) erreicht. Mit dem Ausscheiden von Frau Gratz aus dem Aufsichtsrat zum 31. Dezember 2013 befinden sich derzeit zwei Frauen auf Seite der Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat.

Darüber hinaus sind die Aufsichtsratsmitglieder nach der Geschäftsordnung verpflichtet, Interessenkonflikte, insbesondere solche, die aufgrund einer Beratung oder Organfunktion bei Kunden, Lieferanten, Kreditgebern oder sonstigen Dritten entstehen können, dem Aufsichtsrat gegenüber offenzulegen. Der Aufsichtsrat informiert in seinem Bericht an die Hauptversammlung, ob Interessenkonflikte auftraten und wie sie behandelt wurden. Wesentliche und nicht nur vorüber-

gehende Interessenkonflikte in der Person eines Aufsichtsratsmitglieds sollen zur Beendigung des Mandats führen. Im Berichtsjahr kam es nicht zu Interessenkonflikten bei Aufsichtsratsmitgliedern der E.ON SE. Berater- und sonstige Dienstleistungs- und Werkverträge eines Aufsichtsratsmitglieds mit der Gesellschaft bedürfen der Zustimmung des Aufsichtsrats. Entsprechende Verträge bestanden im Berichtszeitraum nicht.

Der Aufsichtsrat hat folgende Ausschüsse eingerichtet und ihnen jeweils eine Geschäftsordnung gegeben:

Der Präsidialausschuss besteht aus vier Mitgliedern, dem Aufsichtsratsvorsitzenden, dessen beiden Stellvertretern und einem weiteren Arbeitnehmervertreter. Er bereitet die Sitzungen des Aufsichtsrats vor und berät den Vorstand in Grundsatzfragen der strategischen Fortentwicklung des Unternehmens. In Eilfällen – wenn eine vorherige erforderliche Beschlussfassung des Aufsichtsrats nicht ohne wesentliche Nachteile für die Gesellschaft abgewartet werden kann – beschließt der Präsidialausschuss anstelle des Gesamtaufichtsrats. Der Präsidialausschuss bereitet darüber hinaus insbesondere Personalentscheidungen des Aufsichtsrats und die Beschlussfassung über die Festsetzung der jeweiligen Gesamtbezüge des einzelnen Vorstandsmitglieds im Sinne des § 87 AktG vor. Daneben ist er zuständig für den Abschluss, die Änderung und Beendigung der Anstellungsverträge mit den Mitgliedern des Vorstands und für die Unterbreitung eines Vorschlags zur Beschlussfassung des Aufsichtsrats über das Vergütungssystem für den Vorstand sowie seine regelmäßige Überprüfung. Darüber hinaus befasst er sich mit Fragen der Corporate Governance und berichtet dem Aufsichtsrat in der Regel einmal jährlich über den Stand, die Effektivität und eventuelle Verbesserungsmöglichkeiten der Corporate Governance des Unternehmens sowie über neue Anforderungen und Entwicklungen auf diesem Gebiet.

Der Prüfungs- und Risikoausschuss besteht aus vier Mitgliedern, die über besondere Kenntnisse auf dem Gebiet der Rechnungslegung oder der Betriebswirtschaft verfügen sollen. Der Vorsitzende verfügt als unabhängiger Experte – entsprechend den Vorgaben des § 100 Abs. 5 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex – über besondere Kenntnisse und Erfahrungen in der Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen und internen Kontrollverfahren. Der Prüfungs- und Risikoausschuss befasst sich insbesondere mit der Überwachung der Rechnungslegung einschließlich des Rechnungslegungsprozesses, der Wirksamkeit des internen Kontrollsystems, des internen Risikomanagements und des internen Revisionssystems, der Compliance sowie der Abschlussprüfung. Im Rahmen

der Abschlussprüfung umfasst dies ebenfalls die Bestimmung der Prüfungsschwerpunkte und der Honorarvereinbarung mit dem Abschlussprüfer. Ferner bereitet der Ausschuss die Entscheidung des Aufsichtsrats über die Feststellung des Jahresabschlusses und die Billigung des Konzernabschlusses vor. Er prüft darüber hinaus die Quartalsabschlüsse, erörtert den Bericht über die prüferische Durchsicht der Quartalsabschlüsse mit dem Abschlussprüfer und behandelt regelmäßig die Risikolage, die Risikotragfähigkeit und das Risikomanagement der Gesellschaft. Die Wirksamkeit der bei der E.ON SE und bei den Führungsgesellschaften der Management Units für die Finanzpublizität relevanten Kontrollmechanismen wird regelmäßig durch die interne Revision überprüft, wobei sich der Ausschuss regelmäßig mit der Arbeit der internen Revision sowie der Festlegung der Prüfungsschwerpunkte befasst. Der Prüfungs- und Risikoausschuss bereitet ferner den Vorschlag des Aufsichtsrats an die Hauptversammlung zur Wahl des Abschlussprüfers vor. Um dessen Unabhängigkeit zu gewährleisten, holt der Prüfungs- und Risikoausschuss von dem vorgesehenen Abschlussprüfer eine Erklärung über eventuell bestehende Ausschluss- und Befangenheitsgründe ein.

Im Rahmen der Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer wird vereinbart,

- dass der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses über mögliche Ausschluss- und Befangenheitsgründe, die während der Prüfung auftreten, unverzüglich unterrichtet wird, sofern diese nicht unverzüglich beseitigt werden,
- dass der Abschlussprüfer über alle für die Aufgaben des Aufsichtsrats wesentlichen Feststellungen und Vorkommnisse, die sich bei der Durchführung der Abschlussprüfung ergeben, unverzüglich berichtet und
- dass der Abschlussprüfer den Vorsitzenden des Prüfungs- und Risikoausschusses informiert beziehungsweise im Prüfungsbericht vermerkt, wenn er bei Durchführung der Abschlussprüfung Tatsachen feststellt, die eine Unrichtigkeit der vom Vorstand und Aufsichtsrat abgegebenen Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex ergeben.

Der Finanz- und Investitionsausschuss setzt sich aus vier Mitgliedern zusammen. Er berät den Vorstand in allen Fragen der Konzernfinanzierung und der Investitionsplanung. Er entscheidet anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zum Erwerb und zur Veräußerung von Unternehmen, Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen, deren Wert 500 Mio € oder 2,5 Prozent des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz, nicht aber 1 Mrd € übersteigt. Der Finanz- und Investitionsausschuss entscheidet ferner anstelle des Aufsichtsrats über die Zustimmung zu Finanzierungsmaßnahmen, deren Wert 5 Prozent, nicht aber 10 Prozent, des Eigenkapitals der letzten Konzernbilanz übersteigt und die nicht durch Beschlüsse des Aufsichtsrats zu Finanzplänen gedeckt sind. Überschreitet der Wert dieser Geschäfte und Maßnahmen die genannten Grenzen, bereitet der Ausschuss die Entscheidung des Aufsichtsrats vor.

Der Nominierungsausschuss besteht aus drei Aufsichtsratsmitgliedern der Anteilseigner. Vorsitzender des Nominierungsausschusses ist der Vorsitzende des Aufsichtsrats. Aufgabe des Nominierungsausschusses ist es, dem Aufsichtsrat unter Berücksichtigung der Ziele des Aufsichtsrats für seine Zusammensetzung Wahlvorschläge an die Hauptversammlung für geeignete Kandidaten zum Aufsichtsrat zu unterbreiten.

Alle Ausschüsse tagen turnusgemäß sowie darüber hinaus bei konkreten Anlässen entsprechend ihrer jeweiligen Zuständigkeit nach der Geschäftsordnung. Angaben zur Tätigkeit des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse im abgelaufenen Geschäftsjahr befinden sich im Bericht des Aufsichtsrats auf den Seiten 4 bis 9. Die Zusammensetzung des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse befindet sich auf den Seiten 208 und 209.

Aktionäre und Hauptversammlung

Die Aktionäre der E.ON SE nehmen ihre Rechte in der Hauptversammlung wahr und üben dort ihr Stimmrecht aus. Sie werden regelmäßig mit einem Finanzkalender, der im Geschäftsbericht, in den Quartalsberichten sowie im Internet unter www.eon.com veröffentlicht wird, über wesentliche Termine informiert.

Die Aktionäre haben die Möglichkeit, ihr Stimmrecht in der Hauptversammlung selbst auszuüben oder durch einen Bevollmächtigten ihrer Wahl oder einen weisungsgebundenen Stimmrechtsvertreter der Gesellschaft ausüben zu lassen.

Die Wahl des Abschlussprüfers erfolgt gemäß den gesetzlichen Bestimmungen durch die Hauptversammlung.

Vergütungsbericht gemäß §§ 289 Abs. 2 Nr. 5 beziehungsweise 315 Abs. 2 Nr. 4 HGB

Dieser Vergütungsbericht stellt die Vergütungssystematik sowie die individuellen Vergütungen für den Aufsichtsrat und den Vorstand der E.ON SE dar. Er berücksichtigt die geltenden Regelungen des Handelsgesetzbuches und des Aktiengesetzes sowie die Grundsätze des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Das Vergütungssystem des Aufsichtsrats

Die Vergütung des Aufsichtsrats wird durch die Hauptversammlung bestimmt und in der Satzung der E.ON SE geregelt. Das Vergütungssystem trägt im Einklang mit den gesetzlichen Vorschriften der Verantwortung und dem Tätigkeitsumfang der Aufsichtsratsmitglieder Rechnung.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten seit dem Geschäftsjahr 2011 ausschließlich eine feste Vergütung. Die Unabhängigkeit des Aufsichtsrats, die zur Wahrnehmung seiner Überwachungsfunktion erforderlich ist, wird damit gestärkt. Außerdem haben die Mitglieder des Aufsichtsrats eine Reihe von Aufgaben, die sie unabhängig vom wirtschaftlichen Erfolg des Unternehmens erfüllen müssen. Auch in für das Unternehmen schwierigen Zeiten, in denen die Tätigkeit des Aufsichtsrats regelmäßig besonders anspruchsvoll ist, ist so eine angemessene Vergütung gewährleistet.

Im Einzelnen ist die Vergütungsregelung wie folgt: Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten neben dem Ersatz ihrer Auslagen, zu denen auch die auf ihre Bezüge entfallende Umsatzsteuer gehört, für jedes Geschäftsjahr eine feste Vergütung in Höhe von 140.000 €. Zusätzlich erhalten der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses 180.000 €, Mitglieder dieses Ausschusses 110.000 €, Vorsitzende anderer Ausschüsse 140.000 €, Mitglieder dieser anderen Ausschüsse 70.000 €. Die Mitgliedschaft

im Nominierungsausschuss sowie in ad hoc gebildeten Ausschüssen bleibt unberücksichtigt. Bei Mitgliedschaft in mehreren Ausschüssen wird nur die jeweils höchste Ausschussvergütung gezahlt. Abweichend von dem vorstehend Beschriebenen erhält der Vorsitzende des Aufsichtsrats als feste Vergütung 440.000 €, seine Stellvertreter 320.000 €. Der Vorsitzende und die stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats erhalten keine zusätzliche Vergütung für ihre Tätigkeit in Ausschüssen. Weiterhin erhalten die Mitglieder des Aufsichtsrats für ihre Teilnahme an den Sitzungen des Aufsichtsrats und der Ausschüsse ein Sitzungsgeld von 1.000 € je Tag der Sitzung. Die Vergütung wird zeitanteilig nach Ablauf eines jeden Quartals gezahlt.

Scheiden Mitglieder des Aufsichtsrats im Laufe eines Geschäftsjahres aus dem Aufsichtsrat aus, erhalten sie eine zeitanteilige Vergütung.

Schließlich besteht zugunsten der Mitglieder des Aufsichtsrats eine Vermögensschaden-Haftpflichtversicherung, welche die gesetzliche Haftpflicht aus der Aufsichtsrats Tätigkeit abdeckt. Diese sieht für den Versicherungsfall gemäß der Vorschrift des Deutschen Corporate Governance Kodex einen Selbstbehalt vor. Dieser beträgt 10 Prozent des jeweiligen Schadens, ist jedoch insgesamt pro Jahr auf 150 Prozent der Jahresfixvergütung begrenzt.

Die Vergütung des Aufsichtsrats

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betrugen 3,2 Mio € (Vorjahr: 4,6 Mio €). Im Geschäftsjahr 2013 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind auf den Seiten 208 und 209 angegeben.

Gesamtvergütung des Aufsichtsrats								
in €	Aufsichtsrats- vergütung		Vergütung für Ausschusstätigkeiten		Aufsichtsratsbezüge von Tochtergesell- schaften		Summe	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012 ¹⁾	2013	2012
Werner Wenning	440.000	440.000	-	-	-	-	440.000	440.000
Prof. Dr. Ulrich Lehner	320.000	170.000	-	58.333	-	-	320.000	228.333
Erhard Ott	320.000	320.000	-	-	-	-	320.000	320.000
Werner Bartoschek (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	100.833	-	32.625	-	261.791
Sven Bergelin (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	-	-	52.310	-	180.643
Oliver Biniek (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	64.167	-	3.869	-	196.369
Gabriele Gratz	140.000	140.000	70.000	70.000	18.904	54.500	228.904	264.500
Ulrich Hocker (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	-	-	-	-	128.333
Baroness Denise Kingsmill CBE	140.000	140.000	-	-	-	-	140.000	140.000
Eugen-Gheorghe Luha (seit 15. November 2012)	140.000	23.333	-	-	-	-	140.000	23.333
Bård Mikkelsen (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	-	-	-	-	128.333
René Obermann	140.000	140.000	-	-	-	-	140.000	140.000
Hans Prüfer (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	64.167	-	-	-	192.500
Klaus Dieter Raschke	140.000	140.000	110.000	110.000	20.070	46.300	270.070	296.300
Dr. Walter Reitler (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	-	-	31.625	-	159.958
Hubertus Schmoldt (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	-	-	-	-	128.333
Eberhard Schomburg (seit 15. November 2012)	140.000	23.333	110.000	18.333	15.631	6.775	265.631	48.441
Dr. Henning Schulte-Noelle (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	64.167	-	-	-	192.500
Dr. Karen de Segundo	140.000	140.000	70.000	11.667	-	-	210.000	151.667
Dr. Theo Siegert	140.000	140.000	180.000	180.000	-	-	320.000	320.000
Willem Vis (seit 15. November 2012)	140.000	23.333	70.000	11.667	-	-	210.000	35.000
Dr. Georg Frhr. von Waldenfels (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	-	-	-	-	128.333
Hans Wollitzer (bis 15. November 2012)	-	128.333	-	64.167	-	49.925	-	242.425
Zwischensumme	2.340.000	3.251.662	610.000	817.501	54.605	277.929	3.004.605	4.347.092
Sitzungsgeld und Auslagenersatz							168.738	246.598
Summe							3.173.343	4.593.690

Die Aufsichtsratsvergütung sowie die Sitzungsgelder für die Jahre 2012 und 2013 wurden aufwandsbezogen in die Darstellung einbezogen.
1) für die im Jahr 2012 ausgeschiedenen beziehungsweise eingetretenen Aufsichtsratsmitglieder zeitanteilig ermittelt

Das Vergütungssystem des Vorstands

Entsprechend der Vorgabe des Aktiengesetzes und des Deutschen Corporate Governance Kodex (Fassung vom 13. Mai 2013) beschließt der Aufsichtsrat auf Vorschlag des Präsidiums das Vergütungssystem für den Vorstand und überprüft es regelmäßig.

Der Aufsichtsrat hat in seiner Sitzung vom 12. März 2013 das nachfolgende Vergütungssystem für den Vorstand beschlossen.

Vergütungsbestandteile

Die Vergütung der Mitglieder des Vorstands setzt sich aus einer festen, monatlich zahlbaren Grundvergütung, einer jährlichen Tantieme und einer langfristigen variablen Vergütung zusammen.

Die Vergütungsbestandteile verhalten sich zueinander wie folgt:

- Grundgehalt: circa 30 Prozent
- Jährliche Zieltantieme
bei 100 Prozent Zielerreichung: circa 40 Prozent
(davon zwei Drittel kurzfristig und ein Drittel langfristig)
- Langfristvergütung
(Zuteilungswert): circa 30 Prozent

Tantiemesystem

Die jährliche Tantieme setzt sich aus einer kurzfristig orientierten Komponente (Short Term Incentive, die „STI-Komponente“) und einer langfristig orientierten Komponente (Long Term Incentive, die „LTI-Komponente“) zusammen. Die STI-Komponente macht im Regelfall zwei Drittel der jährlichen Tantieme aus, die LTI-Komponente ein Drittel. Die LTI-Komponente wird nach Ablauf des Geschäftsjahres nicht ausgezahlt, sondern auf Basis des Aktienkurses in virtuellen Aktien mit vierjähriger Sperrfrist gewährt. Die LTI-Komponente kann maximal 50 Prozent der Zieltantieme betragen.

Die Höhe der jährlichen Tantieme bemisst sich danach, inwieweit bestimmte Ziele erreicht wurden. Dabei berücksichtigt das Zielvereinbarungssystem sowohl die Unternehmens- als auch die individuelle Performance. Für die Gesamtzielerreichung wird zunächst die Zielerreichung aus dem operativen Unternehmenserfolg ermittelt. Sodann bewertet der Aufsichtsrat die persönliche Leistung und setzt aufgrund dieser Bewertung einen individuellen Performance-Faktor fest. Der Grad der Zielerreichung aus dem operativen Unternehmenserfolg wird anschließend mit dem individuellen Performance-Faktor multipliziert.

Bemessungsgröße für die Zielerreichung aus dem operativen Unternehmenserfolg sind wie bisher die erzielten Erträge vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA). Den Zielwert bildet die vom Aufsichtsrat genehmigte Planung (Budget) für das jeweilige Jahr. Die Zielerreichung beträgt 100 Prozent, wenn das tatsächlich erzielte EBITDA diesem Zielwert entspricht. Fällt es um 30 Prozentpunkte oder mehr dahinter zurück, dann beträgt die Zielerreichung insoweit 0 Prozent. Ist das EBITDA mindestens 30 Prozentpunkte höher, dann beträgt die Zielerreichung 200 Prozent. Zwischenwerte werden linear interpoliert. Der auf diese Weise rechnerisch ermittelte Wert wird vom Aufsichtsrat auf der Grundlage zusätzlicher Kriterien qualitativ bewertet und gegebenenfalls innerhalb eines Korridors von ± 20 Prozentpunkten angepasst. Die Kriterien für diese qualitative Beurteilung sind das Verhältnis zwischen Kapitalkosten und EBITDA, der Vergleich zum EBITDA des Vorjahres und die allgemeine Marktentwicklung. Außerordentliche Ereignisse bleiben bei der Feststellung der Zielerreichung außer Ansatz.

Zur Bestimmung des individuellen Performance-Faktors bewertet der Aufsichtsrat sowohl den persönlichen Beitrag zur Erfüllung kollektiver Ziele als auch die Erreichung individueller Ziele. Die Zielerreichung hinsichtlich des individuellen Tantiemeteils wird nach dem Ermessen des Aufsichtsrats festgesetzt. Dabei berücksichtigt der Aufsichtsrat insbesondere die Kriterien von § 87 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Dem Aufsichtsrat steht zur abschließenden Beurteilung der Tantieme ein Gesamtermessen zu, aufgrund dessen er die Höhe der Tantieme anpassen kann. Das Gesamtermessen bezieht sich nicht auf die zuvor beschriebenen Erfolgsziele oder Vergleichsparameter, deren nachträgliche Änderung nach der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex ausgeschlossen sein soll. Der Aufsichtsrat kann den Vorstandsmitgliedern außerdem Sondervergütungen für außergewöhnliche Leistungen als Teil der jährlichen Tantieme gewähren.

Die Tantieme (inklusive etwaiger Sondervergütungen) ist der Höhe nach auf maximal 200 Prozent der Zieltantieme begrenzt.

Langfristige variable Vergütung

Als langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des E.ON Share Matching Plans. Über die Auflage neuer Tranchen inklusive der jeweiligen Zielvorgaben und der

individuellen Zuteilungshöhen wird jedes Jahr erneut durch den Aufsichtsrat entschieden. Zur Sicherstellung der Nachhaltigkeit der Vorstandsvergütung im Sinne des Aktiengesetzes beträgt die Laufzeit des Plans für alle seit dem Jahr 2010 aufgelegten Tranchen vier Jahre.

Durch die Abhängigkeit von der Aktienkursentwicklung wird eine Annäherung der Interessen und Zielsetzungen von Management und Aktionären geschaffen.

Das Vorstandsmitglied erhält nach der Auflage einer neuen Tranche durch den Aufsichtsrat zunächst eine Zuteilung von gesperrten virtuellen Aktien äquivalent zur Höhe der LTI-Komponente seiner Tantieme. Die LTI-Komponente wird unter Berücksichtigung des Gesamtzielerreichungsgrads für die Tantieme festgesetzt. Die Anzahl der virtuellen Aktien wird auf Basis des Wertes der LTI-Komponente und des 60-Tages-Durchschnittskurses der E.ON-Aktie zu Beginn der vierjährigen Laufzeit ermittelt. Ferner können dem Vorstandsmitglied auf der Grundlage einer in jedem Jahr erneut zu treffenden Ermessensentscheidung des Aufsichtsrats zusätzlich zu den virtuellen Aktien, die sich aus der LTI-Komponente ergeben, weitere gesperrte und verfallbare virtuelle Aktien als Basis-Matching zugeteilt werden. Darüber hinaus können dem Vorstandsmitglied abhängig von der Unternehmensperformance während der Laufzeit bis zu zwei weitere virtuelle Aktien pro Aktie aus dem Basis-Matching als Performance-Matching gewährt werden. Der rechnerische Gesamtzielwert der Zuteilung zum Beginn der ab dem 1. April des jeweiligen Zuteilungsjahres beginnenden Laufzeit besteht aus der Summe der Werte der LTI-Komponente, des Basis-Matchings und des Performance-Matchings (bei Erreichung einer definierten Unternehmensperformance).

Messgröße für die Unternehmensperformance für Zwecke des Performance-Matchings ist der durchschnittliche ROACE während der vierjährigen Laufzeit im Vergleich zu einer im Rahmen der Auflage einer neuen Tranche vom Aufsichtsrat für die gesamte Periode vorab definierten Zielrendite. Außerordentliche Ereignisse bleiben bei der Feststellung der Unternehmensperformance außer Ansatz. In Abhängigkeit vom Grad der Unternehmensperformance können sich aus dem Performance-Matching am Ende der Laufzeit zwischen null und zwei weitere virtuelle Aktien für jede aus dem Basis-Matching resultierende virtuelle Aktie ergeben. Wird die vorab festgelegte Unternehmensperformance zu 100 Prozent erreicht, erhält das Vorstandsmitglied zu jeder aus dem Basis-Matching resultierenden virtuellen Aktie eine zusätzliche virtuelle Aktie. Zwischenwerte werden linear interpoliert.

Die sich somit am Ende der Laufzeit für das einzelne Vorstandsmitglied ergebende individuelle Stückzahl der virtuellen Aktien wird mit dem zum Laufzeitende festgestellten 60-Tages-Durchschnittskurs der E.ON-Aktie bewertet. Dieser Betrag wird um die Dividenden, die sich für E.ON-Aktien während der Laufzeit ergeben haben, erhöht und ausgezahlt. Die Summe der Auszahlungen ist auf 200 Prozent des rechnerischen Gesamtzielwerts begrenzt.

Um eine möglichst zügige Einführung des neuen Systems der langfristigen variablen Vergütung zu ermöglichen, haben die Vorstandsmitglieder im Jahr 2013 eine Zuteilung virtueller Aktien im Rahmen einer Übergangslösung erhalten. Zuteilungen unter dem alten Share Performance Plan sind nicht mehr gewährt worden.

Seit dem Jahr 2010 sind über 60 Prozent der variablen Vergütung (bestehend aus der Tantieme und der langfristigen variablen Vergütung) von langfristigen Zielgrößen abhängig. Somit ist die Nachhaltigkeit der variablen Vergütung gewährleistet. Darüber hinaus wird dem Erfordernis der Nachhaltigkeit durch die vom Aufsichtsrat zu berücksichtigenden Kriterien des § 87 AktG und des Deutschen Corporate Governance Kodex bei der Festsetzung des individuellen Tantiemeteils Rechnung getragen.

Weitere Details zur aktienbasierten Vergütung finden sich in Textziffer 11 im Anhang des Konzernabschlusses.

Gesamt-Cap

Mit Wirkung ab dem Geschäftsjahr 2013 gilt ein Gesamt-Cap für die Vergütung der amtierenden Vorstandsmitglieder. Danach darf die Summe aus Grundgehalt, Tantieme, eventuellen Sondervergütungen und langfristiger variabler Vergütung in einem Jahr nicht höher sein als 200 Prozent der jeweils gültigen Gesamtzielvergütung, bestehend aus Grundvergütung, Zieltantieme und Zielzuteilungswert der virtuellen Aktien.

Vertragliche Nebenleistungen

Als vertragliche Nebenleistungen haben die Vorstandsmitglieder Anspruch auf einen Dienstwagen mit Fahrer zur dienstlichen wie privaten Nutzung, auf Telekommunikationsmittel zur dienstlichen wie privaten Nutzung, auf eine angemessene Versicherung gegen Unfall sowie auf eine jährliche ärztliche

Untersuchung. Weiterhin besteht für die Mitglieder des Vorstands eine Vermögensschaden-Haftpflichtversicherung. Diese sieht für den Versicherungsfall einen Selbstbehalt vor. Gemäß den Vorschriften des Aktiengesetzes beträgt dieser Selbstbehalt 10 Prozent des jeweiligen Schadens, ist insgesamt jedoch pro Jahr auf 150 Prozent der Jahresfixvergütung begrenzt.

Abfindungs-Cap bei vorzeitiger Beendigung der Vorstandstätigkeit

Entsprechend dem Deutschen Corporate Governance Kodex besteht bei allen Vorstandsmitgliedern ein sogenannter Abfindungs-Cap. Danach dürfen Zahlungen an ein Vorstandsmitglied aufgrund vorzeitiger Beendigung der Vorstandstätigkeit ohne wichtigen Grund im Sinne von § 626 BGB den Wert von zwei Jahresgesamtvergütungen nicht überschreiten und nicht mehr als die Restlaufzeit des Anstellungsvertrags vergüten.

Change-in-Control-Klauseln

Im Berichtsjahr bestanden mit allen Vorstandsmitgliedern Change-in-Control-Vereinbarungen. Beim vorzeitigen Verlust der Vorstandsposition aufgrund eines Kontrollwechsels (Change-in-Control-Ereignis) haben die Mitglieder des Vorstands einen Anspruch auf Zahlung von Abgeltungs- und Abfindungsleistungen.

Die Change-in-Control-Regelung nimmt einen Kontrollwechsel in folgenden drei Fallgestaltungen an: Ein Dritter erwirbt mindestens 30 Prozent der Stimmrechte und erreicht damit die Pflichtangebotsschwelle gemäß dem WpÜG; die Gesellschaft schließt als abhängiges Unternehmen einen Unternehmensvertrag ab; die Gesellschaft wird mit einem anderen Unternehmen verschmolzen. Der Anspruch auf die Abgeltungs- und Abfindungsleistungen entsteht, wenn der Dienstvertrag des Vorstandsmitglieds innerhalb von zwölf Monaten nach dem Kontrollwechsel durch einvernehmliche Beendigung, Zeitablauf oder durch Kündigung des Vorstandsmitglieds endet, im letzteren Fall aber nur, wenn seine Vorstandsposition infolge des Kontrollwechsels wesentlich berührt wird.

Entsprechend dem Deutschen Corporate Governance Kodex beträgt die Höhe eventueller Abfindungszahlungen 150 Prozent des Abfindungs-Caps, das heißt drei kapitalisierte Jahresgesamtbezüge (Jahresgrundgehalt, Zieltantieme und Nebenleistungen). Zur pauschalen Berücksichtigung von Abzinsung sowie Anrechnung anderweitigen Verdienstes wird die Zahlung zusätzlich um 20 Prozent gekürzt, wobei der Kürzungssatz ab dem 53. Lebensjahr stufenweise verringert wird.

Nachvertragliches Wettbewerbsverbot

Die Verträge der amtierenden Vorstandsmitglieder sehen mit Wirkung ab dem Geschäftsjahr 2013 ein nachvertragliches Wettbewerbsverbot vor. Den Mitgliedern des Vorstands ist es vertraglich untersagt, für einen Zeitraum von sechs Monaten nach Beendigung des Dienstvertrags mittelbar oder unmittelbar für ein Unternehmen tätig zu werden, das im direkten oder indirekten Wettbewerb zur Gesellschaft oder mit ihr verbundenen Unternehmen steht. Hierfür erhalten die Vorstandsmitglieder eine Karenzentschädigung für die Zeit des Wettbewerbsverbots in Höhe einer zeitanteiligen Entschädigung auf Basis von 100 Prozent der vertragsmäßigen Jahreszielvergütung (Jahresgrundvergütung und Zieltantieme), mindestens aber 60 Prozent der zuletzt bezogenen vertragsmäßigen Leistungen.

Ruhegeldansprüche

Die seit dem Geschäftsjahr 2010 neu bestellten Vorstandsmitglieder, Frau Stachelhaus und die Herren Kildahl, Dr.-Ing. Birnbaum, Winkel und Schäfer, haben eine beitragsorientierte Versorgungszusage nach dem „Beitragsplan E.ON-Vorstand“ erhalten, dessen Bedingungen (mit Ausnahme der Beitragshöhe) dem seit 2008 für neu eingetretene Mitarbeiter und Führungskräfte der deutschen Konzerngesellschaften geltenden System entsprechen. Im Rahmen des Beitragsplans E.ON-Vorstand schreibt das Unternehmen den Mitgliedern des Vorstands Beiträge auf ihrem Versorgungskonto gut. Die Höhe der jährlichen Beträge resultiert aus einem festgelegten Prozentsatz der beitragsfähigen Bezüge (Grundvergütung und Zieltantieme). Dieser Prozentsatz wurde für den Vorstand nach Beratung durch einen externen Vergütungsexperten festgelegt. Der jährliche Basisbeitrag beträgt 13 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Zweite Beitragskomponente ist ein Erfolgsbeitrag, dessen Höhe von der Differenz zwischen dem Konzern-ROCE und den Kapitalkosten des Vorjahres abhängig ist. Der Erfolgsbeitrag beträgt mindestens 1 Prozent und höchstens 6 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Dritte Komponente ist ein jährlicher Matchingbeitrag in Höhe von 4 Prozent der beitragsfähigen Bezüge. Voraussetzung für die Gewährung des Matchingbeitrags ist, dass das Vorstandsmitglied seinerseits einen Mindestbeitrag in gleicher Höhe durch Entgeltumwandlung leistet. Der durch das Unternehmen finanzierte Matchingbeitrag wird ausgesetzt, wenn und solange die

positive Differenz zwischen Konzern-ROCE und Kapitalkosten ab dem dritten Jahr in Folge geringer als 0 Prozentpunkte ist. Die in einem Kalenderjahr für ein Vorstandsmitglied geleisteten Beiträge werden unter Verwendung eines für jedes Jahr anhand des Renditeniveaus langfristiger Bundesanleihen ermittelten Zinssatzes in einen auf Endalter 62 berechneten Kapitalbaustein umgerechnet. Im Versorgungsfall kommt das Guthaben des Versorgungskontos nach Wahl des Vorstandsmitglieds oder der Hinterbliebenen als lebenslange Rente, in Raten oder als Einmalbetrag zur Auszahlung. Im Falle der Verrentung wird die monatliche Rente so festgesetzt, dass ihr Barwert im Zeitpunkt des Versorgungsfalls, frühestens jedoch zum Zeitpunkt der Beendigung der Zahlungen aus dem Dienstvertrag an das Vorstandsmitglied beziehungsweise seine Hinterbliebenen, unter Berücksichtigung einer Dynamisierung von 1 Prozent jährlich dem Versorgungsguthaben entspricht.

Im Falle der Herren Schäfer und Winkel hat der Aufsichtsrat die bisherige Altersversorgung in das beitragsorientierte Modell überführt. Dafür wurden die vor Eintritt in den Vorstand erworbenen endgehaltsbezogenen Versorgungsanswartschaften in Kapitalbeträge umgerechnet. Mit den beiden neuen Vorstandsmitgliedern hat der Aufsichtsrat Übergangsregelungen vereinbart. Für den Fall, dass der Dienstvertrag nicht verlängert wird, steht beiden entsprechend ihren vor Eintritt in den Vorstand maßgeblichen Verträgen ein Übergangsgeld zu, jedoch nur auf Basis der vor Eintritt in den E.ON-Vorstand maßgeblichen Grundvergütung. Herr Schäfer oder seine Hinterbliebenen haben darüber hinaus im Versorgungsfall ein zeitlich befristetes Wahlrecht zwischen der zuvor beschriebenen beitragsorientierten Versorgungszusage und der früheren endgehaltsbezogenen Versorgungsregelung, jedoch auf Basis der vor Eintritt in den E.ON-Vorstand maßgeblichen Grundvergütung. Im Falle einer Wiederbestellung als Vorstandsmitglied der E.ON SE treten diese Übergangsregelungen außer Kraft.

Für Herrn Dr. Teyssen, Herrn Dr. Reutersberg sowie den im Jahr 2013 ausgeschiedenen Herrn Prof. Dr. Maubach gelten hinsichtlich ihrer Ruhegeldansprüche die nachfolgenden Ausführungen:

Diese Mitglieder des Vorstands haben nach dem Ausscheiden aus dem Unternehmen in drei Pensionsfällen einen Anspruch auf Ruhegeldzahlungen: bei Ausscheiden mit oder nach Erreichen der Regelaltersgrenze von 60 Jahren, bei Ausscheiden wegen dauerhafter Arbeitsunfähigkeit sowie im Fall der gesellschaftsseitig veranlassten vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung des Dienstvertrags (sogenannter Dritter Pensionsfall).

Im Fall des Erreichens der Regelaltersgrenze und bei dauernder Arbeitsunfähigkeit wird das Ruhegeld ab Eintritt des jeweiligen Pensionsfalls gezahlt und beträgt abhängig von der Dauer der Vorstandstätigkeit zwischen 50 und 75 Prozent des letzten Grundgehalts.

Der Dritte Pensionsfall liegt vor, wenn das Vorstandsmitglied im Zeitpunkt des Ausscheidens mehr als fünf Jahre in einer Topmanagement-Position im E.ON-Konzern tätig war und wenn die Ursache der vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung nicht auf sein Verschulden oder die Ablehnung eines mindestens gleichwertigen Angebots zur Vertragsverlängerung zurückgeht. Unter diesen Voraussetzungen beträgt das reguläre Ruhegeld ebenfalls zwischen 50 und 75 Prozent des letzten Grundgehalts und wird ab Vollendung des 60. Lebensjahrs gezahlt. Für die Zeit vom Ausscheiden bis zur Vollendung des 60. Lebensjahrs erhält das ausgeschiedene Vorstandsmitglied ein gekürztes vorzeitiges Ruhegeld (Übergangsgeld). Die Höhe des Übergangsgelds richtet sich zunächst ebenfalls nach dem durch die Dauer der Vorstandstätigkeit erdienten Prozentsatz von 50 bis 75 Prozent des letzten Grundgehalts. Der ermittelte Betrag wird dann um das Verhältnis der tatsächlichen gegenüber der möglichen Dauer der Tätigkeit im Topmanagement des E.ON-Konzerns bis zur Regelaltersgrenze gekürzt. Hiervon abweichend sahen die Vorstandsverträge, welche die Gesellschaft vor dem Geschäftsjahr 2006 abgeschlossen hatte, keine Kürzung des Übergangsgelds vor.

Soweit ein Bezieher von Ruhegeld (oder Übergangsgeld) im Rahmen früherer Tätigkeiten Ruhegeldansprüche oder Ansprüche auf Übergangsgeld erworben hat, werden diese Ansprüche zu 100 Prozent auf die Ruhegeld- beziehungsweise Übergangsgeldzahlungen der Gesellschaft angerechnet. Auf das Übergangsgeld werden darüber hinaus auch anderweitige Einkünfte aus einer Erwerbstätigkeit zu 50 Prozent angerechnet.

Laufende Ruhegeldzahlungen werden jährlich gemäß der Entwicklung des Verbraucherpreisindex für Deutschland angepasst.

Nach dem Tod eines aktiven oder ehemaligen Vorstandsmitglieds wird ein vermindertes Ruhegeld als Hinterbliebenenversorgung ausgezahlt. Witwen erhalten lebenslang 60 Prozent des Ruhegelds, welches das Vorstandsmitglied am Todestag bezogen hat beziehungsweise bezogen hätte, wenn der Pensionsfall an diesem Tag eingetreten wäre. Das Witwengeld entfällt bei Wiederverheiratung. Unterhaltsberechtigten Kinder erhalten mindestens bis zur Erreichung des 18. Lebensjahres und darüber hinaus längstens bis zum 25. Lebensjahr für die Dauer der Schul- oder Berufsausbildung 20 Prozent des Ruhegelds, welches das Vorstandsmitglied am Todestag bezogen hat beziehungsweise bezogen hätte. Vor dem Jahr 2006 erteilte Zusagen sehen abweichend hiervon Waisengelder in Höhe von 15 Prozent des Ruhegelds vor. Übersteigen Witwen- und Waisengelder zusammen den Betrag des Ruhegelds, erfolgt eine anteilige Kürzung der Waisengelder um den übersteigenden Betrag.

Herr Dr. Schenck, der im Jahre 2013 aus dem Unternehmen ausgeschieden ist, hat eine nach § 2 Abs. 1 des Gesetzes zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung berechnete zeitanteilige unverfallbare Anwartschaft auf Versorgungsleistungen.

Die nachfolgende Darstellung vermittelt eine Übersicht über die Höhe der aktuellen Ruhegeldanwartschaften der Vorstandsmitglieder. Dabei werden auch die jeweiligen Zuführungen zu den Pensionsrückstellungen individuell aufgeführt. Hierbei handelt es sich nicht um gezahlte Vergütung, sondern auf Basis von IFRS ermittelten rechnerischen Aufwand. Darüber hinaus wird der Barwert der Pensionsverpflichtungen auf Basis der im Rahmen der internationalen Rechnungslegungsstandards verwendeten Defined Benefit Obligation mit einem Rechnungszins von 3,90 Prozent (Vorjahr: 3,40 Prozent) aufgeführt.

Entsprechend den Vorschriften des Gesetzes zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (BetrAVG) tritt Unverfallbarkeit von Pensionsanwartschaften der Vorstandsmitglieder erst nach einer Zusagedauer von fünf Jahren ein. Dies gilt für beide im Vorstehenden beschriebenen Systeme.

Der Aufsichtsrat hat das Versorgungsniveau und den daraus abgeleiteten Versorgungsaufwand entsprechend der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex überprüft.

Vorstandspensionen										
	Aktuelle Höhe der Ruhegeldanwartschaft zum 31. Dezember				Höhe der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen				Barwert zum 31. Dezember	
	in % des Grundgehalts		absolut in €		in €		davon Zinsaufwand in €		in €	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Dr. Johannes Teyssen	75	75	930.000	930.000	1.261.272	1.088.086	557.940	557.011	15.561.093	16.410.001
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum ¹⁾ (seit 1. Juli 2013)	-	-	-	-	163.494	-	-	-	163.494	-
Jørgen Kildahl ¹⁾	-	-	-	-	351.268	338.182	29.555	25.371	1.121.712	869.254
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (bis 31. März 2013)	60	60	420.000	420.000	198.794	625.835	55.574	205.881	7.326.862	6.538.081
Dr. Bernhard Reutersberg	70	70	490.000	490.000	1.156.390	1.023.106	356.556	370.281	10.519.155	10.486.945
Klaus Schäfer ^{1), 2)} (seit 1. September 2013)	-	-	-	-	89.020	-	31.242	-	2.571.968	-
Dr. Marcus Schenck (bis 30. September 2013)	-	60	-	540.000	703.465	686.014	120.729	133.390	3.114.834	4.734.461
Regine Stachelhaus ¹⁾ (bis 30. Juni 2013)	-	-	-	-	164.690	321.211	14.043	24.511	837.048	826.042
Mike Winke ^{1), 2)} (seit 1. April 2013)	-	-	-	-	165.895	-	57.523	-	2.080.619	-

1) Beitragsplan E.ON-Vorstand
 2) Barwert enthält auch vor Eintritt in den Vorstand im E.ON-Konzern erworbene Anwartschaften.
 Bei ausgeschiedenen Vorstandsmitgliedern gilt das Datum des Ausscheidens als Stichtag.

Die Vergütung des Vorstands

Der Aufsichtsrat hat die Angemessenheit der Vergütung des Vorstands in horizontaler und vertikaler Hinsicht festgestellt. Dabei hat er gemäß den Vorgaben des Aktiengesetzes insbesondere die horizontale Üblichkeit geprüft. Hierzu hat er die Vergütung einem Marktvergleich mit Unternehmen ähnlicher Branche und Größe unterzogen. Außerdem hat der Aufsichtsrat entsprechend den Vorgaben des Deutschen Corporate Governance Kodex einen vertikalen Vergütungsvergleich aufgestellt und in seine Angemessenheitsüberprüfung miteinbezogen.

Der Aufsichtsrat hat die Vergütung der Vorstandsmitglieder im Geschäftsjahr 2013 nicht erhöht. Die Gesamtbezüge des Vorstands betrugen im Geschäftsjahr 2013 18,5 Mio € (Vorjahr: 21,7 Mio €). Für die einzelnen Mitglieder des Vorstands ergibt sich folgende Gesamtvergütung:

Gesamtvergütung des Vorstands										
in €	Grundvergütung		Tantieme		Sonstige Bezüge		Wert der gewährten aktienbasierten Vergütung		Summe	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013 ¹⁾	2012	2013	2012
Dr. Johannes Teyssen	1.240.000	1.240.000	1.759.739	2.675.000	21.458	26.899	2.665.041	1.770.804	5.686.238	5.712.703
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (seit 1. Juli 2013)	400.000	-	341.000	-	449.082	-	537.167	-	1.727.249	-
Jørgen Kildahl	700.000	700.000	851.951	1.396.000	32.650	174.272	1.285.975	787.024	2.870.576	3.057.296
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (bis 31. März 2013)	175.000	700.000	80.000	1.356.000	3.095	16.988	-	787.024	258.095	2.860.012
Dr. Bernhard Reutersberg	700.000	700.000	865.754	1.373.000	26.563	25.928	1.292.877	787.024	2.885.194	2.885.952
Klaus Schäfer (seit 1. September 2013)	233.333	-	186.000	-	6.321	-	209.667	-	635.321	-
Dr. Marcus Schenck (bis 30. September 2013)	675.000	900.000	1.224.528	1.996.000	16.863	21.817	-	1.049.365	1.916.391	3.967.182
Regine Stachelhaus (bis 30. Juni 2013)	350.000	700.000	305.000	1.404.000	13.397	289.939	-	787.024	668.397	3.180.963
Mike Winkel (seit 1. April 2013)	525.000	-	501.833	-	18.516	-	763.417	-	1.808.766	-
Summe	4.998.333	4.940.000	6.115.805	10.200.000	587.945	555.843	6.754.144	5.968.265	18.456.227	21.664.108

1) enthält den Basiseffekt aus der Umstellung des Systems der aktienbasierten Vergütung

In der hier ausgewiesenen Tantieme 2013 ist bereits die endgültige Festlegung des einer dreijährigen Bemessungsgrundlage unterliegenden Anteils der Tantieme 2011 enthalten. Hintergrund hierfür ist das frühere Tantiemesystem, das noch für die Geschäftsjahre 2011 und 2012 galt. Die Berechnungsweise dieses Anteils ist beschrieben im Geschäftsbericht für das Geschäftsjahr 2012, Seite 86. Die entsprechende Regelung hat zu einer Auszahlung geführt, die sich bei Herrn Dr. Teyssen auf rund 150 T€, bei Herrn Kildahl und bei Herrn Dr. Reutersberg auf jeweils 80 T€ beläuft. Bei den im Berichtsjahr ausgeschiedenen Vorstandsmitgliedern wurde zusätzlich die vorzeitige Abrechnung des einer dreijährigen Bemessungsgrundlage unterliegenden Anteils der Tantieme 2012 berücksichtigt. Dies hat per saldo zu einem Abzug geführt, der sich bei Herrn Prof. Dr. Maubach und Frau Stachelhaus auf jeweils 145 T€ und bei Herrn Dr. Schenck auf rund 238 T€ beläuft.

Die für 2013 dargestellten Werte der gewährten aktienbasierten Vergütung stellen keinen Zufluss des Jahres 2013 dar. Es handelt sich vielmehr um den nach handelsrechtlichen Grundsätzen ermittelten kalkulatorischen Wert der im Jahr 2013 zugeteilten virtuellen Aktien der ersten Tranche des E.ON Share Matching Plans und der LTI-Komponente der Tantieme für 2013. Erst Ende März 2017 werden die virtuellen Aktien der ersten Tranche auf Basis des dann festgestellten Aktienkurses der E.ON SE abgerechnet. Dementsprechend können die Auszahlungswerte höher oder niedriger als die hier dargestellten Werte ausfallen.

Um die Wirkungsweise des Vergütungssystems zu verdeutlichen, werden in der nachfolgenden Darstellung die Auszahlungsbeiträge aus dem E.ON Share Performance Plan anstelle von kalkulatorischen Werten ausgewiesen. Die am Ende des Geschäftsjahres 2013 abgerechnete fünfte Tranche des E.ON Share Performance Plans war nicht werthaltig. Die Vorstandsmitglieder haben daraus keine Auszahlung erhalten.

Effektive Vergütung des Vorstands										
in €	Grundvergütung		Tantieme		Sonstige Bezüge		Auszahlungswert der abgerechneten Performance-Rechte ¹⁾		Summe	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Dr. Johannes Teyssen	1.240.000	1.240.000	1.759.739	2.675.000	21.458	26.899	-	-	3.021.197	3.941.899
Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum (seit 1. Juli 2013)	400.000	-	341.000	-	449.082	-	-	-	1.190.082	-
Jørgen Kildahl	700.000	700.000	851.951	1.396.000	32.650	174.272	-	-	1.584.601	2.270.272
Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach (bis 31. März 2013)	175.000	700.000	80.000	1.356.000	3.095	16.988	-	-	258.095	2.072.988
Dr. Bernhard Reutersberg	700.000	700.000	865.754	1.373.000	26.563	25.928	-	-	1.592.317	2.098.928
Klaus Schäfer (seit 1. September 2013)	233.333	-	186.000	-	6.321	-	-	-	425.654	-
Dr. Marcus Schenck (bis 30. September 2013)	675.000	900.000	1.224.528	1.996.000	16.863	21.817	-	-	1.916.391	2.917.817
Regine Stachelhaus (bis 30. Juni 2013)	350.000	700.000	305.000	1.404.000	13.397	289.939	-	-	668.397	2.393.939
Mike Winkel (seit 1. April 2013)	525.000	-	501.833	-	18.516	-	-	-	1.045.349	-
Summe	4.998.333	4.940.000	6.115.805	10.200.000	587.945	555.843	-	-	11.702.083	15.695.843

1) 2013: die fünfte Tranche war am Laufzeitende nicht werthaltig; 2012: keine Abrechnung von Performance-Rechten.

1) 2013: die fünfte Tranche war am Laufzeitende nicht werthaltig; 2012: keine Abrechnung von Performance-Rechten.

Die Mitglieder des Vorstands der E.ON SE haben 2013 virtuelle Aktien der ersten Tranche des E.ON Share Matching Plans mit folgendem Wert und folgender Stückzahl erhalten: Herr Dr. Teyssen 1.860.000 €/139.745 Stück (Vorjahr: 1.770.804 €/78.948 Stück), Herr Dr.-Ing. Birnbaum 366.667 €/27.548 Stück (Vorjahr: 0 €/0 Stück), Herr Kildahl 900.000 €/67.619 Stück (Vorjahr: 787.024 €/35.088 Stück), Herr Prof. Dr. Maubach 0 €/0 Stück (Vorjahr: 787.024 €/35.088 Stück), Herr Dr. Reutersberg 900.000 €/67.619 Stück (Vorjahr: 787.024 €/35.088 Stück), Herr Schäfer 116.667 €/8.766 Stück (Vorjahr: 0 €/0 Stück), Herr Dr. Schenck 0 €/0 Stück (Vorjahr: 1.049.365 €/46.784 Stück), Frau Stachelhaus 0 €/0 Stück (Vorjahr: 787.024 €/35.088 Stück) und Herr Winkel 512.500 €/38.504 Stück (Vorjahr: 0 €/0 Stück). Die ebenfalls in die Angabe der aktienbasierten Vergütung einbezogene LTI-Komponente der Tantieme 2013, die in virtuellen Aktien im Rahmen der zweiten Tranche des E.ON Share Matching Plans gewährt wird, beträgt für die einzelnen Vorstandsmitglieder: Herr Dr. Teyssen 805.041 €, Herr Dr.-Ing. Birnbaum 170.500 €, Herr Kildahl 385.975 €, Herr Dr. Reutersberg 392.877 €, Herr Schäfer 93.000 € und Herr Winkel 250.917 €.

Die aktienbasierte Vergütung der ersten Tranche des E.ON Share Matching Plans wurde mit dem beizulegenden Zeitwert von 13,31 € pro Performance-Recht in die Gesamtvergütung des Vorstands für 2013 einbezogen. Dieser Wert entspricht dem für die interne Kommunikation mit dem Vorstand und Aufsichtsrat verwendeten Zielwert. Der Zielwert der Zuteilung entspricht dem Auszahlungsbetrag, der sich ergäbe, wenn am Ende der Laufzeit der Kurs der E.ON-Aktie gehalten wird. Als ergänzende Angabe ist gemäß § 314 Abs. 1 Nr. 6a Satz 8 HGB der Aufwand der Gesellschaft für sämtliche im aktuellen Jahr und in Vorjahren gewährten und im Geschäftsjahr bestehenden Tranchen der aktienbasierten Vergütung zeitanteilig auszuweisen. Für das Berichtsjahr ergibt sich für die im Jahr 2013 bestehenden Performance-Rechte und virtuellen Aktien

gemäß IFRS 2 folgender bilanzieller Aufwand: für Herrn Dr. Teyssen 1.687 T€ (Vorjahr: 566 T€), für Herrn Dr.-Ing. Birnbaum 247 T€ (Vorjahr 0 T€), für Herrn Kildahl 824 T€ (Vorjahr: 259 T€), für Herrn Dr. Reutersberg 834 T€ (Vorjahr: 281 T€), für Herrn Schäfer 117 T€ (Vorjahr: 0 T€) und für Herrn Winkel 357 T€ (Vorjahr: 0 T€). Für die im Geschäftsjahr ausgeschiedenen Vorstandsmitglieder ergab sich folgender bilanzieller Ertrag: für Herrn Prof. Dr. Maubach 96 T€ (Vorjahr: Aufwand 281 T€) für Herrn Dr. Schenck 569 T€ (Vorjahr: Aufwand 328 T€), für Frau Stachelhaus 52 T€ (Vorjahr: Aufwand 259 T€).

Weitere Informationen zur aktienbasierten Vergütung der E.ON SE sind in der Textziffer 11 des Anhangs des Konzernabschlusses dargestellt.

Die sonstigen Bezüge betreffen bei Herrn Dr. Birnbaum mit rund 438 T€ eine Entschädigung für infolge des Wechsels zu E.ON verfallene Ansprüche auf langfristige Vergütung gegenüber dem Unternehmen, bei dem Herr Dr. Birnbaum zuvor tätig war. Die übrigen sonstigen Bezüge der Vorstandsmitglieder umfassen im Wesentlichen geldwerte Vorteile aus der privaten Nutzung von Dienst-Pkw sowie in Einzelfällen im Jahr 2012 die vorübergehende Übernahme von Mieten für Zweitwohnsitze, Umzugskosten und Maklergebühren sowie die damit zusammenhängende Übernahme der Lohnsteuer.

Herr Prof. Dr. Maubach, Frau Stachelhaus und Herr Dr. Schenck sind in beiderseitigem Einvernehmen zum 31. März 2013, 30. Juni 2013 und 30. September 2013 aus dem Vorstand der E.ON SE ausgeschieden. Die Gesellschaft hat mit den drei ausgeschiedenen Vorstandsmitgliedern Aufhebungsverträge geschlossen.

Der Dienstvertrag von Herrn Prof. Dr. Maubach wurde zum 30. September 2013 einvernehmlich beendet. In der Zeit von der Beendigung des Vorstandsamtes bis zur Vertragsbeendigung erhielt Herr Prof. Dr. Maubach dienstvertragliche Bezüge in Höhe von 1.025 T€. Aus Anlass der Vertragsbeendigung und zur Abgeltung der Ansprüche aus seinem Dienstvertrag erhielt Herr Prof. Dr. Maubach einen Betrag in Höhe von 980 T€. Beide Beträge wurden in die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder einbezogen. Mit Herrn Prof. Dr. Maubach wurde eine Wahlmöglichkeit zur außerordentlichen Abrechnung von Performance Rechten der fünften, sechsten und siebten Tranche vereinbart. Herr Prof. Dr. Maubach hat diese Option nach seinem Ausscheiden mit Ablauf des 30. September 2013 wahrgenommen. Der Auszahlungsbetrag ist ebenfalls in den Angaben der Bezüge für ehemalige Vorstandsmitglieder enthalten. Ab dem 1. Januar 2014 hat Herr Prof. Dr. Maubach einen Anspruch auf die Auszahlung im Rahmen seiner Dienstzeit erworbener vertraglicher Versorgungsleistungen (Dritter Pensionsfall).

Der Dienstvertrag mit Frau Stachelhaus wurde zum 30. Juni 2013 einvernehmlich beendet. Zur Abgeltung dienstvertraglicher Ansprüche erhielt Frau Stachelhaus eine Zahlung in Höhe von 910 T€. Die bestehenden Performance-Rechte werden zum jeweiligen Laufzeitende abgerechnet. Nach Beendigung ihres Dienstvertrags hat Frau Stachelhaus im Rahmen eines auf zwei Jahre befristet abgeschlossenen Arbeitsverhältnisses bestimmte Aufgabenstellungen mit personalwirtschaftlichem Schwerpunkt übernommen.

Der Dienstvertrag mit Herrn Dr. Schenck wurde zum 30. September 2013 einvernehmlich beendet. Zur Abgeltung dienstvertraglicher Ansprüche erhielt Herr Dr. Schenck eine Zahlung in Höhe von rund 433 T€. Die bestehenden Performance-Rechte sind mit dem Ausscheiden ersatzlos verfallen.

Im Geschäftsjahr 2013 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern. Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf Seite 210.

Vergütungsausweis nach dem Deutschen Corporate Governance Kodex

Ab dem Geschäftsjahr 2014 empfiehlt der Deutsche Corporate Governance Kodex für börsennotierte Gesellschaften zusätzlich den Ausweis der Vorstandsvergütung in Form einer vorgegebenen Gewährungs- und Zuflusstabelle. Im Vorgriff auf diese Empfehlung stellt die Gesellschaft bereits für das Geschäftsjahr 2013 die künftig zusätzlich anzuwendende Form des Vergütungsausweises am Beispiel des Vorsitzenden des Vorstands dar.

Der in der Gewährungstabelle ausgewiesene Maximalwert stellt die Summe der vertraglichen (Einzel-)Caps für die verschiedenen Vergütungsbestandteile des jeweiligen Vorstandsmitglieds dar. Zusätzlich gilt der im Geschäftsjahr 2013 neu eingeführte und auf Seite 84 beschriebene Gesamt-Cap für die Vorstandsvergütung.

Gewährte Vergütungen				
in €	Dr. Johannes Teyssen Vorsitzender des Vorstands			
	2012	2013	2013 (Min)	2013 (Max)
Festvergütung	1.240.000	1.240.000	1.240.000	1.240.000
Nebenleistungen	26.899	21.458	21.458	21.458
Summe	1.266.899	1.261.458	1.261.458	1.261.458
Einjährige variable Vergütung	1.170.000	1.260.000	-	2.835.000²⁾
Mehrfährige variable Vergütung	2.400.804	2.665.041	-	5.330.082
Mehrfähriger Tantiemeanteil (System bis einschließlich 2012)	630.000	-	-	-
Share Performance Plan 7. Tranche (2012-2015)	1.770.804	-	-	-
Share Matching Plan 1. Tranche (2013-2017)	-	1.860.000	-	3.720.000
Share Matching Plan 2. Tranche (2014-2018) ¹⁾	-	805.041	-	1.610.082
Summe	4.837.703	5.186.499	1.261.458	9.426.540
Versorgungsaufwand (service cost)	531.075	703.332	703.332	703.332
Summe	5.368.778	5.889.831	1.964.790	10.129.872

1) entspricht der LTI-Komponente der Tantieme 2013
2) Die Gesellschaft gewährt ein Drittel der einjährigen variablen Vergütung dem Aktiengesetz entsprechend als mehrjährige Vergütung (LTI-Komponente). Hierfür ist die Zielerreichung auf 150 Prozent begrenzt. Der sich aus einer Zielerreichung von über 150 Prozent ergebende Betrag wird daher als einjährige variable Vergütung gewährt und fließt nicht in die LTI-Komponente. Insgesamt wird der Cap bei der Tantieme in jedem Fall eingehalten.

Zufluss		
in €	Dr. Johannes Teyssen Vorsitzender des Vorstands	
	2012	2013
Festvergütung	1.240.000	1.240.000
Nebenleistungen	26.899	21.458
Summe	1.266.899	1.261.458
Einjährige variable Vergütung	1.504.297	1.610.082
Mehrfährige variable Vergütung	1.170.703	149.657
Mehrfähriger Anteil der Tantieme 2012 (unter Vorbehalt)	1.294.700	-
Endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2010	-123.997	-
Endgültige Abrechnung des mehrjährigen Tantiemeanteils 2011	-	149.657
Share Performance Plan 5. Tranche (2010-2013)	-	-
Sonstiges	-	-
Summe	3.941.899	3.021.197
Versorgungsaufwand (service cost)	531.075	703.332
Summe	4.472.974	3.724.529

Die Bezüge der ehemaligen Vorstandsmitglieder

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 14,5 Mio € (Vorjahr: 9,7 Mio €).

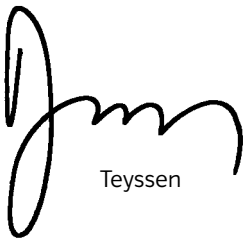
Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 158,0 Mio € (Vorjahr: 154,3 Mio €) zurückgestellt.

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 mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, 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.

Düsseldorf, den 25. Februar 2014

Der Vorstand



Teyssen



Birnbaum



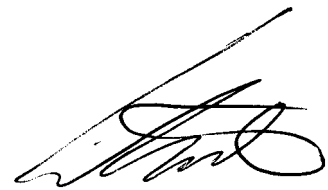
Kildahl



Reutersberg



Schäfer



Winkel

Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die E.ON SE, Düsseldorf

Vermerk zum Konzernabschluss

Wir haben den beigegeführten Konzernabschluss der E.ON SE, Düsseldorf, und ihrer Tochtergesellschaften – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, Kapitalflussrechnung, Entwicklung des Konzerneigenkapitals und Anhang für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2013 bis zum 31. Dezember 2013 – geprüft.

Verantwortung des Vorstands für den Konzernabschluss

Der Vorstand der E.ON SE, Düsseldorf, 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 Prüfungshandlungen, um Prüfungsnachweise für die im Konzernabschluss enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben zu erlangen. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemäßen Ermessen des Abschlussprüfers. Dies schließt die Beurteilung der Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Konzernabschluss ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Abschlussprüfer das interne Kontrollsystem, das relevant ist für die Aufstellung eines Konzernabschlusses, der ein den tatsächlichen 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 Kontrollsystems des Konzerns abzugeben. Eine Abschlussprüfung umfasst auch die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Rechnungslegungsmethoden und der Vertretbarkeit der von dem Vorstand ermittelten geschätzten Werte in der Rechnungslegung sowie die Beurteilung der Gesamtdarstellung des Konzernabschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise 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 gewonnenen 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 beigegeführten Konzernlagebericht der E.ON SE, Düsseldorf, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2013 geprüft. Der Vorstand der E.ON SE, Düsseldorf, 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.

Düsseldorf, den 04. März 2014

PricewaterhouseCoopers
 Aktiengesellschaft
 Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Schwieters
 Wirtschaftsprüfer

Michael Preiß
 Wirtschaftsprüfer

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	2013	2012 ¹⁾
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		124.214	133.997
Strom- und Energiesteuern		-1.764	-1.904
Umsatzerlöse	(5)	122.450	132.093
Bestandsveränderungen		-22	61
Andere aktivierte Eigenleistungen	(6)	375	381
Sonstige betriebliche Erträge	(7)	10.767	10.845
Materialaufwand	(8)	-108.083	-115.285
Personalaufwand	(11)	-4.687	-5.166
Abschreibungen	(14)	-5.273	-5.078
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(7)	-10.138	-13.311
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		-224	137
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern		5.165	4.677
Finanzergebnis	(9)	-1.959	-1.403
<i>Beteiligungsergebnis</i>		4	17
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		583	1.191
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-2.546	-2.611
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(10)	-703	-698
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		2.503	2.576
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten		7	37
Konzernüberschuss		2.510	2.613
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>		2.142	2.189
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		368	424
in €			
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert	(13)		
aus fortgeführten Aktivitäten		1,12	1,13
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,00	0,02
aus Konzernüberschuss		1,12	1,15

1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns		
in Mio €	2013	2012 ¹⁾
Konzernüberschuss	2.510	2.613
Neubewertung von leistungsorientierten Versorgungsplänen	504	-1.869
Neubewertung von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	-12	-
Ertragsteuern	-260	515
Posten, die nicht in den Gewinn und Verlust umgegliedert werden	232	-1.354
Cashflow Hedges	112	-316
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	124	-237
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-12	-79
Weiterveräußerbare Wertpapiere	368	14
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	531	100
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-163	-86
Währungsumrechnungsdifferenz	-1.296	461
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-1.347	506
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	51	-45
At equity bewertete Unternehmen	-972	-14
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-628	-14
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-344	-
Ertragsteuern	-21	77
Posten, die anschließend möglicherweise in den Gewinn oder Verlust umgegliedert werden	-1.809	222
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen	-1.577	-1.132
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)	933	1.481
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>	655	1.083
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	278	398

1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

Bilanz des E.ON-Konzerns – Aktiva				
in Mio €	Anhang	31. Dezember		1. Januar
		2013	2012 ¹⁾	2012 ¹⁾
Goodwill	(14)	12.797	13.440	14.083
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	6.588	6.869	7.372
Sachanlagen	(14)	50.270	54.173	55.869
At equity bewertete Unternehmen	(15)	5.624	4.067	6.325
Sonstige Finanzanlagen	(15)	6.410	6.358	6.812
<i>Beteiligungen</i>		1.966	1.612	1.908
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		4.444	4.746	4.904
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	3.550	3.692	3.619
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	2.016	2.400	2.842
Ertragsteueransprüche	(10)	172	123	147
Aktive latente Steuern	(10)	7.276	5.441	5.142
Langfristige Vermögenswerte		94.703	96.563	102.211
Vorräte	(16)	4.146	4.734	4.828
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	1.609	2.058	1.789
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	20.901	24.354	31.714
Ertragsteueransprüche	(10)	1.021	910	4.680
Liquide Mittel	(18)	7.314	6.546	7.020
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		2.648	3.281	3.079
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		639	449	89
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		4.027	2.816	3.852
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	1.031	5.261	620
Kurzfristige Vermögenswerte		36.022	43.863	50.651
Summe Aktiva		130.725	140.426	152.862

1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

Bilanz des E.ON-Konzerns – Passiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember		1. Januar
		2013	2012 ¹⁾	2012 ¹⁾
Gezeichnetes Kapital	(19)	2.001	2.001	2.001
Kapitalrücklage	(20)	13.733	13.740	13.747
Gewinnrücklagen	(21)	23.053	22.869	23.820
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(22)	-1.833	-147	-277
Eigene Anteile	(19)	-3.484	-3.505	-3.530
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE		33.470	34.958	35.761
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		3.528	4.410	4.484
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-613	-548	-608
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	(23)	2.915	3.862	3.876
Eigenkapital		36.385	38.820	39.637
Finanzverbindlichkeiten	(26)	18.237	21.937	24.029
Betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	5.720	5.655	7.057
Ertragsteuern	(10)	2.317	2.053	3.585
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(24)	3.418	4.945	3.300
Übrige Rückstellungen	(25)	23.470	23.656	22.367
Passive latente Steuern	(10)	7.892	6.781	6.787
Langfristige Schulden		61.054	65.027	67.125
Finanzverbindlichkeiten	(26)	5.023	4.007	5.885
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(26)	21.866	25.935	30.726
Ertragsteuern	(10)	1.718	1.391	4.425
Übrige Rückstellungen	(25)	4.372	4.049	4.958
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	307	1.197	106
Kurzfristige Schulden		33.286	36.579	46.100
Summe Passiva		130.725	140.426	152.862

1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns

in Mio €

2013

2012¹⁾

Konzernüberschuss	2.510	2.613
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-7	-37
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	5.273	5.078
Veränderung der Rückstellungen	1.224	398
Veränderung der latenten Steuern	-738	889
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	792	-407
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-2.042	-504
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-66	-49
<i>Beteiligungen</i>	-1.813	-325
<i>Wertpapiere (>3 Monate)</i>	-163	-130
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-637	778
<i>Vorräte sowie Emissionszertifikate</i>	-208	-158
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	1.358	1.753
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	1.288	8.843
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	-2.268	1.538
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	-807	-11.198
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)²⁾	6.375	8.808
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	7.136	4.418
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	624	464
<i>Beteiligungen</i>	6.512	3.954
Auszahlungen für Investitionen	-8.086	-6.997
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-4.574	-6.379
<i>Beteiligungen</i>	-3.512	-618
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	4.742	5.593
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-4.672	-5.679
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	-195	-353
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.075	-3.018
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen ³⁾	-7	-149
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-2.097	-1.905
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-246	-197
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	1.352	573
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-3.027	-5.170
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-4.025	-6.848
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	1.275	-1.058
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-59	26
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang ⁴⁾	2.823	3.855
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende⁵⁾	4.039	2.823

1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

2) Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow sind in den Textziffern 29 und 33 enthalten.

3) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten.

4) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresanfang umfassen auch die Bestände der im ersten Quartal 2013 abgegangenen Gruppen E.ON Thüringer Energie sowie E.ON Energy from Waste von zusammen 7 Mio €. Im Vorjahr sind Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen E.ON Bulgaria in Höhe von 3 Mio € enthalten.

5) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Jahresende umfassen auch die Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen Pražská plynárenská Gruppe von 12 Mio €. Im Vorjahr sind Bestände der im ersten Quartal 2013 abgegangenen Gruppen E.ON Thüringer Energie sowie E.ON Energy from Waste von zusammen 7 Mio € enthalten.

Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit		
in Mio €	2013	2012
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-972	-530
Gezahlte Zinsen	-1.318	-1.348
Erhaltene Zinsen	543	497
Erhaltene Dividenden	623	614

Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinn- rücklagen	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs- umrechnung	Weiter- veräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
Stand zum 1. Januar 2012	2.001	13.747	23.796	-1.117	895	-55
Anpassung IAS 19R			24			
Stand zum 1. Januar 2012	2.001	13.747	23.820	-1.117	895	-55
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-7				
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-1.905			
Anteilserhöhung			1			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			953	503	-85	-288
<i>Konzernüberschuss</i>			2.189			
<i>Other Comprehensive Income</i>			-1.236	503	-85	-288
<i>Neubewertung von leistungsori- entierten Versorgungsplänen</i>			-1.236			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				503	-85	-288
Stand zum 31. Dezember 2012¹⁾	2.001	13.740	22.869	-614	810	-343
Stand zum 1. Januar 2013¹⁾	2.001	13.740	22.869	-614	810	-343
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-7				
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.097			
Anteilserhöhung			-60			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			2.341	-2.128	391	51
<i>Konzernüberschuss</i>			2.142			
<i>Other Comprehensive Income</i>			199	-2.128	391	51
<i>Neubewertung von leistungsori- entierten Versorgungsplänen</i>			199			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				-2.128	391	51
Stand zum 31. Dezember 2013	2.001	13.733	23.053	-2.742	1.201	-292

1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

	Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherr- schenden Einfluss	Summe
	-3.530	35.737	4.484	-608	3.876	39.613
		24				24
	-3.530	35.761	4.484	-608	3.876	39.637
			-66		-66	-66
25		18				18
			20		20	20
			-16		-16	-16
		-1.905	-196		-196	-2.101
		1	-214		-214	-213
				60	60	60
		1.083	398		398	1.481
		2.189	424		424	2.613
		-1.106	-26		-26	-1.132
		-1.236	-118		-118	-1.354
		130	92		92	222
	-3.505	34.958	4.410	-548	3.862	38.820
	-3.505	34.958	4.410	-548	3.862	38.820
			-944		-944	-944
21		14				14
			41		41	41
			-31		-31	-31
		-2.097	-251		-251	-2.348
		-60	25		25	-35
				-65	-65	-65
		655	278		278	933
		2.142	368		368	2.510
		-1.487	-90		-90	-1.577
		199	33		33	232
		-1.686	-123		-123	-1.809
	-3.484	33.470	3.528	-613	2.915	36.385

(1) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Allgemeine Grundsätze

Dieser Konzernabschluss wird in Anwendung von § 315a Abs. 1 HGB unter Beachtung der International Financial Reporting Standards (IFRS) und Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden und zum 31. Dezember 2013 verpflichtend anzuwenden waren. Zusätzlich dazu wurden die Änderungen zu IAS 36 „Angaben bei Wertminderungen“ vorzeitig freiwillig angewandt.

Grundlagen

Die Aufstellung des Konzernabschlusses für den E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) erfolgt grundsätzlich auf Basis der historischen Kosten, eingeschränkt durch die zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value) bewerteten zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerte (Available-for-Sale) sowie die erfolgswirksam zum Fair Value angesetzten finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten (inklusive derivativer Finanzinstrumente).

Konsolidierungsgrundsätze

In den Konzernabschluss werden die Abschlüsse der E.ON SE und der von ihr beherrschten Unternehmen (Tochterunternehmen) einbezogen. Beherrschung liegt vor, wenn die Gesellschaft die Möglichkeit zur Bestimmung der Finanz- und Geschäftspolitik eines Unternehmens hat, um daraus wirtschaftlichen Nutzen zu ziehen. Darüber hinaus werden Zweckgesellschaften konsolidiert, wenn die wirtschaftliche Betrachtung des Verhältnisses zwischen E.ON und der Zweckgesellschaft zeigt, dass E.ON dieses Unternehmen beherrscht.

Die Ergebnisse der im Laufe des Jahres erworbenen oder veräußerten Tochterunternehmen werden vom Erwerbszeitpunkt an beziehungsweise bis zu ihrem Abgangszeitpunkt in die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung einbezogen.

Sofern erforderlich, werden die Jahresabschlüsse der Tochterunternehmen angepasst, um ihre Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden an die im Konzern angewandten Methoden anzugleichen. Konzerninterne Forderungen, Schulden und Zwischenergebnisse zwischen Konzernunternehmen werden im Rahmen der Konsolidierung eliminiert.

Assoziierte Unternehmen

Ein assoziiertes Unternehmen ist ein Unternehmen, auf welches E.ON durch Mitwirkung an dessen finanz- und geschäftspolitischen Entscheidungsprozessen maßgeblichen Einfluss nehmen kann, wobei weder Beherrschung noch gemeinschaftliche Beherrschung vorliegt. Maßgeblicher Einfluss wird grundsätzlich angenommen, wenn E.ON direkt oder indirekt ein Stimmrechtsanteil von mindestens 20, aber nicht mehr als 50 Prozent zusteht.

Anteile an assoziierten Unternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert. Ebenfalls grundsätzlich nach der Equity-Methode werden Unternehmen bilanziert, für die E.ON trotz Mehrheit der Stimmrechte aufgrund von Beschränkungen in Bezug auf das Vermögen oder die Geschäftsführung keine Beherrschungsmöglichkeit besitzt.

Im Rahmen der Anwendung der Equity-Methode werden die Anschaffungskosten der Beteiligung mit dem auf E.ON entfallenden Anteil der Reinvermögensänderung fortentwickelt. Anteilige Verluste, die den Wert des Beteiligungsanteils des Konzerns an einem assoziierten Unternehmen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung zuzurechnender langfristiger Ausleihungen, übersteigen, werden grundsätzlich nicht erfasst. Ein bilanzierter Goodwill wird im Buchwert des assoziierten Unternehmens ausgewiesen.

Unrealisierte Zwischenergebnisse aus Transaktionen mit assoziierten Unternehmen, die at equity bewertet sind, werden im Rahmen der Konsolidierung anteilig eliminiert, soweit die zugrunde liegenden Sachverhalte wesentlich sind.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfung (Impairment-Test) wird der Buchwert eines at equity bewerteten Unternehmens mit dessen erzielbarem Betrag verglichen. Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, ist eine Wertminderung (Impairment) in Höhe des Differenzbetrags vorzunehmen. Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen sind, erfolgt eine entsprechende erfolgswirksame Zuschreibung.

Die Abschlüsse der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen werden grundsätzlich nach konzerneinheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

Joint Ventures

Gemeinschaftlich geführte Unternehmen (Joint Ventures) werden ebenfalls nach der Equity-Methode bilanziert. Unrealisierte Zwischenergebnisse aus Transaktionen mit Joint Ventures werden im Rahmen der Konsolidierung anteilig eliminiert, soweit die zugrunde liegenden Sachverhalte wesentlich sind.

Unternehmenszusammenschlüsse

Die Bilanzierung von Unternehmenszusammenschlüssen erfolgt nach der Erwerbsmethode, bei der der Kaufpreis dem neu bewerteten anteiligen Netto-Reinvermögen des erworbenen Unternehmens gegenübergestellt wird (Kapitalkonsolidierung). Dabei sind die Wertverhältnisse zum Erwerbszeitpunkt zugrunde zu legen, der dem Zeitpunkt entspricht, zu dem die Beherrschung über das erworbene Unternehmen erlangt wurde. Wertdifferenzen werden in voller Höhe aufgedeckt, das heißt, ansatzfähige Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden des Tochterunternehmens werden unabhängig von vorliegenden Anteilen ohne beherrschenden Einfluss grundsätzlich mit ihren Fair Values in der Konzernbilanz ausgewiesen. Die Fair-Value-Bestimmung für einzelne Vermögenswerte erfolgt zum Beispiel bei marktgängigen Wertpapieren durch Heranziehung veröffentlichter Börsen- oder Marktpreise zum Erwerbszeitpunkt sowie bei Grundstücken, Gebäuden und größeren technischen Anlagen in der Regel anhand unternehmensextern vorgenommener Bewertungsgutachten. Kann auf Börsen- oder Marktpreise nicht zurückgegriffen werden, werden die Fair Values auf Basis der verlässlichsten verfügbaren Informationen ermittelt, die auf Marktpreisen für vergleichbare Vermögenswerte oder auf geeigneten Bewertungsverfahren beruhen. E.ON bestimmt in diesen Fällen den Fair Value mittels der Discounted-Cashflow-Methode auf Basis der erwarteten künftigen Cashflows und der gewichteten Kapitalkosten. Grundsätzlich folgen zur Bestimmung der Cashflows neben der Berücksichtigung der drei Planjahre der Mittelfristplanung zwei zusätzliche Detailplanungsjahre, die unter Verwendung einer aus Branchen- und Unternehmensdaten abgeleiteten Wachstumsrate über die Nutzungsdauer des Vermögenswertes fortgeschrieben werden. Der Abzinsungssatz berücksichtigt die speziellen Risiken der erworbenen Aktivitäten.

Die Bewertung der nicht beherrschenden Anteile erfolgt entweder zu Anschaffungskosten (Partial-Goodwill-Methode) oder zum Fair Value (Full-Goodwill-Methode). Das gegebene Wahlrecht kann einzelfallweise ausgeübt werden. Im E.ON-Konzern wird grundsätzlich die Partial-Goodwill-Methode angewandt.

Transaktionen mit Anteilseignern ohne beherrschenden Einfluss werden als Transaktionen mit Eigenkapitalgebern behandelt. Resultiert aus dem Erwerb weiterer Anteile an einem Tochterunternehmen ein Unterschiedsbetrag zwischen den Anschaffungskosten für diese Anteile und den Buchwerten der erworbenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss, ist dieser vollständig im Eigenkapital zu erfassen.

Gewinne und Verluste aus Verkäufen von Anteilen ohne beherrschenden Einfluss werden, sofern sie nicht zu einem Verlust des beherrschenden Einflusses führen, ebenfalls im Eigenkapital erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte sind separat anzusetzen, wenn sie eindeutig abgrenzbar sind oder ihr Ansatz auf einem vertraglichen oder anderen Recht basiert. Sie sind insoweit nicht im Goodwill enthalten. Rückstellungen für Restrukturierungsmaßnahmen dürfen im Rahmen der Kaufpreisverteilung nicht neu gebildet werden. Ist der gezahlte Kaufpreis höher als das neu bewertete anteilige Netto-Reinvermögen zum Erwerbszeitpunkt, wird der positive Differenzbetrag als Goodwill aktiviert. Ein auf nicht beherrschende Anteile entfallender positiver Unterschiedsbetrag wird grundsätzlich nicht angesetzt. Ein negativer Differenzbetrag wird sofort ergebniswirksam aufgelöst.

Währungsumrechnung

Transaktionen der Gesellschaft, die in einer Fremdwährung erfolgen, werden mit dem Wechselkurs zum Zeitpunkt des Zugangs umgerechnet. Monetäre Posten in Fremdwährung werden zu jedem Bilanzstichtag mit dem dann geltenden Wechselkurs umgerechnet; dabei entstehende Umrechnungsdifferenzen werden ebenso wie die Effekte bei Realisierung ergebniswirksam erfasst und in den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus der Umrechnung von originären Finanzinstrumenten, die zur Währungsabsicherung der Netto-Aktiva von Fremdwährungsbeteiligungen eingesetzt sind, werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income erfasst. Der ineffektive Anteil der Absicherung wird sofort ergebniswirksam erfasst.

Die funktionale Währung der E.ON SE sowie die Berichtswährung des Konzerns ist der Euro. Die Vermögens- und Schuldposten der ausländischen Tochterunternehmen der Gesellschaft mit einer anderen funktionalen Währung als dem Euro werden zu den am Bilanzstichtag geltenden Mittelkursen umgerechnet, während die entsprechenden Posten der Gewinn- und Verlustrechnung zu Jahresdurchschnittskursen umgerechnet werden. Wesentliche Geschäftsvorfälle ausländischer Konzerngesellschaften mit abweichender funktionaler Währung werden zum jeweiligen Transaktionskurs umgerechnet. Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung der Vermögens- und Schuldposten gegenüber der Umrechnung des Vorjahres sowie Umrechnungsdifferenzen zwischen der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz werden ergebnisneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income gesondert ausgewiesen.

Umrechnungseffekte, die auf die Anschaffungskosten von als weiterveräußerbare Wertpapiere klassifizierten monetären Finanzinstrumenten entfallen, sind erfolgswirksam zu erfassen. Auf die Fair-Value-Anpassungen monetärer Finanzinstrumente entfallende Umrechnungseffekte sowie Währungsumrechnungseffekte für nicht monetäre, als weiterveräußerbare klassifizierte Finanzinstrumente werden erfolgsneutral innerhalb des Eigenkapitals als Bestandteil des Other Comprehensive Income erfasst.

Der Devisenverkehr aus der Russischen Föderation kann im Einzelfall Beschränkungen unterliegen. Der brasilianische Real ist nicht frei konvertierbar.

Die Wechselkurse wesentlicher Währungen von Ländern, die nicht an der Europäischen Währungsunion teilnehmen, haben sich wie folgt entwickelt:

Währungen		1 €, Mittelkurs zum Stichtag		1 €, Jahresdurchschnittskurs	
	ISO-Code	2013	2012	2013	2012
Britisches Pfund	GBP	0,83	0,82	0,85	0,81
Brasilianischer Real	BRL	3,26	2,70	2,87	2,51
Norwegische Krone	NOK	8,36	7,35	7,81	7,48
Russischer Rubel	RUB	45,32	40,33	42,23	39,93
Schwedische Krone	SEK	8,86	8,58	8,65	8,70
Türkische Lira	TRY	2,96	2,36	2,53	2,31
Ungarischer Forint	HUF	297,04	292,30	296,87	289,25
US-Dollar	USD	1,38	1,32	1,33	1,28

Ertragsrealisierung

a) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Kunden beziehungsweise Erwerber. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen die mit dem Eigentum verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist. Die Umsatzerlöse für Güter beziehungsweise Dienstleistungen bemessen sich nach dem Fair Value der erhaltenen oder zu erhaltenden Gegenleistung. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider.

Umsatzerlöse werden ohne Umsatzsteuer, Retouren, Rabatte und Preisnachlässe und nach Eliminierung konzerninterner Verkäufe ausgewiesen.

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten. In diesem Posten werden auch Erlöse aus der Verteilung von Strom und Gas, aus Lieferungen von Dampf, Wärme und Wasser sowie aus dem Eigenhandel ausgewiesen.

b) Zinserträge

Zinserträge werden zeitanteilig unter Anwendung der Effektivzinsmethode erfasst.

c) Dividendenerträge

Dividendenerträge werden zu dem Zeitpunkt erfasst, in dem das Recht auf den Empfang der Zahlung entsteht.

Strom- und Energiesteuern

Die Stromsteuer entsteht bei Stromlieferungen an Endverbraucher und weist einen pro Kilowattstunde (kWh) fixen, nach Abnehmergruppen differenzierten Tarif auf. Die geleisteten Strom- und Energiesteuern werden offen von den Umsatzerlösen abgesetzt, sofern die Strom- und Energiesteuer mit der Abnahme der Energie durch den Endverbraucher entsteht.

Verkäufe von Anteilen an Beteiligungen

Führt die Ausgabe von Anteilen von Tochterunternehmen oder assoziierten Unternehmen an Konzernfremde zu einer Reduzierung des prozentualen Anteilsbesitzes von E.ON an diesen Beteiligungen (Verwässerung) und dadurch zu einem Verlust des beherrschenden, gemeinschaftlichen beziehungsweise des maßgeblichen Einflusses, so werden Gewinne und Verluste aus diesen Verwässerungstransaktionen erfolgswirksam unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst.

Ergebnis je Aktie

Das Basis-Ergebnis (unverwässertes Ergebnis) je Aktie ergibt sich aus der Division des den Gesellschaftern des Mutterunternehmens zustehenden Konzernüberschusses durch die gewogene durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Stammaktien. Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht bei E.ON der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

Goodwill und immaterielle Vermögenswerte Goodwill

Nach IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“ (IFRS 3) unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich einer Werthaltigkeitsprüfung auf der Betrachtungsebene zahlungsmittelgenerierender Einheiten (Cash Generating Units) unterzogen. Bei Eintritt besonderer Ereignisse, die dazu führen können, dass der Buchwert einer Cash Generating Unit nicht mehr durch den erzielbaren Betrag gedeckt ist, ist auch unterjährig ein Impairment-Test durchzuführen.

Die Zuordnung von neu entstandenem Goodwill erfolgt jeweils zu den Cash Generating Units, von denen erwartet wird, dass sie aus dem Zusammenschluss Nutzen ziehen. Die Cash Generating Units, denen Goodwill zugeordnet ist, entsprechen grundsätzlich den operativen Segmenten, da Goodwill lediglich auf dieser Ebene gesteuert wird. Die Goodwill-Impairment-Tests werden, von Ausnahmen abgesehen, in Euro durchgeführt, wobei der zugrunde liegende Goodwill stets in funktionaler Währung geführt wird.

Die Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills erfolgt, indem der erzielbare Betrag einer Cash Generating Unit mit ihrem Buchwert einschließlich Goodwill verglichen wird. Der erzielbare Betrag ist der höhere der beiden Werte aus Fair Value abzüglich Veräußerungskosten der Cash Generating Unit und deren Nutzungswert. E.ON ermittelt zur Bestimmung des erzielbaren Betrags einer Cash Generating Unit zunächst den Fair Value

(abzüglich Veräußerungskosten) mittels allgemein anerkannter Bewertungsverfahren. Die Basis hierfür ist die Mittelfristplanung der jeweiligen Cash Generating Unit. Die Bewertung erfolgt anhand von Discounted-Cashflow-Berechnungen und wird, sofern verfügbar, mittels geeigneter Multiplikatoren plausibilisiert. Zudem werden – sofern vorhanden – Markttransaktionen oder Bewertungen Dritter für ähnliche Vermögenswerte berücksichtigt. Bei Bedarf wird zudem eine Berechnung des Nutzungswerts durchgeführt. In Abgrenzung zur Ermittlung des Fair Values erfolgt die Berechnung des Nutzungswerts aus der Sichtweise des Managements. In Einklang mit IAS 36 „Wertminderung von Vermögenswerten“ (IAS 36) wird außerdem sichergestellt, dass insbesondere Restrukturierungsaufwendungen sowie Erst- und Erweiterungsinvestitionen (sofern diese noch nicht begonnen wurden) nicht in die Bewertung einbezogen werden.

Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, so ist auf den dieser Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill eine Wertminderung in Höhe des Differenzbetrags zu erfassen.

Übersteigt der identifizierte Abwertungsbedarf den der Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill, sind die übrigen Vermögenswerte der Einheit im Verhältnis ihrer Buchwerte abzuschreiben. Eine Abstockung einzelner Vermögenswerte darf lediglich dann vorgenommen werden, wenn hierdurch der jeweilige Buchwert den höheren der folgenden Werte nicht unterschreiten würde:

- den Fair Value abzüglich Veräußerungskosten,
- den Nutzungswert oder
- den Wert null.

Der Betrag des Wertminderungsaufwands, der in diesem Fall dem Vermögenswert darüber hinaus zugeordnet worden wäre, ist anteilig auf die anderen Vermögenswerte der Einheit zu verteilen.

Die jährliche Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills auf Ebene der Cash Generating Units erfolgt bei E.ON jeweils im vierten Quartal eines Geschäftsjahres.

Im Posten Abschreibungen erfasste Wertminderungen, die auf den Goodwill einer Cash Generating Unit vorgenommen werden, dürfen in späteren Perioden nicht rückgängig gemacht werden.

Immaterielle Vermögenswerte

Gemäß IAS 38 „Immaterielle Vermögenswerte“ (IAS 38) werden immaterielle Vermögenswerte über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben, es sei denn, ihre Nutzungsdauer wird als unbestimmbar klassifiziert. Bei der Klassifizierung werden unter anderem Faktoren wie typische Produktlebenszyklen und rechtliche oder ähnliche Beschränkungen berücksichtigt.

Erworbene immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden in die Kategorien marketingbezogen, kundenbezogen, vertraglich bedingt und technologiebezogen eingeteilt. Die selbst erstellten immateriellen Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer stehen im Zusammenhang mit Software. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer abgeschrieben. Diese beträgt bei den Kategorien marketingbezogene, kundenbezogene und vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte grundsätzlich 5 bis 25 Jahre. Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte werden grundsätzlich über eine Nutzungsdauer von 3 bis 5 Jahren abgeschrieben. Zu dieser Kategorie zählt insbesondere Software. Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte werden im Einklang mit den in den Verträgen fixierten Regelungen planmäßig abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden unterliegen einer jährlichen Überprüfung. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte.

Immaterielle Vermögenswerte mit einer unbestimmbaren Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und jährlich – beziehungsweise im Falle von Ereignissen, die auf eine Wertminderung hindeuten können, auch unterjährig – auf ihre Werthaltigkeit überprüft. Zudem erfolgt eine jährliche Überprüfung, ob die Einschätzung einer unbestimmbaren Nutzungsdauer aufrechtzuerhalten ist.

In Übereinstimmung mit IAS 36 wird der Buchwert eines immateriellen Vermögenswertes mit bestimmbarer wie unbestimmbarer Nutzungsdauer mit dessen erzielbarem Betrag, der dem höheren Betrag aus dem Nutzungswert des Vermögenswertes und dem Fair Value abzüglich Veräußerungskosten entspricht, verglichen. Überschreitet der Buchwert den korrespondierenden erzielbaren Betrag, so wird eine Wertminderung in Höhe des Unterschiedsbetrags zwischen Buchwert und erzielbarem Betrag im Posten Abschreibungen erfasst.

Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen sind, werden immaterielle Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben. Der im Rahmen einer Wertaufholung zu erhöhende Buchwert eines immateriellen Vermögenswertes mit bestimmbarer Nutzungsdauer darf den Buchwert, der sich durch planmäßige Abschreibung ohne die Berücksichtigung von zuvor erfassten Wertminderungen in der Periode ergeben hätte, nicht übersteigen.

Sofern kein erzielbarer Betrag für einen einzelnen immateriellen Vermögenswert ermittelt werden kann, wird der erzielbare Betrag für die kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten (Cash Generating Unit) bestimmt, der dieser immaterielle Vermögenswert zugeordnet werden kann. Bezüglich weiterer Informationen zu Goodwill und immateriellen Vermögenswerten wird auf Textziffer 14 verwiesen.

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung müssen nach IFRS in Forschungs- und Entwicklungsphase aufgeteilt werden. Während Forschungsaufwendungen sofort erfolgswirksam erfasst werden, sind Entwicklungsaufwendungen bei Vorliegen der in IAS 38 genannten allgemeinen Ansatzkriterien für einen immateriellen Vermögenswert sowie weiterer spezieller Voraussetzungen zu aktivieren. In den Geschäftsjahren 2013 und 2012 waren diese Kriterien – mit Ausnahme von selbst erstellter Software – nicht erfüllt.

Emissionsrechte

Nach IFRS werden Emissionsrechte, die im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionsrechtssystemen zur Erfüllung der Abgabeverpflichtungen gehalten werden, als immaterielle Vermögenswerte ausgewiesen. Da Emissionsrechte keiner planmäßigen Abnutzung im Rahmen des Produktionsprozesses unterliegen, erfolgt der Ausweis unter den immateriellen Vermögenswerten mit unbestimmbarer Nutzungsdauer. Die Emissionsrechte werden im Zeitpunkt des Erwerbs mit den Anschaffungskosten aktiviert.

Getätigte Emissionen werden durch Bildung einer Rückstellung zum Buchwert der gehaltenen Emissionsrechte beziehungsweise bei Unterdeckung zum aktuellen Fair Value der Emissionsrechte berücksichtigt. Die Aufwendungen für die Bildung der Rückstellung werden im Materialaufwand ausgewiesen.

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit werden Emissionsrechte in geringem Umfang zu Eigenhandelszwecken gehalten. Emissionsrechte des Eigenhandelsbestands werden unter den sonstigen betrieblichen Vermögenswerten mit den Anschaffungskosten oder dem niedrigeren Fair Value angesetzt.

Sachanlagen

Sachanlagen sind mit ihren Anschaffungs- oder Herstellungskosten einschließlich aktivierungspflichtiger Stilllegungskosten bewertet und werden entsprechend der voraussichtlichen Nutzungsdauer der Komponenten grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf besser gerecht wird. Die Nutzungsdauern der wesentlichen Komponenten werden nachfolgend dargestellt:

Sachanlagen werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte. In einem solchen Fall erfolgt die Werthaltigkeitsprüfung nach IAS 36 entsprechend den für immaterielle Vermögenswerte erläuterten Grundsätzen. Sofern eine Wertminderung vorzunehmen ist, wird die Restnutzungsdauer gegebenenfalls entsprechend angepasst. Sind die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen, werden diese Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben, wobei diese Wertaufholung nicht den Buchwert übersteigen darf, der sich ergeben hätte, wenn in den früheren Perioden keine Wertminderung erfasst worden wäre.

Investitionszulagen oder -zuschüsse mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt.

Nachträgliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten, zum Beispiel aufgrund von Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen, werden nur dann als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Vermögenswerts oder – sofern einschlägig – als separater Vermögenswert erfasst, wenn es wahrscheinlich ist, dass daraus dem Konzern zukünftig wirtschaftlicher Nutzen zufließen wird und die Kosten des Vermögenswerts zuverlässig ermittelt werden können.

Aufwendungen für Reparaturen und Wartungen, die keine wesentliche Ersatzinvestition darstellen, werden in dem Geschäftsjahr aufwandswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in dem sie angefallen sind.

Nutzungsdauern der Sachanlagen	
Gebäude	10 bis 50 Jahre
Technische Anlagen und Maschinen	10 bis 65 Jahre
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3 bis 25 Jahre

Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen

Die Explorations- und Feldesentwicklungs-Ausgaben werden nach der sogenannten „Successful Efforts Method“ bilanziert. Im Einklang mit IFRS 6 „Exploration und Evaluierung von mineralischen Ressourcen“ (IFRS 6) werden die Ausgaben für Explorationsbohrungen, deren Ergebnis noch nicht endgültig feststeht, zunächst grundsätzlich als immaterieller Vermögenswert aktiviert.

Beim Nachweis von Öl- und/oder Gasreserven und genehmigter Feldesentwicklung werden die betreffenden Ausgaben in das Sachanlagevermögen umgebucht. Die Sachanlagen werden entsprechend der Produktionsmenge abgeschrieben. Für die wirtschaftlich nicht fündigen Bohrungen werden die zuvor aktivierten Ausgaben der Bohrungen sofort als Aufwand erfasst. Andere aktivierte Ausgaben werden ebenfalls abgeschrieben, sobald keine entwickelbaren Reserven nachgewiesen werden konnten. Sonstige Aufwendungen für geologische und geophysikalische Arbeiten (Seismik) und Lizenzgebühren werden sofort ergebniswirksam erfasst.

Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten, die im Zusammenhang mit dem Erwerb oder der Herstellung sogenannter qualifizierter Vermögenswerte vom Zeitpunkt der Anschaffung beziehungsweise ab Beginn der Herstellung bis zur Inbetriebnahme entstehen, werden aktiviert und anschließend mit dem betreffenden Vermögenswert abgeschrieben. Bei einer spezifischen Fremdfinanzierung werden die jeweiligen Fremdkapitalkosten, die in der Periode für diese Finanzierung entstanden sind, berücksichtigt. Bei nicht spezifischer Finanzierung wurde ein konzern-einheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 5,25 Prozent für 2013 (2012: 5,0 Prozent) zugrunde gelegt. Andere Fremdkapitalkosten werden aufwandswirksam gebucht.

Zuwendungen der öffentlichen Hand

Investitionszulagen oder -zuschüsse der öffentlichen Hand mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt. Sie werden auf linearer Basis über die erwartete Nutzungsdauer der zugehörigen Vermögenswerte erfolgswirksam aufgelöst.

Zuwendungen der öffentlichen Hand werden dann zum Fair Value erfasst, wenn mit großer Sicherheit davon auszugehen ist, dass die Zuwendung erfolgen wird und der Konzern die notwendigen Bedingungen für den Erhalt der Zuwendung erfüllt.

Öffentliche Zuwendungen für Kosten werden über den Zeitraum ertragswirksam gebucht, in dem die entsprechenden Kosten, für deren Kompensation sie gewährt wurden, anfallen.

Leasing

Leasing-Transaktionen werden in Einklang mit IAS 17 „Leasingverhältnisse“ (IAS 17) entsprechend den vertraglichen Regelungen und den daraus resultierenden Chancen und Risiken klassifiziert. Zudem konkretisiert IFRIC 4 „Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“ (IFRIC 4) die Kriterien für eine Einstufung von Vereinbarungen über die Nutzung von Vermögenswerten als Leasing. Bei kumulativer Erfüllung der Kriterien in IFRIC 4 können auch Bezugs- beziehungsweise Lieferverträge im Strom- und Gasbereich sowie bestimmte Nutzungsrechte als Leasing zu klassifizieren sein. E.ON schließt Verträge sowohl als Leasinggeber als auch als Leasingnehmer ab.

Transaktionen, bei denen E.ON als Leasingnehmer involviert ist, werden in Finanzierungsleasing- und Operating-Leasing-Verhältnisse (Operating Lease) unterschieden. Sind die wesentlichen Chancen und Risiken und somit das wirtschaftliche Eigentum der Gesellschaft zuzurechnen, werden solche Transaktionen als Finanzierungsleasing erfasst und das Leasingobjekt einschließlich der Verbindlichkeit in gleicher Höhe bei der Gesellschaft bilanziert.

Der Ansatz erfolgt zu Beginn der Laufzeit des Leasingverhältnisses mit dem niedrigeren Wert aus dem Fair Value des Leasingobjekts und dem Barwert der Mindestleasingzahlungen.

Das Leasingobjekt wird über die wirtschaftliche Nutzungsdauer beziehungsweise die kürzere Laufzeit des Leasingverhältnisses abgeschrieben. Die Verbindlichkeit wird in den Folgeperioden nach der Effektivzinsmethode fortentwickelt.

Alle übrigen Leasinggeschäfte, bei denen E.ON als Leasingnehmer auftritt, werden als Operating Lease behandelt; die Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst.

Leasing-Transaktionen, bei denen E.ON Leasinggeber ist und die wesentlichen Chancen und Risiken aus der Nutzung des Leasingobjektes auf den Vertragspartner übertragen werden, sind als Finanzierungsleasing erfasst. Der Barwert der ausstehenden Mindestleasingzahlungen wird als Forderung bilan-

ziert. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistungen beziehungsweise Zinsertrag behandelt. Die Erträge werden über die Laufzeit des Leasingverhältnisses nach der Effektivzinsmethode erfasst.

Alle übrigen Leasing-Transaktionen, bei denen E.ON als Leasinggeber auftritt, werden als Operating Lease behandelt; das Leasingobjekt bleibt bei E.ON bilanziert, und die Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.

Finanzinstrumente

Originäre Finanzinstrumente

Originäre Finanzinstrumente werden bei Zugang zum Fair Value am Erfüllungstag unter Berücksichtigung der Transaktionskosten bilanziert. Nach IFRS 13 „Bewertung zum beizulegenden Zeitwert“ (IFRS 13) ist der beizulegende Zeitwert als der Preis definiert, der beim Verkauf eines Vermögenswertes oder der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion am Bewertungsstichtag zwischen unabhängigen Marktteilnehmern gezahlt würde (Exit Price). Die Bewertungsmethoden werden entsprechend der Fair-Value-Hierarchie gemäß IFRS 13 aufgliedert.

Nicht konsolidierte Beteiligungen werden ebenso wie die Wertpapiere in Übereinstimmung mit IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ (IAS 39) bewertet. E.ON kategorisiert finanzielle Vermögenswerte als zu Handelszwecken gehalten (Held-for-Trading), als weiterveräußerbare Wertpapiere (Available-for-Sale) sowie als Ausleihungen und Forderungen (Loans and Receivables). Das Management bestimmt die Kategorisierung der finanziellen Vermögenswerte beim erstmaligen Ansatz.

Die als weiterveräußerbar kategorisierten Wertpapiere werden fortlaufend zum Fair Value bilanziert. Daraus resultierende unrealisierte Gewinne und Verluste werden nach Abzug von latenten Steuern bis zur Realisierung als Eigenkapitalbestandteil (Other Comprehensive Income) ausgewiesen. Realisierte Gewinne und Verluste werden auf Basis von einzelnen Transaktionen ermittelt. Liegen objektive Hinweise für eine Wertminderung vor, werden zuvor im Other Comprehensive Income ausgewiesene Verluste im Finanzergebnis erfasst. Bei der Einschätzung einer möglichen Wertminderung berücksichtigt E.ON alle verfügbaren Informationen, wie Marktbedingungen, Dauer und Ausmaß des Wertrückgangs. Liegt der Wert der als weiterveräußerbar klassifizierten Eigenkapitalinstrumente und ähnlicher langfristiger Investitionen zum Bilanzstichtag mindestens 20 Prozent unterhalb der Anschaffungskosten oder liegt der Wert seit mehr als zwölf Monaten durchschnittlich mindestens 10 Prozent unterhalb der Anschaffungskosten,

ist dies ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung. Für Fremdkapitalinstrumente wird ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung grundsätzlich angenommen, wenn sich das Rating von Investment-Grade zu Non-Investment-Grade verschlechtert hat. Wertaufholungen auf Eigenkapitalinstrumente werden ausschließlich erfolgsneutral vorgenommen, für Fremdkapitalinstrumente hingegen erfolgswirksam.

Ausleihungen und Forderungen (einschließlich der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) sind originäre finanzielle Vermögenswerte mit fixen beziehungsweise bestimmbar Zahlungen, die nicht an einem aktiven Markt notiert sind. Ausleihungen und Forderungen werden unter den Forderungen und sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sie werden im Rahmen der Folgebewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen.

Originäre finanzielle Verbindlichkeiten (einschließlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen) im Anwendungsbereich des IAS 39 werden zu fortgeführten Anschaffungskosten (Amortized Cost) unter Anwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Die Erstbewertung erfolgt zum Fair Value unter Einbeziehung von Transaktionskosten. In der Folgebewertung wird der Restbuchwert um die bis zur Fälligkeit verbleibenden Agio-Zuschreibungen und Disagio-Abschreibungen angepasst. Das Agio beziehungsweise Disagio wird über die Laufzeit im Finanzergebnis erfasst.

Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Derivative Finanzinstrumente und trennungspflichtige eingebettete derivative Finanzinstrumente werden sowohl bei erstmaliger Bilanzierung als auch in Folgeperioden zum Fair Value am Handelstag bewertet. Sie sind gemäß IAS 39 zwingend als Held-for-Trading zu kategorisieren, soweit sie nicht Bestandteil einer Sicherungsbeziehung (Hedge Accounting) sind. Gewinne und Verluste aus Fair-Value-Schwankungen werden sofort ergebniswirksam erfasst.

Im Wesentlichen werden Termingeschäfte und Zins-/Währungsswaps im Devisenbereich sowie Zinsswaps und -optionen im Zinsbereich eingesetzt. Die eingesetzten Instrumente im Commodity-Bereich umfassen sowohl physisch als auch durch Zahlung zu erfüllende strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Optionen und Termingeschäfte. Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit werden Derivate im Commodity-Bereich auch zu Eigenhandelszwecken erworben.

Im Rahmen der Fair-Value-Bewertung nach IFRS 13 wird für derivative Finanzinstrumente auch das Kontrahentenausfallrisiko berücksichtigt. Dieses Risiko ermittelt E.ON, auf Basis einer Portfoliobewertung in einem bilateralen Ansatz, sowohl für das eigene Kreditrisiko (Debt Value Adjustment) als auch für das Risiko der entsprechenden Gegenpartei (Credit Value Adjustment). Die Zuordnung der ermittelten Kontrahentenausfallrisiken für die einzelnen Finanzinstrumente erfolgt nach der relativen Fair-Value-Methode auf Nettobasis.

Die Anforderungen gemäß IAS 39 an das Hedge Accounting umfassen insbesondere die Dokumentation der Sicherungsbeziehung zwischen Grund- und Sicherungsgeschäft, die Sicherungsstrategie sowie die regelmäßige retrospektive und prospektive Effektivitätsmessung. Bei der Beurteilung der Effektivität werden sämtliche Bestandteile der Fair-Value-Veränderungen von Derivaten berücksichtigt. Das Hedge Accounting wird als effektiv angesehen, wenn sich die Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments in einer Bandbreite von 80 bis 125 Prozent der gegenläufigen Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts bewegt.

Im Rahmen von Fair Value Hedge Accounting wird neben der Fair-Value-Veränderung des Derivats auch die gegenläufige Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts, soweit sie auf das gesicherte Risiko entfällt, erfolgswirksam erfasst. Wird ein derivatives Finanzinstrument nach IAS 39 als Sicherungsgeschäft in einem Cashflow Hedge eingesetzt, wird der effektive Teil der Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income ausgewiesen. Eine Umbuchung in die Gewinn- und Verlustrechnung wird in der Periode vorgenommen, in der die Cashflows des Grundgeschäfts erfolgswirksam werden. Entfällt das gesicherte Grundgeschäft, wird das Sicherungsergebnis sofort erfolgswirksam reklassifiziert. Der ineffektive Anteil der Fair-Value-Veränderung eines Sicherungsgeschäfts, für das ein Cashflow Hedge gebildet wurde, wird sofort im erforderlichen Umfang erfolgswirksam erfasst. Zur Sicherung von Währungsrisiken der Netto-Aktiva einer ausländischen Beteiligung (Hedge of a Net Investment) werden sowohl derivative als auch nicht derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Die Effekte aus Fair-Value-Veränderungen beziehungsweise Stichtagsumrechnung dieser Instrumente werden gesondert im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income unter dem Posten Differenz aus der Währungsumrechnung erfasst.

Fair-Value-Änderungen, die erfolgswirksam erfasst werden müssen, werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen. Ergebnisse aus Zinsderivaten werden je Vertrag saldiert im Zinsergebnis ausgewiesen. Die

Ergebnisse aus derivativen Eigenhandelsinstrumenten werden saldiert unter den Umsatzerlösen oder dem Materialaufwand ausgewiesen. In diesen Posten sind auch bestimmte realisierte Erfolgskomponenten, wenn sie mit dem Absatz von Produkten in Beziehung stehen, enthalten.

Unrealisierte Gewinne und Verluste, die sich bei der Zugangsbewertung eines Derivats bei Vertragsabschluss ergeben, werden nicht erfolgswirksam erfasst. Diese Gewinne und Verluste werden abgegrenzt und systematisch über die Laufzeit des Derivats erfolgswirksam aufgelöst. Eine Ausnahme von der erfolgsneutralen Abgrenzung besteht, sofern die Zugangsbewertung durch Marktpreise in einem aktiven Markt gestützt, durch einen Vergleich mit anderen beobachtbaren zeitnahen Transaktionen verifiziert oder durch eine Bewertungstechnik, die nur auf beobachtbaren Marktdaten beruht, ermittelt wurde. In diesem Fall wird das Ergebnis der Zugangsbewertung erfolgswirksam erfasst.

Verträge, die für die Zwecke des Empfangs oder der Lieferung nicht finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf von E.ON abgeschlossen und in diesem Sinne gehalten werden, qualifizieren als Eigenverbrauchsverträge. Sie werden nicht als derivative Finanzinstrumente zum Fair Value gemäß IAS 39, sondern als schwebende Geschäfte gemäß den Regelungen des IAS 37 bilanziert.

IFRS 7 „Finanzinstrumente: Anhangangaben“ (IFRS 7) sowie IFRS 13 fordern umfangreiche qualitative und quantitative Angaben über das Ausmaß von Risiken aus Finanzinstrumenten. Weitere Informationen zu den Finanzinstrumenten sind in den Textziffern 30 und 31 zu finden.

Vorräte

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten beziehungsweise zum niedrigeren Netto-Veräußerungswert. Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Bestandteile der Herstellungskosten sind neben dem Fertigungsmaterial und den Fertigungslöhnen anteilige Material- und Fertigungsgemeinkosten unter Annahme einer Normalauslastung. Aufwendungen der allgemeinen Verwaltung werden nicht aktiviert. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertberichtigungen auf den Netto-Veräußerungswert berücksichtigt.

Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Forderungen und sonstige Vermögenswerte werden anfänglich zum Fair Value angesetzt, der im Regelfall dem Nominalbetrag entspricht. In der Folge werden sie zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Verwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen, die im ausgewiesenen Netto-Buchwert enthalten sind. Ist der Ausfall eines bestimmten Anteils des gesamten Forderungsbestands wahrscheinlich, werden Wertberichtigungen in dem Umfang vorgenommen, der dem erwarteten Nutzenausfall entspricht.

Liquide Mittel

Die liquiden Mittel enthalten Schecks, Kassen- und Bankguthaben sowie kurzfristige weiterveräußerbare Wertpapiere. Bankguthaben und kurzfristige weiterveräußerbare Wertpapiere mit einer ursprünglichen Laufzeit von mehr als drei Monaten werden unter den Wertpapieren und Festgeldanlagen ausgewiesen. Die liquiden Mittel mit einer originären Laufzeit von weniger als drei Monaten werden den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten zugeordnet, soweit sie keiner Verfügungsbeschränkung unterliegen.

Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen und deren Laufzeit mehr als zwölf Monate beträgt, werden unter den Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerten ausgewiesen.

Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und damit verbundene Schulden

Ein Ausweis erfolgt in diesen Posten, wenn einzelne langfristige Vermögenswerte oder Gruppen von Vermögenswerten und gegebenenfalls direkt zurechenbaren Schuldposten (Disposal Groups) vorliegen, die in ihrem jetzigen Zustand veräußert werden können und deren Veräußerung hinreichend wahrscheinlich ist. Voraussetzung für das Vorliegen einer Disposal Group ist, dass die Vermögenswerte und Schulden in einer einzigen Transaktion oder im Rahmen eines Gesamtplans zur Veräußerung bestimmt sind.

Bei einer nicht fortgeführten Aktivität (Discontinued Operation) handelt es sich um einen Geschäftsbereich (Component of an Entity), der entweder zur Veräußerung bestimmt oder bereits veräußert worden ist und sowohl aus betrieblicher Sicht als auch für Zwecke der Finanzberichterstattung eindeutig von den übrigen Unternehmensaktivitäten abgegrenzt werden kann. Außerdem muss der als nicht fortgeführte Aktivität qualifizierte Geschäftsbereich einen gesonderten wesentlichen Geschäftszweig (Major Business Line) oder einen bestimmten geografischen Geschäftsbereich des Konzerns repräsentieren.

Auf langfristige Vermögenswerte, die einzeln oder zusammen in einer Disposal Group zur Veräußerung bestimmt sind oder die zu einer nicht fortgeführten Aktivität gehören, werden keine planmäßigen Abschreibungen mehr vorgenommen. Sie werden zum niedrigeren Wert aus Buchwert und Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten angesetzt. Liegt der Fair Value unter dem Buchwert, erfolgt eine Wertminderung.

Das Ergebnis aus der Bewertung von zur Veräußerung vorgesehenen Geschäftsbereichen zum Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten sowie die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung nicht fortgeführter Aktivitäten werden ebenso wie das Ergebnis aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit dieser Geschäftsbereiche in der Gewinn- und Verlustrechnung des Konzerns gesondert als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Die Vorjahreswerte der Gewinn- und Verlustrechnung werden entsprechend angepasst. Der Ausweis der betreffenden Vermögenswerte und Schulden erfolgt in einem separaten Bilanzposten. In der Kapitalflussrechnung werden die Zahlungsströme nicht fortgeführter Aktivitäten separat ausgewiesen und die Vorjahreswerte entsprechend angepasst. Eine Anpassung der Bilanz des Vorjahres erfolgt hingegen nicht.

Eigenkapitalinstrumente

In Abgrenzung zum Fremdkapital ist Eigenkapital nach IFRS definiert als Residualanspruch an den Vermögenswerten des Konzerns nach Abzug aller Schulden. Das Eigenkapital ergibt sich somit als Restgröße aus den Vermögenswerten und Schulden.

E.ON ist Kaufverpflichtungen gegenüber Anteilseignern ohne beherrschenden Einfluss von Tochterunternehmen eingegangen. Durch diese Vereinbarungen erhalten die Aktionäre ohne beherrschenden Einfluss das Recht, ihre Anteile zu vorher festgelegten Bedingungen anzudienen. Keine der Vertragsgestaltungen führt dazu, dass die wesentlichen Chancen und Risiken zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses auf E.ON übergegangen sind. IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“

(IAS 32) sieht in diesem Fall vor, dass eine Verbindlichkeit in Höhe des Barwertes des zukünftigen wahrscheinlichen Ausübungspreises zu bilanzieren ist. Dieser Betrag wird aus einem separaten Posten innerhalb der Anteile ohne beherrschenden Einfluss umgegliedert und gesondert als Verbindlichkeit ausgewiesen. Die Umgliederung erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Ausübung. Die Aufzinsung der Verbindlichkeit wird im Zinsaufwand erfasst. Läuft eine Kaufverpflichtung unausgeübt aus, wird die Verbindlichkeit in die Anteile ohne beherrschenden Einfluss zurückgegliedert. Ein etwaiger Differenzbetrag zwischen Verbindlichkeiten und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss wird direkt im Eigenkapital erfasst.

Sofern Gesellschafter ein gesetzliches, nicht ausschließbares Kündigungsrecht besitzen (zum Beispiel bei deutschen Personengesellschaften), bedingt dieses Kündigungsrecht nach IAS 32 einen Verbindlichkeitsausweis der im Konzern vorhandenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss an den betroffenen Unternehmen. Die Verbindlichkeit wird zum Barwert des vermutlichen Abfindungsbetrages bei einer eventuellen Kündigung ausgewiesen. Der Ansatz erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Kündigung. Wertänderungen der Verbindlichkeit werden im sonstigen betrieblichen Ergebnis gezeigt. Aufzinsungseffekte und die Anteile ohne beherrschenden Einfluss am Ergebnis werden als Zinsaufwand ausgewiesen.

Wenn ein Konzernunternehmen Eigenkapitalanteile der E.ON SE kauft (Treasury Shares), wird der Wert der bezahlten Gegenleistung, einschließlich direkt zurechenbarer zusätzlicher Kosten (netto nach Ertragsteuern), vom Eigenkapital der E.ON SE abgezogen, bis die Aktien eingezogen, wieder ausgegeben oder weiterverkauft werden. Werden solche eigenen Anteile nachträglich wieder ausgegeben oder verkauft, wird die erhaltene Gegenleistung, netto nach Abzug direkt zurechenbarer zusätzlicher Transaktionskosten und zusammenhängender Ertragsteuern, im Eigenkapital der E.ON SE erfasst.

Aktienbasierte Vergütungen

Die Bilanzierung der im E.ON-Konzern ausgegebenen aktienorientierten Vergütungspläne erfolgt im Einklang mit IFRS 2 „Aktienbasierte Vergütung“ (IFRS 2). Bei dem im Geschäftsjahr 2006 eingeführten E.ON Share Performance Plan handelt es sich um aktienbasierte Vergütungstransaktionen mit Barausgleich, die zu jedem Bilanzstichtag zum Fair Value bewertet werden. Ab der sechsten Tranche wird der 60-Tages-Durchschnittskurs der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. In die Ermittlung der Rückstellung der sechsten Tranche fließen darüber hinaus die Entwicklungen der Kennzahlen ROACE und WACC ein. Bei der ersten Tranche des im

Geschäftsjahr 2013 eingeführten E.ON Share Matching Plans ist die Kennzahl WACC nicht mehr von Bedeutung. Der Vergütungsaufwand wird erfolgswirksam über den Zeitraum bis zur Unverfallbarkeit erfasst.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Bei leistungsorientierten Versorgungsplänen werden die Rückstellungen gemäß IAS 19 (revised 2011) „Leistungen an Arbeitnehmer“ (sofern nicht ausdrücklich darauf hingewiesen wird, werden die Begriffe IAS 19R und IAS 19 synonym verwandt) mittels der Methode der laufenden Einmalprämien (Projected Unit Credit Method) ermittelt, wobei zum Bilanzstichtag des Geschäftsjahres eine versicherungsmathematische Bewertung durchgeführt wird. Hierbei werden nicht nur die am Stichtag bekannten Rentenverpflichtungen und erworbenen Anwartschaften, sondern auch wirtschaftliche Trendannahmen wie unter anderem Gehalts- und Rententrends, die nach realistischen Erwartungen gewählt werden, sowie stichtagsbezogene Bewertungsparameter, wie zum Beispiel Rechnungszinssätze, berücksichtigt.

Gewinne und Verluste aus den Neubewertungen („Remeasurements“) der Nettoverbindlichkeit oder des Nettovermögenswertes aus leistungsorientierten Pensionsplänen umfassen versicherungsmathematische Gewinne und Verluste, die sich vor allem aus Abweichungen zwischen den rechnerisch erwarteten und den tatsächlich eingetretenen Änderungen der zugrunde gelegten demografischen und finanziellen Bewertungsparameter ergeben können. Hinzu kommt die Differenz zwischen den tatsächlichen Erträgen aus dem Planvermögen und den im Nettozinsergebnis enthaltenen Zinserträgen auf das Planvermögen. Effekte aus den Neubewertungen werden vollständig in der Periode erfasst, in der sie auftreten, und außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung in der Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen (Statements of Recognized Income and Expenses) ausgewiesen.

Der Dienstzeitaufwand, der die im Geschäftsjahr gemäß Leistungsplan hinzuerworbenen Ansprüche der aktiven Arbeitnehmer repräsentiert, wird im Personalaufwand ausgewiesen; das auf Basis des zu Beginn des Geschäftsjahres gültigen Rechnungszinssatzes ermittelte Netto-Zinsergebnis auf die Netto-Verbindlichkeit beziehungsweise den Netto-Vermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen wird im Finanzergebnis erfasst.

Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand sowie Gewinne und Verluste aus Planabgeltungen werden in voller Höhe unmittelbar in der Periode erfolgswirksam erfasst, in der die zugrunde liegende Planänderung, -kürzung oder -abgeltung erfolgt. Die Erfassung erfolgt im Personalaufwand.

Der bilanzierte Betrag stellt den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nach Verrechnung mit dem Fair Value des Planvermögens dar. Ein gegebenenfalls aus dieser Berechnung entstehender Vermögenswert ist der Höhe nach beschränkt auf den Barwert verfügbarer Rückerstattungen und die Verminderung künftiger Beitragszahlungen sowie den Nutzen aus Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen. Die Erfassung eines derartigen Vermögenswertes erfolgt in den betrieblichen Forderungen.

Zahlungen für beitragsorientierte Versorgungspläne werden bei Fälligkeit als Aufwand erfasst und innerhalb des Personalaufwands ausgewiesen. Zahlungen für staatliche Versorgungspläne werden wie die für beitragsorientierte Versorgungspläne behandelt, sofern die Verpflichtungen im Rahmen dieser Versorgungspläne denen aus beitragsorientierten Versorgungsplänen grundsätzlich entsprechen.

Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen sowie übrige Rückstellungen

Nach IAS 37 „Rückstellungen, Eventualschulden, Eventualforderungen“ (IAS 37) werden Rückstellungen gebildet, wenn rechtliche oder faktische Verpflichtungen gegenüber außenstehenden Dritten vorliegen, die aus vergangenen Ereignissen resultieren und deren Erfüllung wahrscheinlich zu einem zukünftigen Ressourcenabfluss führen wird. Hierbei muss die Höhe der Verpflichtung zuverlässig geschätzt werden können. Der Ansatz der Rückstellung erfolgt zum voraussichtlichen Erfüllungsbetrag. Langfristige Verpflichtungen werden – sofern der aus der Diskontierung resultierende Zinseffekt (Unterschiedsbetrag zwischen Barwert und Rückzahlungsbetrag) wesentlich ist – mit dem Barwert ihres voraussichtlichen Erfüllungsbetrages angesetzt, wobei auch zukünftige Kostensteigerungen, die am Bilanzstichtag absehbar und wahrscheinlich sind, in die Bewertung einbezogen werden. Langfristige Verpflichtungen werden mit dem zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen Marktzinssatz diskontiert. Die Aufzinsungsbeträge sowie die Zinsänderungseffekte werden grundsätzlich innerhalb des Finanzergebnisses ausgewiesen. Eine mit der Rückstellung zusammenhängende Erstattung wird, sofern ihre Vereinnahmung so gut wie sicher ist, als separater Vermögenswert aktiviert. Ein saldierter Ausweis innerhalb der Rückstellungen ist nicht zulässig. Geleistete Anzahlungen werden von den Rückstellungen abgesetzt.

Verpflichtungen, die aus der Stilllegung oder dem Rückbau von Sachanlagen resultieren, werden – sofern eine zuverlässige Schätzung möglich ist – in der Periode ihrer Entstehung mit ihren diskontierten Erfüllungsbeträgen passiviert. Zugleich werden die Buchwerte der entsprechenden Sachanlagen um denselben Betrag erhöht. In den Folgeperioden werden die aktivierten Stilllegungs- und Rückbaukosten über die voraussichtliche Restnutzungsdauer des entsprechenden Vermögenswertes abgeschrieben, während die Rückstellung jährlich aufgezinst wird.

Schätzungsänderungen ergeben sich insbesondere bei Abweichungen von der ursprünglich geschätzten Kostenentwicklung, bei Änderungen bezüglich des Zahlungszeitpunkts oder des Verpflichtungsumfanges sowie regelmäßig aus der Anpassung des Diskontierungszinssatzes an das aktuelle Marktzinsniveau. Die Anpassung von Rückstellungen für die Stilllegung beziehungsweise den Rückbau von Sachanlagen bei Schätzungsänderungen erfolgt in der Regel erfolgsneutral durch eine Gegenbuchung in den Sachanlagen. Sofern die stillzulegende Sachanlage bereits vollständig abgeschrieben ist, wirken sich Schätzungsänderungen in der Gewinn- und Verlustrechnung aus.

Die Schätzwerte für Rückstellungen für nicht vertragliche Verpflichtungen im Kernenergiebereich beruhen auf externen Gutachten und werden laufend aktualisiert.

Die E.ON Sverige AB (E.ON Sverige) ist nach schwedischem Recht verpflichtet, Abgaben an Schwedens Fonds für Nuklearabfall zu leisten. Die erforderlichen Abgaben für nukleare Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls und Stilllegung werden entsprechend der Stromerzeugung für das jeweilige Kernkraftwerk seitens der schwedischen Strahlenschutzbehörde vorgeschlagen, von Regierungsstellen genehmigt und in entsprechender Höhe von E.ON Sverige gezahlt. Gemäß IFRIC 5 „Rechte auf Anteile an Fonds für Entsorgung, Wiederherstellung und Umweltsanierung“ (IFRIC 5) wird für geleistete Zahlungen an den Nationalen Fonds für Nuklearabfall ein Ausgleichsanspruch für die Erstattung von Entsorgungs- und Stilllegungsaufwendungen innerhalb der sonstigen Vermögenswerte aktiviert. Entsprechend der üblichen Vorgehensweise in Schweden werden die Rückstellungen mit dem Realzins diskontiert.

Rückstellungen für bedingte Verpflichtungen zum Rückbau von Sachanlagen, bei denen Art, Umfang, Zeitpunkt und beizumessende Wahrscheinlichkeiten nicht verlässlich ermittelbar sind, werden nicht gebildet.

Bei Existenz belastender Verträge, bei denen die unvermeidbaren Kosten zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtung höher sind als der erwartete Nutzen aus dem Vertragsverhältnis, werden Rückstellungen für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften gebildet. Entsprechende Rückstellungen werden mit dem niedrigeren Betrag aus Verpflichtungsüberhang bei Vertragserfüllung und eventuellen Straf- oder Entschädigungszahlungen im Falle einer Nichterfüllung des Vertrages angesetzt. Die Ermittlung der Verpflichtungen aus einem schwebenden Vertragsverhältnis erfolgt absatzmarktorientiert.

Eventualverbindlichkeiten sind mögliche Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, die nicht gänzlich vom Unternehmen kontrollierbar sind, oder gegenwärtige Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, bei denen der Abfluss von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen unwahrscheinlich ist oder deren Höhe nicht ausreichend verlässlich bestimmt werden kann. Eventualverbindlichkeiten werden grundsätzlich nicht in der Bilanz erfasst.

Sofern erforderlich, werden Rückstellungen für Restrukturierung mit dem Barwert der zukünftigen Mittelabflüsse angesetzt. Die Rückstellungsbildung erfolgt zu dem Zeitpunkt, zu dem ein detaillierter Restrukturierungsplan, der vom Management beschlossen und öffentlich angekündigt wurde beziehungsweise den Mitarbeitern oder deren Vertretern kommuniziert wurde, vorliegt. Für die Bemessung der Rückstellungshöhe werden nur die den Restrukturierungsmaßnahmen direkt zuordenbaren Aufwendungen herangezogen. Nicht berücksichtigt werden Aufwendungen, die mit dem zukünftigen operativen Geschäft in Verbindung stehen.

Ertragsteuern

Nach IAS 12 „Ertragsteuern“ (IAS 12) sind latente Steuern für temporäre Differenzen zwischen den Buchwerten der Vermögenswerte und Schulden in der Bilanz und ihren Steuerwerten zu bilden (Verbindlichkeitsmethode). Aktive und passive latente Steuern werden für temporäre Differenzen gebildet, die zu steuerpflichtigen oder abzugsfähigen Beträgen bei der Ermittlung des zu versteuernden Einkommens künftiger Perioden führen, es sei denn, die abweichenden Wertansätze resultieren aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld zu einem Geschäftsvorfall, der kein Unternehmenszusammenschluss ist und zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles weder das Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Einkommen beeinflusst hat (sogenannte Initial

Differences). IAS 12 verlangt außerdem die Bildung aktiver latenter Steuern auf noch nicht genutzte Verlustvorträge und Steuergutschriften. Aktive latente Steuern werden in dem Maße bilanziert, wie es wahrscheinlich ist, dass ein zu versteuerndes Ergebnis verfügbar sein wird, gegen das die temporären Differenzen und noch nicht genutzten Verlustvorträge verwendet werden können. Die Unternehmenseinheiten werden individuell daraufhin beurteilt, ob es wahrscheinlich ist, dass in künftigen Jahren ein positives steuerliches Ergebnis entsteht. Eine etwa bestehende Verlusthistorie wird bei dieser Analyse einbezogen. Für den Teil der aktiven latenten Steuern, für den diese Annahmen nicht zutreffen, wird der Wert der latenten Steuern vermindert.

Passive latente Steuern, die durch temporäre Differenzen im Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen entstehen, werden angesetzt, es sei denn, dass der Zeitpunkt der Umkehrung der temporären Differenzen im Konzern bestimmt werden kann und es wahrscheinlich ist, dass sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit aufgrund dieses Einflusses nicht umkehren werden.

Zur Ermittlung der latenten Steuern sind die Steuersätze anzuwenden, die zu dem Zeitpunkt gelten, in dem sich die vorübergehenden Differenzen wahrscheinlich wieder ausgleichen werden. Die Auswirkungen von Steuersatz- oder Steuergesetzänderungen auf die aktiven und passiven latenten Steuern werden im Regelfall ergebniswirksam berücksichtigt. Eine Änderung über das Eigenkapital erfolgt bei latenten Steuern, die vormals erfolgsneutral gebildet wurden. Die Änderung erfolgt grundsätzlich in der Periode, in der das materielle Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen ist.

Die latenten Steuern für inländische Unternehmen sind mit einem Gesamtsteuersatz von 30 Prozent (2012: 30 Prozent) ermittelt. Dabei werden neben der Körperschaftsteuer von 15 Prozent (2012: 15 Prozent) der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer (2012: 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer) und der durchschnittliche Gewerbesteuersatz in Höhe von 14 Prozent (2012: 14 Prozent) im Konzern berücksichtigt. Für ausländische Gesellschaften werden die jeweiligen nationalen Steuersätze zugrunde gelegt.

Die wichtigsten temporären Differenzen sind in Textziffer 10 angegeben.

Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist gemäß IAS 7 „Kapitalflussrechnungen“ (IAS 7) in Geschäftstätigkeit, Investitionstätigkeit und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Zahlungsströme der nicht fortgeführten Aktivitäten werden in der Kapitalflussrechnung gesondert ausgewiesen. Gezahlte und erhaltene Zinsen, gezahlte und erstattete Ertragsteuern sowie erhaltene Dividenden sind Bestandteil des Cashflows aus der Geschäftstätigkeit, gezahlte Dividenden werden im Bereich der Finanzierungstätigkeit ausgewiesen. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen von Anteilen an Unternehmen gezahlte (beziehungsweise erhaltene) Kaufpreise werden abzüglich erworbener (beziehungsweise abgegebener) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente im Bereich der Investitionstätigkeit gezeigt, soweit hiermit eine Kontrollerlangung beziehungsweise ein Kontrollverlust einhergeht. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen ohne Kontrollerlangung beziehungsweise Kontrollverlust erfolgt ein Ausweis der korrespondierenden Zahlungsströme im Bereich der Finanzierungstätigkeit. Wechselkursbedingte Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente werden gesondert ausgewiesen.

Segmentberichterstattung

Gemäß IFRS 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) werden die Segmente der Gesellschaft – dem sogenannten „Management Approach“ folgend – nach der internen Berichtsstruktur abgegrenzt. Als intern verwendete Ergebnisgröße zur Performance-Messung wird ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes EBITDA als Segmentergebnis herangezogen (vergleiche Textziffer 33).

Gliederung der Bilanz sowie der Gewinn- und Verlustrechnung

Die Konzernbilanz wird im Einklang mit IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (IAS 1) nach der Fristigkeitenmethode aufgestellt. Dabei werden Vermögenswerte, die innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag realisiert werden, sowie Verbindlichkeiten, die innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag fällig werden, grundsätzlich als kurzfristig ausgewiesen.

Die Gliederung der Gewinn- und Verlustrechnung erfolgt nach dem auch für interne Zwecke Anwendung findenden Gesamtkostenverfahren.

Kapitalstrukturmanagement

E.ON verwendet zum Management der Kapitalstruktur die Steuerungsgröße Debt Factor. Dieser ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung und unserem EBITDA. Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung

schließt neben den Netto-Finanzschulden auch Pensions- und Entsorgungsrückstellungen ein. Das von E.ON gesetzte mittelfristige Ziel für den Debt Factor ist ein Wert von kleiner als 3.

Bei unserem EBITDA im Geschäftsjahr von 9.315 Mio € (2012: 10.771 Mio €) und einer wirtschaftlichen Netto-Verschuldung zum Bilanzstichtag in Höhe von 31.991 Mio € (2012: 35.845 Mio €) beträgt der Debt Factor 3,4 (2012: 3,3).

Schätzungen und Annahmen sowie Ermessen bei der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze

Die Aufstellung des Konzernabschlusses erfordert Schätzungen und Annahmen, die die Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen im Konzern, den Ausweis und die Bewertung beeinflussen können. Die Schätzungen basieren auf Erfahrungen der Vergangenheit und weiteren Erkenntnissen über zu bilanzierende Geschäftsvorfälle. Die tatsächlichen Beträge können von diesen Schätzungen abweichen.

Die Schätzungen und die zugrunde liegenden Annahmen werden fortlaufend überprüft. Anpassungen hinsichtlich der für die Rechnungslegung relevanten Schätzungen werden in der Periode der Änderung berücksichtigt, sofern die Änderungen ausschließlich diese Periode beeinflussen. Sofern die Änderungen sowohl die aktuelle Berichtsperiode als auch zukünftige Perioden betreffen, werden sie in der laufenden Periode und in späteren Perioden berücksichtigt.

Schätzungen sind insbesondere erforderlich bei der Bewertung von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten, namentlich im Zusammenhang mit Kaufpreisallokationen, dem Ansatz und der Bewertung aktiver latenter Steuern, der Bilanzierung von Pensions- und übrigen Rückstellungen, bei der Durchführung von Werthaltigkeitsprüfungen in Übereinstimmung mit IAS 36 sowie der Fair-Value-Ermittlung bestimmter Finanzinstrumente.

Die Grundlagen für die Einschätzungen bei den relevanten Themen werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.

(2) Neue Standards und Interpretationen

Im Jahr 2013 anzuwendende Standards und Interpretationen

Das International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben die folgenden Standards und Interpretationen verabschiedet, die von der EU in europäisches Recht übernommen wurden und im Berichtszeitraum 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2013 verpflichtend anzuwenden sind:

IFRS 13 „Bemessung des beizulegenden Zeitwerts“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 13 „Bemessung des beizulegenden Zeitwerts“ (IFRS 13). Ziel des Standards ist es, den Begriff des „beizulegenden Zeitwerts“ zu definieren und Leitlinien für die Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts sowie Angabepflichten zu schaffen, die standardübergreifend anzuwenden sind. Der beizulegende Zeitwert (Fair Value) wird im Standard als der Preis definiert, der beim Verkauf eines Vermögenswertes oder der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion zwischen unabhängigen Marktteilnehmern am Bewertungsstichtag gezahlt würde. Bei nicht finanziellen Vermögenswerten wird der beizulegende Zeitwert auf der Grundlage der bestmöglichen Nutzung („highest and best use“) des Vermögenswertes durch einen Marktteilnehmer ermittelt. IFRS 13 wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen. Der Standard trat am 1. Januar 2013 in Kraft und wird prospektiv angewandt. Aus der Erstanwendung des IFRS 13 resultiert eine Reduzierung der Bilanzansätze für zum Fair Value bilanzierte Vermögenswerte und Schulden. Der kumulierte Nettoeffekt führte zu einem Ertrag von 18 Mio €.

Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2009-2011)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Mai 2012 veröffentlichte das IASB zum vierten Mal einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 1 und IAS 1, IAS 16, IAS 32 und IAS 34. Die Übernahme des Sammelstandards durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Die Änderungen sind erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Änderungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen zu IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards – Darlehen der öffentlichen Hand“

Im März 2012 hat das IASB die Änderungen zu IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der IFRS“ veröffentlicht, die sich auf Darlehen der öffentlichen Hand zu Zinssätzen, die unter dem Marktzins liegen, beziehen. Fortan wird Erstanwenden der IFRS beim Übergang auf IFRS eine Ausnahme von der retrospektiven Anwendung der IFRS bei der Bilanzierung dieser Darlehen gewährt. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht erfolgte im März 2013. Die Neufassung tritt für Geschäftsjahre in Kraft, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen. Die Änderungen des Standards haben keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON, da dieser bereits nach IFRS aufgestellt wird.

Änderungen zu IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“

Im Juni 2011 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (IAS 1). Danach sind die einzelnen Komponenten des Other Comprehensive Income (OCI) in der Gesamtergebnisrechnung dahin gehend zu untergliedern, ob in Zukunft ein erfolgswirksames Recycling erfolgt oder ob dies regelmäßig unterbleiben wird. Die Änderung ist für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Juli 2012 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt.

Änderungen zu IAS 12 „Ertragsteuern – Latente Steuern: Realisierung zugrunde liegender Vermögenswerte“

Im Dezember 2010 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 12 „Ertragsteuern“ (IAS 12). Bei der Behandlung temporärer steuerlicher Differenzen im Zusammenhang mit als Finanzinvestitionen gehaltenen Immobilien ist grundsätzlich davon auszugehen, dass die Umkehrung dieser Differenzen durch Veräußerung und nicht durch fortgeführte Nutzung erfolgt. Die Änderung ist für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. Für E.ON ergeben sich aus der Änderung keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen zu IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“

E.ON wendet seit dem 1. Januar 2013 erstmals die Änderungen zu IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“ an, die das IASB im Juni 2011 veröffentlichte. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. Der geänderte Standard hat folgende Auswirkungen auf den Konzernabschluss:

Die erwarteten Erträge aus dem Planvermögen und der Zinsaufwand auf die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen sind durch ein einheitliches Netto-Zinsergebnis unter Zugrundelegung des Rechnungszinssatzes ersetzt worden.

Das Netto-Zinsergebnis errechnet sich auf Basis der Netto-Pensionsverbindlichkeiten/-vermögenswerte, die sich aus den bestehenden leistungsorientierten Pensionsplänen ergeben. Der nachzuverrechnende Dienstzeitaufwand wird grundsätzlich in voller Höhe unmittelbar in der Periode der zugrunde liegenden Planänderung erfasst. Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste wurden bereits in der Vergangenheit vollständig und periodengerecht im Eigenkapital (OCI) erfasst. Der Wegfall der Möglichkeit, versicherungsmathematische Gewinne und Verluste über die Korridormethode beziehungsweise sofort erfolgswirksam zu erfassen, hat auf E.ON somit keine Auswirkung. Darüber hinaus sind im Anhang zusätzliche

Angaben, unter anderem zu den Eigenschaften der bestehenden Pensionspläne, den damit für das Unternehmen erkennbaren Risiken sowie den Auswirkungen der leistungsorientierten Pläne auf die künftigen Cashflows des Unternehmens, dargestellt. Der geänderte Standard enthält ebenso eine Überarbeitung der Vorschriften für die Leistungen aus Anlass der Beendigung eines Arbeitsverhältnisses.

Die Auswirkungen der Umstellung entsprechend IAS 19R auf die Konzernbilanz beziehungsweise die Gewinn- und Verlustrechnung sind in den folgenden Tabellen dargestellt:

IAS 19R – Konzernbilanz						
in Mio €	31. Dezember 2012			1. Januar 2012		
	vor Anpassung IAS 19R	Anpassung IAS 19R	nach Anpassung IAS 19R	vor Anpassung IAS 19R	Anpassung IAS 19R	nach Anpassung IAS 19R
Summe Aktiva	140.426	-	140.426	152.872	-10	152.862
Summe Rückstellungen und Verbindlichkeiten	101.607	-1	101.606	113.259	-34	113.225
davon Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	4.890	55	4.945	3.245	55	3.300
davon Übrige Rückstellungen für Verpflichtungen im Personalbereich	2.305	-53	2.252	2.258	-87	2.171
Summe Eigenkapital	38.819	1	38.820	39.613	24	39.637

IAS 19R – Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung			
in Mio €	2012		
	vor Anpassung IAS 19R	Anpassung IAS 19R	nach Anpassung IAS 19R
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern	4.709	-32	4.677
Finanzergebnis	-1.395	-8	-1.403
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-710	12	-698
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.604	-28	2.576
Konzernüberschuss	2.641	-28	2.613

Der Nettopensionsaufwand für das Geschäftsjahr 2013 sowie die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen zum 31. Dezember 2013 würden sich bei Anwendung des IAS 19 ohne die vom IASB im Jahr 2011 veröffentlichten Anpassungen jeweils um rund 0,1 Mrd € verringern.

Änderungen zu IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ und zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“
 Im Dezember 2011 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 32 und zu IFRS 7. Künftig sollen Unternehmen Brutto- und Nettobeträge aus der Saldierung sowie Beträge für bestehende

Saldierungsrechte, die nicht den bilanziellen Saldierungskriterien genügen, angeben. Zusätzlich dazu werden Inkonsistenzen in der Auslegung der bestehenden Vorschriften zur Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten beseitigt. Die genannten Änderungen haben abweichende Erstanzwendungszeitpunkte. Die Änderungen des IAS 32 sind für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, anzuwenden. Die Änderungen des IFRS 7 sind für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, anzuwenden. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. Aus der Erstanwendung der Änderungen des IAS 32 erwartet E.ON als Effekt der Umstellung auf einen Bruttoausweis eine Bilanzverlängerung in Höhe von rund 1,2 Mrd €.

Änderungen zu IAS 36 „Angaben bei Wertminderungen“

Das IASB hat im Mai 2013 Änderungen zu IAS 36 „Angaben zum erzielbaren Betrag bei nicht-finanziellen Vermögenswerten“ veröffentlicht. IAS 36 wurde dahingehend angepasst, dass Informationen nur für wertgeminderte Vermögenswerte oder für zahlungsmittelgenerierende Einheiten zu liefern sind. Der neue Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen und ist verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. E.ON macht von der Möglichkeit der freiwilligen vorzeitigen Anwendung der Änderungen Gebrauch.

IFRIC 20 „Bilanzierung von Abraumbeseitigungskosten im Tagebergbau“

Im Oktober 2011 wurde IFRIC 20 „Bilanzierung von Abraumbeseitigungskosten im Tagebergbau“ (IFRIC 20) veröffentlicht. IFRIC 20 konkretisiert, unter welchen Voraussetzungen Abraumbeseitigungskosten im Rahmen der Produktionsphase eines Tagebergbaus als Vermögenswert bilanziert werden sollen. Zudem gibt die Interpretation Leitlinien für die Bewertung zum Zugangszeitpunkt und in den Folgeperioden vor. IFRIC 20 tritt für Geschäftsjahre in Kraft, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. IFRIC 20 hat keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON.

Änderungen zu IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards – Schwerwiegende Hochinflation und Beseitigung fixer Daten“

Im Dezember 2010 veröffentlichte das IASB zwei Änderungen zu IFRS 1. Die erste Änderung gibt Anwendungsleitlinien für den Fall, dass ein Unternehmen die IFRS-Vorschriften nicht einhalten konnte, weil eine Hochinflation in seiner funktionalen Währung vorlag. Die zweite Änderung ersetzt die Verweise auf den festen Umstellungszeitpunkt „1. Januar 2004“ durch die allgemeine Formulierung „Zeitpunkt des Übergangs auf IFRS“. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach sind die Änderungen für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen, anzuwenden. Die Neufassungen des Standards haben keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON, da dieser bereits nach IFRS aufgestellt wird.

Im Jahr 2013 noch nicht anzuwendende Standards und Interpretationen

Das IASB und das IFRS IC haben weitere Standards und Interpretationen verabschiedet. Die Anwendung dieser Regelungen erfolgt im Geschäftsjahr nicht, da zum jetzigen Zeitpunkt die Anerkennung durch die EU teilweise aussteht beziehungsweise die Standards und Interpretationen noch nicht verpflichtend anzuwenden sind.

IFRS 9 „Finanzinstrumente“

Im November 2009 beziehungsweise Oktober 2010 veröffentlichte das IASB phasenweise den neuen Standard IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (IFRS 9). Danach werden alle Finanzinstrumente, die derzeit in den Anwendungsbereich des IAS 39 fallen, fortan grundsätzlich nur noch in zwei Kategorien unterteilt: Finanzinstrumente, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, und Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. IFRS 9 sollte verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2015 beginnen. Um den Anwendern mehr Zeit zu gewähren, hat das IASB im November 2013 eine Änderung veröffentlicht, die nunmehr den verpflichtenden Erstanwendungszeitpunkt frühestens auf den 1. Januar 2017 verschiebt. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. In diesem Zusammenhang hat das IASB auch eine Änderung an den Regelungen für das Macro Hedge Accounting vorgenommen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON untersucht zurzeit die Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

IFRS 10 „Konzernabschlüsse“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 10 „Konzernabschlüsse“ (IFRS 10). Er ersetzt die bisher in IAS 27 „Konzern- und Einzelabschlüsse“ sowie SIC-12 „Konsolidierung Zweckgesellschaften“ (SIC-12) enthaltenen Leitlinien über Beherrschung und Konsolidierung. IFRS 10 schafft eine einheitliche Definition des Beherrschungsbegriffs, der sich stärker als zuvor an der wirtschaftlichen Betrachtungsweise orientiert. Der neue Standard kann damit zu einer veränderten Abgrenzung des Konsolidierungskreises führen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. IFRS 10 ist demnach grundsätzlich retrospektiv für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“ (IFRS 11), IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“ (IFRS 12), IAS 27 „Einzelabschlüsse“ (IAS 27) und IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“ (IAS 28) angewendet werden.

E.ON erwartet aus der Erstanwendung von IFRS 10 eine geringfügige Veränderung des Konsolidierungskreises. Als Folge daraus wird sich das Ergebnis um rund 50 Mio € und die Schulden um rund 320 Mio € verringern.

IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 11. Er ersetzt IAS 31 „Anteile an Gemeinschaftsunternehmen“ (IAS 31) und SIC-13 „Gemeinschaftlich geführte Unternehmen – Nichtmonetäre Einlagen durch Partnerunternehmen“ (SIC-13). Der Standard unterscheidet künftig zwei Arten von gemeinschaftlichen Vereinbarungen (Joint Arrangements): Gemeinschaftsunternehmen (Joint Ventures) und gemeinschaftliche Tätigkeiten (Joint Operations). Ausgangspunkt für die

Bestimmung der gemeinsamen Kontrolle (Joint Control) sind die Vorgaben des IFRS 10. Sofern nach der Beurteilung des einzelnen Sachverhalts ein Joint Venture vorliegt, ist dieses nach der Equity-Methode zu bilanzieren. Dagegen sind bei einer Joint Operation die anteiligen Vermögenswerte und Schulden sowie Aufwendungen und Erträge dem beteiligten Unternehmen direkt zuzurechnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach wird der neue Standard verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 12, IAS 27 und IAS 28 angewendet werden.

E.ON erwartet aus der Anwendung von IFRS 11 eine Änderung der Bilanzierung. Eine geringe Anzahl von Unternehmen, die bisher nach der Equity-Methode bilanziert wurden, sind künftig als gemeinschaftliche Tätigkeiten zu bilanzieren. E.ON erwartet aus der Erstanwendung eine geringfügige Verbesserung des Ergebnisses um rund 45 Mio € und eine Zunahme der Schulden um rund 580 Mio €.

IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“

IFRS 12 regelt die Anhangangaben sowohl für IFRS 10 als auch für IFRS 11 und wurde zusammen mit diesen Standards am 12. Mai 2011 vom IASB veröffentlicht. Der Standard verpflichtet Unternehmen, Angaben zum Wesen von Beteiligungen, den damit verbundenen Risiken und den Auswirkungen auf ihre Vermögens-, Finanz- und Ertragslage zu veröffentlichen. Diese Angaben sind für Tochterunternehmen, Joint Arrangements, assoziierte Unternehmen und nicht konsolidierte strukturierte Einheiten (Zweckgesellschaften) erforderlich. Anzugeben sind auch bedeutende Ermessensentscheidungen und Annahmen, einschließlich ihrer Änderungen, die bei der Beurteilung der Beherrschung nach IFRS 10 und bei Joint Arrangements getroffen wurden. Der neue Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen und wird verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist.

IAS 27 „Einzelabschlüsse“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB eine neue Fassung des IAS 27. Die Neufassung enthält nunmehr ausschließlich Vorschriften zu IFRS-Einzelabschlüssen (vorher Konzern- und Einzelabschlüsse). Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach soll der neue Standard verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12 und IAS 28 angewendet werden. Für E.ON ergeben sich aus dem neuen Standard keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“

Im Mai 2011 veröffentlichte das IASB eine neue Fassung des IAS 28. Die Neufassung regelt nunmehr, dass bei geplanten Teilveräußerungen von Anteilen an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen der zu veräußernde Anteil bei Vorliegen der Voraussetzungen des IFRS 5 „Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte und aufgegebene Geschäftsbereiche“ (IFRS 5) als zur Veräußerung gehaltener langfristiger Vermögenswert auszuweisen ist. Der verbleibende Anteil ist weiterhin nach der Equity-Methode zu bilanzieren. Falls nach der Veräußerung ein assoziiertes Unternehmen besteht, wird dieses nach der Equity-Methode bilanziert. Andernfalls ist gemäß IFRS 9 zu verfahren. Der neue Standard integriert die Regelungen des SIC-13 und hebt bisherige Ausnahmen vom Anwendungsbereich des IAS 28 auf. Der Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen. Die Änderung soll demnach verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig, sofern gleichzeitig die Standards IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12 und IAS 27 angewendet werden. Für E.ON ergeben sich keine wesentlichen Änderungen für den Konzernabschluss.

Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2010-2012)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Dezember 2013 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 2, IFRS 3, IFRS 8, IFRS 13, IAS 16, IAS 24 und IAS 38. Die Änderungen sind erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2014 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist.

Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2011-2013)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Dezember 2013 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 1, IFRS 3, IFRS 13 und IAS 40. Die Änderungen sind erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2014 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist.

Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12: „Konzernabschlüsse, Gemeinsame Vereinbarungen und Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen: Übergangsvorschriften“

Das IASB hat im Juni 2012 Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12 „Konzernabschlüsse, Gemeinsame Vereinbarungen und Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen: Übergangsvorschriften“ (Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12) veröffentlicht. Darin werden Übergangsregelungen in IFRS 10 konkretisiert und zusätzlich Erleichterungen für die erstmalige Anwendung aller drei Standards gewährt. So sind angepasste Vergleichsangaben fortan lediglich für die unmittelbar vorangegangene Periode anzugeben. Für unkonsolidierte strukturierte Unternehmen entfällt die Angabepflicht von Vergleichsinformationen für Perioden vor der erstmaligen Anwendung von IFRS 12. Die Änderungen sind analog zum erstmaligen Inkrafttreten der Standards IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12 für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Eine frühere Anwendung ist zulässig. Die Übernahme in europäisches Recht durch die EU ist erfolgt. E.ON erwartet keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen zu IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27 „Investmentgesellschaften“

Im Oktober 2012 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27 „Investmentgesellschaften“ (Änderungen zu IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27). Die Änderungen beinhalten eine Definition von Investmentgesellschaften und befreien diese vom Anwendungsbereich des IFRS 10. Demnach sollen Investmentgesellschaften als Mutterunternehmen künftig ihre Beteiligungen nicht konsolidieren, sondern diese erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert nach IFRS 9 oder IAS 39 erfassen. In diesem Zusammenhang ergeben sich auch neue Angabevorschriften bei IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“ und IAS 27 „Einzelabschlüsse“. Im November 2013 hat die EU diese Änderungen in europäisches Recht übernommen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. E.ON erwartet keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen zu IAS 19 „Leistungsorientierte Pläne: Arbeitnehmerbeiträge“

Im November 2013 veröffentlichte das IASB eine Anpassung zu IAS 19. Diese Anpassung ergänzt den IAS 19 in Bezug auf die Bilanzierung leistungsorientierter Pensionszusagen, an denen sich der Arbeitnehmer (oder Dritte) durch Beiträge beteiligt. Sofern die Beiträge durch den Arbeitnehmer (oder Dritte) unabhängig von der Anzahl der Dienstjahre geleistet werden, kann weiterhin der Nominalbetrag der Beiträge vom Dienstzeitaufwand abgezogen werden. Sofern jedoch die

Beiträge des Arbeitnehmers in Abhängigkeit der Anzahl der geleisteten Dienstjahre variieren, ist die Berechnung und Verteilung der Leistungen zwingend unter Anwendung der Projected-Unit-Credit-Methode vorzunehmen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderung zu IAS 39 „Novation von Derivaten und der Fortsetzung von Sicherungsgeschäften“

Im Juni 2013 veröffentlichte das IASB begrenzte Änderungen an IAS 39 „Finanzinstrumente“. Demnach ist die Beendigung des Hedge Accountings nicht erforderlich, sofern die Novation eines Sicherungsinstrumentes auf eine zentrale Gegenpartei aufgrund gesetzlicher oder regulatorischer Anforderungen unter bestimmten Voraussetzungen erfolgt. Eine Auflösung der Sicherungsbeziehungen entfällt, wenn infolge einer neuen rechtlichen oder regulatorischen Anforderung beziehungsweise der Einführung eines neuen Gesetzes eine Novation vorgeschrieben wird. Des Weiteren ist durch die Novation die ursprüngliche Gegenpartei durch eine zentrale Gegenpartei oder durch ein Unternehmen, das als Gegenpartei tätig ist („Clearing-Kontrahent“), zu ersetzen. Die vertraglichen Änderungen sind dabei auf solche beschränkt, die zur Umsetzung der Auswechslung der Gegenpartei notwendig sind. Diese Änderungen umfassen Änderungen der vertraglichen Anforderungen an die Besicherung, Rechte zur Aufrechnung von Forderungen und Verbindlichkeiten sowie erhobenen Gebühren. Der neue Standard wurde durch die EU in europäisches Recht übernommen und wird verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist.

IFRIC 21 „Interpretation zur Bilanzierung von Abgaben“

Das IASB hat im Mai 2013 die Interpretation IFRIC 21 veröffentlicht, welche regelt wann gemäß IAS 37 Rückstellungen sowie eventuelle Verbindlichkeiten oder Forderungen zu passivieren sind. IFRIC 21 regelt somit, wann und wie Abgaben zu erfassen sind, die nicht in den Bereich eines anderen IFRS fallen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. E.ON erwartet keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

(3) Konsolidierungskreis

Die Anzahl der konsolidierten Unternehmen hat sich wie folgt verändert:

Konsolidierungskreis	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 1. Januar 2012	161	314	475
Zugänge	6	9	15
Abgänge/Verschmelzungen	13	26	39
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2012	154	297	451
Zugänge	4	14	18
Abgänge/Verschmelzungen	43	83	126
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2013	115	228	343

Im Jahr 2013 wurden insgesamt 22 inländische und 38 ausländische Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (2012: 42 beziehungsweise 55). Wesentliche Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten werden in Textziffer 4 erläutert.

(4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2013

Im Zuge der Umsetzung der Desinvestitionsstrategie wurden im Jahr 2013 folgende Aktivitäten als Abgangsgruppen beziehungsweise als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte klassifiziert:

Schwedische Wärmekraftanlagen

E.ON hat im Januar 2014 Verträge zum Verkauf diverser Kleinstwärmekraftwerke mit der norwegischen Solør Bioenergi zu einem Kaufpreis von 0,1 Mrd € geschlossen. Die Transaktion wird im Laufe des ersten Halbjahres 2014 vollzogen werden. Die in der regionalen Einheit Schweden geführten Anlagen weisen zum 31. Dezember 2013 einen Buchwert von rund 0,1 Mrd € auf. Ein Ausweis als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte erfolgt erst ab dem ersten Quartal 2014, da erst zu diesem Zeitpunkt die entsprechenden Ausweiskriterien erfüllt sind.

Stadtwerke Prag

E.ON hat im Dezember 2013 Verträge zur Abgabe einer Mehrheitsbeteiligung an der Pražská plynárenská mit der Stadt Prag unterzeichnet. Der erwartete Kaufpreis beläuft sich auf 0,2 Mrd €. Mit einem Vollzug der Transaktion wird im ersten Quartal 2014 gerechnet. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden der in der regionalen Einheit Tschechien geführten Einheit beziehen sich auf Sachanlagevermögen (0,2 Mrd €), Vorräte beziehungsweise sonstige Vermögenswerte (0,2 Mrd €) sowie Schulden (0,2 Mrd €).

Beteiligung an NAFTA

E.ON hat einen Vertrag über die Veräußerung der Minderheitsbeteiligung NAFTA a.s., Bratislava, Slowakei, im Dezember 2013 unterzeichnet. Die Beteiligung wurde in der globalen Einheit Globaler Handel mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € ausgewiesen. Der Vollzug der Transaktion erfolgte im vierten Quartal 2013 mit einem geringfügigen Veräußerungsgewinn.

Ferngas Nordbayern

E.ON hat im Dezember 2013 mit der Investmentgesellschaft First State, Luxemburg, einen Vertrag zur Veräußerung ihres 100-prozentigen Anteils an der Ferngas Nordbayern unterzeichnet und vollzogen. Im Zuge dessen hat E.ON zum Teil durch die Ferngas Nordbayern GmbH gehaltene Beteiligungen zurückgekauft. Wesentliche Buchwerte der von der regionalen Einheit Deutschland geführten Einheit betrafen das Sachanlagevermögen (0,1 Mrd €), Forderungen (0,1 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit jeweils 0,1 Mrd €. Es entstand ein geringfügiger Abgangsgewinn.

E.ON Mitte

E.ON hat im Dezember 2013 mit einem Konsortium aus kommunalen Anteilseignern einen Vertrag zur Veräußerung ihres 73,3-prozentigen Anteils an der E.ON Mitte AG unterzeichnet und vollzogen. Im Zuge dessen hat E.ON die E.ON Mitte Vertrieb GmbH sowie weitere durch E.ON Mitte AG gehaltene Beteiligungen zurückgekauft. Wesentliche Buchwerte der von der regionalen Einheit Deutschland geführten Einheit betrafen das Sachanlagevermögen (0,6 Mrd €), Forderungen (0,1 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit jeweils 0,3 Mrd €. Es entstand ein geringfügiger Abgangsgewinn.

Offshore Windpark Rødsand

E.ON hat sich im November 2013 auf den Verkauf von 80 Prozent am 207-Megawatt-Offshore-Windpark Rødsand 2 an den dänischen Energieversorger SEAS-NVE verständigt. Im Rahmen der Transaktion wird der Wert für 100 Prozent der Anlage auf 3,5 Mrd dänische Kronen (0,5 Mrd €) veranschlagt. Zum Abschluss der Transaktion wird das Unternehmen ein Darlehen von 2,1 Mrd dänischen Kronen (0,3 Mrd €) ablösen. SEAS-NVE übernimmt dann 80 Prozent der Anteile für 1,1 Mrd dänische Kronen (0,2 Mrd €). Insgesamt erhält E.ON aus dieser Transaktion 3,2 Mrd dänische Kronen (0,4 Mrd €). Die Einheit wird zum 31. Dezember 2013 in der globalen Einheit Erneuerbare Energien im Wesentlichen mit Sachanlagevermögen (0,4 Mrd €), sonstigen Vermögenswerten (0,3 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,4 Mrd €) ausgewiesen. Der Vollzug erfolgte am 10. Januar 2014.

E.ON in Finnland

E.ON hat im Juni 2013 einen Vertrag zur Veräußerung ihrer finnischen Stromaktivitäten unterzeichnet. Der Kaufpreis beläuft sich auf 0,1 Mrd €. Die Transaktion wurde im dritten Quartal 2013 vollzogen. Die Aktivitäten wurden seit dem zweiten Quartal 2013 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die wesentlichen Vermögenswerte dieser in der regionalen Einheit Schweden geführten Abgangsgruppe waren das Sachanlagevermögen (0,1 Mrd €) und die Finanzanlagen (0,1 Mrd €). Die Passiva beinhalteten im Wesentlichen Verbindlichkeiten (0,1 Mrd €).

E.ON Westfalen Weser

E.ON hat Ende Juni 2013 mit einem Konsortium aus kommunalen Anteilseignern einen Vertrag zur Veräußerung ihres 62,8-prozentigen Anteils an der E.ON Westfalen Weser AG bei einem Mittelzufluss von rund 0,2 Mrd € unterzeichnet und vollzogen. Im Zuge der Transaktion kaufte E.ON die E.ON Westfalen Weser Vertrieb GmbH sowie weitere durch E.ON Westfalen Weser AG gehaltene Beteiligungen zurück. Wesentliche Buchwerte der von der regionalen Einheit Deutschland geführten Einheit betrafen das Sachanlagevermögen (0,8 Mrd €), Forderungen (0,3 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit jeweils 0,3 Mrd €. Es entstand ein Abgangsverlust von rund 0,2 Mrd €.

E.ON Földgáz Trade/E.ON Földgáz Storage

E.ON hat mit dem ungarischen Energieunternehmen MVM Hungarian Electricity Ltd. im März 2013 einen Vertrag über die vollständige Veräußerung von E.ON Földgáz Trade und E.ON Földgáz Storage geschlossen. Der Kaufpreis beträgt rund 0,9 Mrd € inklusive der Übernahme von Schulden für beide Unternehmen von insgesamt rund 0,5 Mrd €. Auf bestimmte Vermögenswerte in den Einheiten sowie auf den zuzurechnenden Goodwill wurden im ersten Quartal 2013 Impairments in Höhe von 0,2 Mrd € erfasst. Die Transaktion ist im dritten Quartal 2013 mit einem Veräußerungsverlust von 0,1 Mrd €, inklusive der Realisierung von Fremdwährungsumrechnungseffekten (0,1 Mrd €), vollzogen worden. Die von der globalen

Einheit Globaler Handel geführten Einheiten wiesen als wesentliche Vermögenswerte das immaterielle und Sachanlagevermögen (0,7 Mrd €) sowie das Umlaufvermögen (0,5 Mrd €) auf. Die Passiva beinhalteten im Wesentlichen Verbindlichkeiten (0,2 Mrd €) und Rückstellungen (0,1 Mrd €).

E.ON Thüringer Energie

E.ON hat mit dem Kommunalen Energiezweckverband Thüringen (KET) Ende Dezember 2012 einen Vertrag zur Veräußerung eines 43-prozentigen Anteils an E.ON Thüringer Energie unterzeichnet. Die Transaktion hat ein Volumen von rund 0,9 Mrd €. Darin enthalten ist die Übernahme von Gesellschafterdarlehen in Höhe von rund 0,4 Mrd € durch den KET. Diese Transaktion wurde im März 2013 vollzogen. Der Verkauf des zunächst bei E.ON verbliebenen 10-prozentigen Anteils an E.ON Thüringer Energie wurde im zweiten Quartal 2013 wirksam. Insgesamt ergab sich ein Veräußerungsgewinn von 0,5 Mrd €. Die seit Ende 2012 als Abgangsgruppe ausgewiesene Beteiligung wurde in der regionalen Einheit Deutschland geführt. Wesentliche Buchwerte betrafen das Sachanlagevermögen (1,1 Mrd €), Finanzanlagen (0,2 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten mit 0,2 Mrd € beziehungsweise 0,4 Mrd €.

Slovenský Plynárenský Priemysel (SPP)

E.ON hat im Januar 2013 mit dem tschechischen Energieunternehmen Energetický a Průmyslový Holding, Prag, Tschechien, einen Vertrag über die Veräußerung ihrer in der globalen Einheit Globaler Handel indirekt gehaltenen Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen Slovenský Plynárenský Priemysel a.s. geschlossen. Der Kaufpreis für die 24,5-prozentige indirekte Beteiligung beträgt 1,2 Mrd € inklusive abschließender Kaufpreisanpassungen. Die Beteiligung mit einem Buchwert von 1,2 Mrd € war bereits zum 31. Dezember 2012 als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert auszuweisen, da bereits Ende 2012 die kommerzielle Einigung im Wesentlichen vorlag. Der zuzurechnende Goodwill in Höhe von rund 0,2 Mrd € wurde im Jahr 2012 voll wertberichtigt. Im Berichtsjahr 2012 wurden insgesamt Wertberichtigungen auf die Beteiligung von 0,5 Mrd € erfasst. Mit Vollzug der Transaktion im Januar 2013 waren im Other Comprehensive Income erfasste Beträge aus Währungsumrechnungsdifferenzen in Höhe von 0,3 Mrd € ergebniserhöhend zu realisieren.

E.ON Energy from Waste

Im Dezember 2012 hat E.ON Verträge zur Gründung eines Gemeinschaftsunternehmens mit EQT Infrastructure II, einem zum schwedischen Investmentfonds EQT gehörenden Infrastrukturfonds, unterzeichnet. Das Joint Venture, an dem EQT Infrastructure II zu 51 Prozent und E.ON zu 49 Prozent beteiligt ist, hat 100 Prozent der Anteile von E.ON an E.ON Energy from Waste, Helmstedt, übernommen. Die Energy from Waste Gruppe wurde von der regionalen Einheit Deutschland seit Ende 2012 als Abgangsgruppe geführt. Das Sachanlagevermögen

stellte mit einem Buchwert von rund 0,9 Mrd € den wesentlichen Teil der bilanzierten Vermögenswerte dar. Weitere Vermögenswerte und Schulden betrafen das Umlaufvermögen (0,3 Mrd €), Rückstellungen (0,2 Mrd €), Verbindlichkeiten (0,2 Mrd €) sowie passive latente Steuern (0,1 Mrd €). Die Transaktion wurde im März 2013 mit einem geringfügigen Abgangsgewinn vollzogen.

E.ON Wasserkraft

E.ON und die österreichische Verbund AG, Wien, Österreich, haben Anfang Dezember 2012 Verträge zum Erwerb und zur Abgabe von Beteiligungen unterzeichnet. E.ON übernimmt damit die bisher von Verbund gehaltene Beteiligung an Enerjisa Enerji A.Ş. (Enerjisa), Istanbul, Türkei, und damit Stromerzeugungskapazitäten und -projekte sowie Stromverteilung in der Türkei. Damit einhergehend wurden Finanzierungsversagen für Investitionsprojekte in Höhe von rund 0,5 Mrd € begeben. Im Gegenzug gibt E.ON Anteile an bayerischen Wasserkraftwerken an Verbund ab. Verbund wird alleiniger Eigentümer dieser bayerischen Wasserkraftkapazitäten, hauptsächlich am Inn, an denen das Unternehmen überwiegend bereits zur Hälfte beteiligt ist. Verbund übernimmt im Wesentlichen die E.ON-Anteile an Österreichisch-Bayerische Wasserkraft AG, Donaukraftwerk Jochenstein AG, Grenzkraftwerke GmbH sowie die Laufwasserkraftwerke Nussdorf, Ering-Frauenstein und Eggfling-Obernberg am Inn sowie Bezugsrechte an der Wasserkraftwerksgruppe Zemm-Ziller. Die den jeweiligen Beteiligungen und Kraftwerken zuzurechnende Erzeugungsleistung beträgt 351 MW. Als relevante Bilanzposten der in der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführten Abgangsgruppe sind das Sach- und Finanzanlagevermögen (0,1 Mrd €) sowie die sonstigen Aktiva (0,2 Mrd €) zu nennen. Der Ausweis als Abgangsgruppe erfolgt seit Ende 2012. Die Transaktion wurde Ende April 2013 mit einem Veräußerungsgewinn von rund 1,0 Mrd € vollzogen.

Beteiligung an der Jihomoravská plynárenská

E.ON hat die Minderheitsbeteiligung Jihomoravská plynárenská, a.s. (JMP), Brno, Tschechien, verkauft. Der Kaufpreis beträgt rund 0,2 Mrd €. Die Beteiligung wurde zum 31. Dezember 2012 in der regionalen Einheit Tschechien als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen und hat einen Buchwert von rund 0,2 Mrd €. Der Vollzug der Transaktion ist im Januar 2013 mit einem geringfügigen Abgangsergebnis erfolgt.

Windpark London Array

Aufgrund regulatorischer Vorgaben sind die Betreiber des britischen Windparks London Array verpflichtet, Komponenten des Netzanschlusses des von der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführten britischen Windparks London Array an die Regulierungsbehörde abzugeben. E.ON sind 30 Prozent des Windparks zuzurechnen. Der Buchwert des Sachanlagevermögens beläuft sich auf rund 0,1 Mrd €. Die Abgabe erfolgte im dritten Quartal 2013 mit einem geringfügigen Abgangsergebnis.

Veräußerung von Windparks

In Umsetzung der Strategie „Less Capital, More Value“ wurden im Oktober 2012 Verträge zur Veräußerung von jeweils 50 Prozent der Anteile an drei Windparks in Nordamerika unterzeichnet. Die Mittelzuflüsse beliefen sich auf 0,5 Mrd US-\$. Die Windparks wurden von der globalen Einheit Erneuerbare Energien geführt. Die Transaktion wurde im März 2013 mit einem geringfügigen Veräußerungsgewinn vollzogen. Die Windparks wurden seit dem vierten Quartal 2012 als Abgangsgruppen ausgewiesen. Die relevanten Bilanzposten betrafen das Sachanlagevermögen (0,4 Mrd €), wesentliche Passiva lagen nicht vor.

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2012

Im Zuge der Umsetzung der Desinvestitionsstrategie wurden im Jahr 2012 folgende Aktivitäten als Abgangsgruppen beziehungsweise zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte klassifiziert:

Horizon

E.ON hat im Oktober 2012 einen Vertrag über den Verkauf ihrer Anteile an Horizon Nuclear Power Limited, Gloucester, Großbritannien, an den japanischen Industriekonzern Hitachi unterzeichnet. Der Kaufpreis für den 50-prozentigen Anteil von E.ON betrug rund 0,4 Mrd €. Die Beteiligung wurde als Joint Venture von der regionalen Einheit Großbritannien geführt und wies zum 30. September 2012 einen Buchwert von rund 0,3 Mrd € auf. Die Transaktion wurde im November 2012 vollzogen.

Open Grid Europe

E.ON hat die Anteile an der Gastransportgesellschaft Open Grid Europe GmbH, Essen, im Juli 2012 an ein Konsortium von Infrastrukturinvestoren veräußert. Der Kaufpreis liegt bei rund 3,2 Mrd € und beinhaltet die Übernahme von Pensionsverpflichtungen und bestimmten Vermögenswerten. Aufgrund des Verhandlungsstandes wurden die Aktivitäten bereits im Mai 2012 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die in der globalen Einheit Optimierung & Handel geführte Gesellschaft wies zum Abgangszeitpunkt ein Nettovermögen von rund 3,2 Mrd € auf. Die wesentlichen Bilanzposten betreffen das immaterielle Vermögen und Sachanlagevermögen (3,1 Mrd €), Finanzanlagevermögen (0,5 Mrd €), Umlaufvermögen (0,7 Mrd €), passive latente Steuern (0,6 Mrd €) und übrige Passiva (0,5 Mrd €). Aus der Veräußerung resultierte ein geringfügiger Abgangsgewinn vor Steuern.

E.ON Bulgaria

E.ON hat im Dezember 2011 mit dem tschechischen Unternehmen ENERGO-PRO einen Vertrag zur Veräußerung ihrer 100-prozentigen Tochtergesellschaft E.ON Bulgaria unterzeichnet. Der Kaufpreis beträgt rund 0,1 Mrd €. Die wesentlichen Vermögenswerte betreffen mit 0,2 Mrd € das Sachanlage- sowie

mit 0,1 Mrd € das Umlaufvermögen. Rückstellungen und Verbindlichkeiten betragen in Summe 0,1 Mrd €. Durch die Vereinbarung des Kaufpreises war im Dezember 2011 die Erfassung von Impairments auf den Goodwill beziehungsweise das Anlagevermögen in Höhe von insgesamt rund 0,1 Mrd € erforderlich. Der Vollzug der Transaktion erfolgte Ende Juni 2012.

HSE

Infolge der Abgabe der Thüga-Gruppe konnte im Laufe des dritten Quartals 2010 ein konkreter Verhandlungsstand über die Abgabe der in der globalen Einheit Gas bilanzierten 40-prozentigen Beteiligung an der HEAG Südthüringische Energie AG, Darmstadt, erreicht werden. Die Beteiligung wurde dementsprechend Ende August 2010 in die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte umgegliedert. Der Buchwert der Beteiligung belief sich ebenso wie der Kaufpreis auf rund 0,3 Mrd €. Der Kaufvertrag wurde im Februar 2012 unterzeichnet. Der Vollzug der Transaktion erfolgte Ende Juni 2012.

Interconnector

Im Rahmen von Portfoliooptimierungen wurde auch die 15,09-Prozent-Beteiligung an der Interconnector (UK) Ltd., London, Großbritannien, veräußert. Entsprechend dem Verhandlungsstand wurde die Beteiligung zum 30. Juni 2012 als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen. Die bei der globalen Einheit Optimierung & Handel bilanzierte Beteiligung wurde mit Wirksamkeit zum September 2012 mit einem geringfügigen Abgangserfolg veräußert.

Grundstück Brienner Straße, München

Im Zuge des Kostensenkungs- und Effizienzsteigerungsprogramms E.ON 2.0 und der damit verbundenen Schließung des Standortes der E.ON Energie AG in München wurde das Grundstück Brienner Straße im vierten Quartal 2012 mit einem geringfügigen Abgangsergebnis verkauft. Zum 30. September 2012 erfolgte daher der Ausweis des betreffenden Grundstücks (0,1 Mrd €) als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert.

(5) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Erwerber beziehungsweise Kunden. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn die mit dem Eigentum verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist.

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten. Darüber hinaus sind Erlöse aus der Verteilung von Strom und Gas, aus Lieferungen von Dampf, Wärme und Wasser sowie aus dem Eigenhandel enthalten.

Die Umsatzerlöse aus dem Verkauf von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer, Endverbraucher sowie an Großhandelsmärkten werden realisiert, wenn sie vom

Kunden beziehungsweise Erwerber auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung abgenommen worden sind. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider. Unrealisierte und realisierte Erlöse aus Eigenhandelsaktivitäten werden saldiert in den Umsatzerlösen erfasst.

Im Geschäftsjahr 2013 lag der Umsatz mit 122 Mrd € um 7 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Dieser Rückgang resultierte im Wesentlichen aus einem gesunkenen Handelsvolumen bei der Einheit Globaler Handel.

Die Aufteilung der Umsatzerlöse nach Segmenten findet sich in Textziffer 33.

(6) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich auf 375 Mio € (2012: 381 Mio €) und resultieren im Wesentlichen aus Engineering-Leistungen im Netzbereich und im Zusammenhang mit Neubauprojekten.

(7) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge		
in Mio €	2013	2012
Erträge aus Währungskursdifferenzen	3.765	4.108
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	2.355	3.779
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	2.422	529
Zuschreibungen im Anlagevermögen	482	365
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	127	114
Übrige	1.616	1.950
Summe	10.767	10.845

Grundsätzlich werden bei E.ON Derivate für die Absicherung (Hedging) von Commodity- sowie Devisen- und Zinsrisiken eingesetzt.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 2.531 Mio € (2012: 2.276 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 632 Mio € (2012: 1.173 Mio €).

Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung und realisierte Ergebnisse aus Derivaten nach IAS 39 mit Ausnahme von Ergebniseffekten aus Zinsderivaten. Wesentliche Auswirkungen ergeben sich hier insbesondere aus den Commodity-Derivaten und dabei im Geschäftsjahr 2013 vor allem aus der Veränderung der stichtagsbezogenen Marktbewertung der emissionsrechts-, strom-, gas- und kohlebezogenen Derivate. Im Vorjahr ergaben sich Effekte insbesondere aus den strom-, kohle- und ölbezogenen Derivaten.

In den Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren sind im Wesentlichen Erträge aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke an die österreichische Verbund AG in Höhe von 996 Mio €, aus dem Verkauf der E.ON Thüringer Energie AG in Höhe von 521 Mio € und der ergebniswirksamen Auflösung von Wechselkursdifferenzen in Höhe von 344 Mio € aus dem Verkauf von Slovenský Plynárenský Priemysel (SPP) enthalten. Im Vorjahr entfielen Erträge in Höhe von 149 Mio € auf die Veräußerung der Anteile der Horizon Nuclear Power (vergleiche hierzu auch Textziffer 4). Weiterhin wurden Gewinne aus dem Verkauf von Wertpapieren in Höhe von 186 Mio € (2012: 156 Mio €) erzielt.

Im Jahr 2013 sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen neben Auflösungen von Rückstellungen Weiterbelastungen von Personal- und Serviceleistungen und öffentliche Zuschüsse enthalten.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen		
in Mio €	2013	2012
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	3.755	3.857
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	1.634	4.491
Sonstige Steuern	364	385
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	444	73
Übrige	3.941	4.505
Summe	10.138	13.311

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 2.240 Mio € (2012: 2.441 Mio €) sowie Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 218 Mio € (2012: 229 Mio €).

In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Konzessionsabgaben in Höhe von 473 Mio € (2012: 501 Mio €), externe Prüfungs- und Beratungskosten in Höhe von 240 Mio € (2012: 283 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 169 Mio € (2012: 217 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 411 Mio € (2012: 362 Mio €) enthalten. Des Weiteren werden hier Fremdleistungen, IT-Aufwendungen und Versicherungsprämien ausgewiesen.

Die Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren betreffen mit 230 Mio € die Veräußerung der E.ON Westfalen Weser AG.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen aus Explorations-tätigkeit beliefen sich auf 71 Mio € (2012: 44 Mio €).

(8) Materialaufwand

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren umfassen insbesondere den Bezug von Gas und Strom sowie von Brennstoffen für die Stromerzeugung. Des Weiteren sind hier Netznutzungsentgelte enthalten. Die Aufwendungen für bezogene Leistungen beinhalten im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen. Beim Materialaufwand verzeichnete E.ON einen Rückgang um 7 Mrd € auf 108 Mrd € (2012: 115 Mrd €). Ursache hierfür war vor allem das gesunkene Handelsvolumen des laufenden Geschäftsjahres im Vergleich zum Vorjahr.

Materialaufwand		
in Mio €	2013	2012
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	104.942	111.703
Aufwendungen für bezogene Leistungen	3.141	3.582
Summe	108.083	115.285

(9) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis		
in Mio €	2013	2012 ¹⁾
Erträge aus Beteiligungen	92	96
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-88	-79
Beteiligungsergebnis	4	17
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge ²⁾	583	1.191
<i>Available-for-Sale</i>	214	277
<i>Loans and Receivables</i>	181	211
<i>Held-for-Trading</i>	32	15
<i>Sonstige Zinserträge</i>	156	688
Zinsen und ähnliche Aufwendungen ²⁾	-2.546	-2.611
<i>Amortized Cost</i>	-1.188	-1.139
<i>Held-for-Trading</i>	-30	-22
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-1.328	-1.450
Zinsergebnis	-1.963	-1.420
Finanzergebnis	-1.959	-1.403

1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).
2) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen.

Der Rückgang des Finanzergebnisses beruht im Wesentlichen auf dem Wegfall positiver Effekte aus Rückstellungsaufösungen, die den Vorjahreswert beeinflussten.

Die sonstigen Zinserträge enthalten überwiegend Erträge aus Leasingforderungen (Finanzierungsleasing) und Erträge aus Steuern für Vorjahre. In den sonstigen Zinsaufwendungen ist die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 811 Mio € (2012: 799 Mio €) enthalten. Außerdem wurde die Netto-Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen mit einem Betrag von 149 Mio € in den sonstigen Zinsaufwendungen berücksichtigt (2012: 137 Mio €). Im Jahr 2013 fielen keine Vorfälligkeitsentschädigungen für die vorzeitige Rückzahlung von Darlehen an.

Die sonstigen Zinsaufwendungen beinhalten Ergebnisbelastungen aus gemäß IAS 32 als Verbindlichkeiten auszuweisenden fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits vollkonsolidierten Tochterunternehmen sowie aus Anteilen ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften, deren Gesellschaftern aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Struktur ein gesetzliches Kündigungsrecht verbunden mit einem Kompensationsanspruch zusteht, in Höhe von 142 Mio € (2012: 22 Mio €).

Die Zinsaufwendungen sind um die aktivierten Fremdkapitalzinsen in Höhe von 200 Mio € (2012: 308 Mio €) vermindert.

Realisierte Erträge und Aufwendungen aus Zinsswaps werden in der Gewinn- und Verlustrechnung saldiert ausgewiesen.

(10) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Für die Geschäftsjahre 2013 und 2012 setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		
in Mio €	2013	2012 ¹⁾
Inländische Ertragsteuern	887	-691
Ausländische Ertragsteuern	554	458
Übrige Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-	42
Laufende Ertragsteuern	1.441	-191
Inland	-759	357
Ausland	21	532
Latente Steuern	-738	889
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	703	698

1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).

Der Steueraufwand beträgt wie im Vorjahr 0,7 Mrd €. Die Steuerquote erhöhte sich von 21 Prozent im Jahr 2012 auf 22 Prozent.

Von den laufenden Ertragsteuern entfällt ein Betrag von 636 Mio € auf Vorperioden (2012: -1,0 Mrd €).

Die latenten Steuern resultieren aus der Veränderung von temporären Differenzen in Höhe von 199 Mio € (2012: 1.532 Mio €), von Verlustvorträgen in Höhe von -934 Mio € (2012: -663 Mio €) und Steuergutschriften in Höhe von -3 Mio € (2012: 20 Mio €).

Mit dem am 13. Dezember 2006 in Kraft getretenen Gesetz über steuerliche Begleitmaßnahmen zur Einführung der Europäischen Gesellschaft und zur Änderung weiterer steuerrechtlicher Vorschriften (SEStEG) wurden die Vorschriften zum Körperschaftsteuerguthaben, das noch aus dem bis zum Jahr 2001 gültigen körperschaftsteuerlichen Anrechnungsverfahren resultiert, dahin gehend geändert, dass die Realisierung des Körperschaftsteuerguthabens künftig nicht mehr an Gewinnausschüttungen gebunden ist. Stattdessen ist mit Ablauf des

31. Dezember 2006 ein unbedingter Anspruch auf Auszahlung des Guthabens in zehn gleichen Jahresraten im Zeitraum von 2008 bis 2017 entstanden. Die Forderung hieraus ist in den Ertragsteueransprüchen enthalten und beträgt im Berichtsjahr 89 Mio € (2012: 133 Mio €).

Die Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern beinhalten im Wesentlichen die Ertragsteuern für das laufende Jahr und von den Steuerbehörden noch nicht abschließend geprüfte Vorjahreszeiträume.

Für den Unterschied zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte „Outside Basis Differences“) wurden zum Stichtag 12 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2012: 15 Mio €). Passive latente Steuern für Tochtergesellschaften und assoziierte Unternehmen wurden insoweit nicht bilanziert, als die Gesellschaft den Umkehreffekt steuern kann und es daher wahrscheinlich ist, dass sich die temporäre Differenz in absehbarer Zeit nicht umkehren wird. Für temporäre Differenzen von Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen in Höhe von 1.320 Mio € (2012: 1.165 Mio €) wurden passive latente Steuern nicht gebildet, da E.ON in der Lage ist, den zeitlichen Verlauf der Umkehrung zu steuern und sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht umkehren.

Steuersatzänderungen in Norwegen, Großbritannien und einigen anderen Staaten führten insgesamt zu einem Steuerertrag in Höhe von 71 Mio €. Im Jahr 2012 ergab sich durch Steuersatzänderungen im Ausland insgesamt ein latenter Steuerertrag in Höhe von 263 Mio €.

Die Unterschiede zwischen dem für das Jahr 2013 in Deutschland geltenden Ertragsteuersatz von 30 Prozent (2012: 30 Prozent) und dem effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-satz				
	2013		2012	
	in Mio €	%	in Mio €	%
Erwartete Ertragsteuern	962	30,0	982	30,0
Ertragsteuerminderung für ausgeschüttete Dividenden	7	0,2	-12	-0,4
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-139	-4,4	-174	-5,3
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	-71	-2,2	-263	-7,9
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-712	-22,2	-264	-8,0
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	66	2,1	-38	-1,2
Sonstiges ¹⁾	590	18,4	467	14,2
Effektiver Steueraufwand/-satz	703	21,9	698	21,4

1) davon in 2013: 181 Mio € Wertänderung aktive latente Steuern und 146 Mio € aperiodische Steuern; in 2012: 659 Mio € Wertänderung aktive latente Steuern

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern zum 31. Dezember 2013 und 2012:

Aktive und passive latente Steuern		
in Mio €	31. Dezember	
	2013	2012
Immaterielle Vermögenswerte	310	370
Sachanlagen	701	861
Finanzanlagen	182	186
Vorräte	25	24
Forderungen	708	731
Rückstellungen	6.644	6.465
Verbindlichkeiten	3.090	2.572
Verlustvorräte	3.187	2.389
Steuergutschriften	26	23
Sonstige	523	347
Zwischensumme	15.396	13.968
Wertänderung	-957	-747
Aktive latente Steuern	14.439	13.221
Immaterielle Vermögenswerte	1.638	1.791
Sachanlagen	5.309	5.985
Finanzanlagen	275	255
Vorräte	145	154
Forderungen	3.425	3.031
Rückstellungen	1.859	1.289
Verbindlichkeiten	819	734
Sonstige	1.585	1.322
Passive latente Steuern	15.055	14.561
Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto	-616	-1.340

Die latenten Steuern stellen sich bezüglich des Zeitraums ihrer Umkehrung und nach Saldierung wie folgt dar:

Nettobetrag der aktiven und passiven latenten Steuern				
in Mio €	31. Dezember 2013		31. Dezember 2012	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Aktive latente Steuern	2.790	5.443	1.492	4.696
Wertänderung	-14	-943	-24	-723
Nettobetrag der aktiven latenten Steuern	2.776	4.500	1.468	3.973
Passive latente Steuern	-2.328	-5.564	-1.021	-5.760
Aktive/Passive (-) latente Steuern, netto	448	-1.064	447	-1.787

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt -605 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2012: Belastung -899 Mio €). Darüber hinaus sind 43 Mio € laufende Ertragsteuern (2012: 43 Mio €) direkt im Eigenkapital erfasst.

Die im Other Comprehensive Income erfassten Ertragsteuern für die Jahre 2013 und 2012 gliedern sich wie folgt auf:

Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income						
in Mio €	2013			2012		
	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	112	-25	87	-316	101	-215
Weiterveräußerbare Wertpapiere	368	26	394	14	-59	-45
Währungsumrechnungsdifferenz	-1.296	-22	-1.318	461	35	496
Neubewertung von leistungsorientierten Versorgungsplänen	504	-261	243	-1.869	515	-1.354
At equity bewertete Unternehmen	-984	1	-983	-14	-	-14
Summe	-1.296	-281	-1.577	-1.724	592	-1.132

Die erklärten steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge		
in Mio €	31. Dezember	
	2013	2012
Inländische Verlustvorträge	9.040	4.886
Ausländische Verlustvorträge	8.159	7.623
Summe	17.199	12.509

Seit dem 1. Januar 2004 sind inländische Verlustvorträge unter Berücksichtigung eines Sockelbetrags von 1 Mio € nur noch zu 60 Prozent des zu versteuernden Einkommens verrechenbar. Diese körperschaftsteuerliche Regelung zur Mindestbesteuerung gilt entsprechend für gewerbesteuerliche Verlustvorträge. Die inländischen Verlustvorträge ergeben sich aus der

Addition körperschaftsteuerlicher und gewerbesteuerlicher Verlustvorträge. Innerhalb der ausländischen Verlustvorträge entfällt ein wesentlicher Teil auf Vorjahre. Insgesamt wurden auf zeitlich unbegrenzt nutzbare ausländische Verlustvorträge in Höhe von 1.853 Mio € (2012: 2.059 Mio €) keine latenten Steuern gebildet.

Zum 31. Dezember 2013 beziehungsweise zum 31. Dezember 2012 hat E.ON für Gesellschaften, die einen Verlust in der laufenden Periode oder in der Vorperiode erlitten haben, latente Steuerforderungen ausgewiesen, die die latenten Steuerverbindlichkeiten um 3.858 Mio € beziehungsweise 2.760 Mio € übersteigen. Grundlage für die Bildung latenter Steuern ist die Einschätzung des Managements, dass es wahrscheinlich ist, dass die jeweiligen Gesellschaften zu versteuernde Ergebnisse erzielen werden, mit denen noch nicht genutzte steuerliche Verluste, Steuergutschriften und abzugsfähige temporäre Differenzen verrechnet werden können.

(11) Personalbezogene Angaben**Personalaufwand**

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

Personalaufwand		
in Mio €	2013	2012
Löhne und Gehälter	3.686	4.043
Soziale Abgaben	586	645
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung für Altersversorgung	415 407	478 471
Summe	4.687	5.166

Der Personalaufwand verringerte sich um 479 Mio € auf 4.687 Mio € (2012: 5.166 Mio €). Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus den Effekten im Zusammenhang mit dem Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 sowie aus dem Verkauf beziehungsweise Abgang von Anteilen an der E.ON Thüringer Energie, E.ON Energy from Waste und E.ON Westfalen Weser im Jahr 2013 sowie der Open Grid Europe im Jahr 2012.

Aktienbasierte Vergütung

Für aktienbasierte Vergütungen (Mitarbeiteraktienprogramme in Deutschland und Großbritannien, E.ON Share Performance Plan sowie E.ON Share Matching Plan) sind im Jahr 2013 Aufwendungen in Höhe von 18,1 Mio € (2012: 22,7 Mio €) entstanden.

Mitarbeiteraktienprogramm

Im Jahr 2013 bestand wie im Vorjahr die Möglichkeit für Mitarbeiter deutscher Konzerngesellschaften, E.ON-Aktien zu vergünstigten Konditionen im Rahmen eines freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben. Die Mitarbeiter erhalten einen Zuschuss von derzeit 450 € zu den von ihnen zum Stichtag 21. November 2013 gezeichneten Aktien. In Abhängigkeit vom zu erwerbenden Aktienpaket betrug der Eigenanteil im Jahr 2013 mindestens 450 € und höchstens 1.950 €. Der maßgebliche Kurs der E.ON-Aktie zu diesem Stichtag betrug 13,75 €. In Abhängigkeit von der gezeichneten Anzahl der Aktien ergaben sich Vorzugspreise zwischen 6,83 € und 11,16 € (2012: zwischen 7,56 € und 11,57 €). Die Sperrfrist für diese Aktien endet am 31. Dezember 2015. Der durch Gewährung der Vorzugspreise entstandene Aufwand von 6,3 Mio € (2012: 8,0 Mio €) wird in dem Posten „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

Im Jahr 2013 wurden im Rahmen des freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms in Deutschland insgesamt 1.057.296 Aktien beziehungsweise 0,05 Prozent (2012: 1.279.079 Aktien beziehungsweise 0,06 Prozent) des Grundkapitals der E.ON SE aus dem Bestand eigener Aktien entnommen.

Zur Entwicklung des Bestands an eigenen Aktien der E.ON SE werden weitere Informationen unter Textziffer 19 gegeben.

Seit dem Geschäftsjahr 2003 besteht für beschäftigte Mitarbeiter in Großbritannien die Möglichkeit, E.ON-Aktien im Rahmen eines Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben und zusätzlich Bonus-Aktien zu beziehen. Der Aufwand aus der Ausgabe dieser Aktien beträgt im Jahr 2013 1,9 Mio € (2012: 2,2 Mio €) und wird ebenfalls unter „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

Langfristige variable Vergütung

Als freiwilligen langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder der E.ON SE und bestimmte Führungskräfte des E.ON-Konzerns eine aktienbasierte Vergütung. Voraussetzung für die Gewährung ist der Besitz einer bestimmten Anzahl von Aktien der E.ON SE, die bis zum Ende der Laufzeit beziehungsweise bis zur vollständigen Ausübung gehalten werden müssen. Ziel dieser aktienbasierten Vergütung ist es, den Beitrag zur Steigerung des Unternehmenswerts zu honorieren und den langfristigen Unternehmenserfolg zu fördern. Durch diese variable Vergütungskomponente mit gleichzeitig langfristiger Anreizwirkung und Risikocharakter werden die Interessen der Anteilseigner und des Managements sinnvoll verknüpft.

Im Folgenden wird über den im Jahr 2006 eingeführten und in den Jahren 2010 und 2011 für die nachfolgenden Tranchen modifizierten E.ON Share Performance Plan sowie über den im Jahr 2013 eingeführten E.ON Share Matching Plan berichtet.

E.ON Share Performance Plan

Von 2006 bis 2012 gewährte E.ON virtuelle Aktien (Performance-Rechte) im Rahmen des E.ON Share Performance Plans.

Ausgabe bis 2010

Jedes Performance-Recht berechtigt am Ende der Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie sowie der relativen Performance der E.ON-Aktie im Verhältnis zum Vergleichsindex STOXX Europe 600 Utilities (Net Return) während der Laufzeit. Die Auszahlung entspricht dem Zielwert bei Ausgabe, wenn der Kurs der E.ON-Aktie am Ende der Laufzeit gehalten wurde und die Performance der E.ON-Aktie der des Vergleichsindex entspricht. Hat sich die E.ON-Aktie besser entwickelt als der Index, so erhöht sich der Auszahlungsbetrag proportional. Für den Fall,

dass sich die E.ON-Aktie schlechter entwickelt als der Index, kommt es zu überproportionalen Abschlägen. Ab einer Unterperformance von 20 Prozent erfolgt keine Auszahlung mehr. Die Höhe des maximal an einen Planteilnehmer auszuzahlenden Betrags je Performance-Recht ist auf das Dreifache des ursprünglich zugeteilten Zielwertes begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwertes bei Ausgabe, des Endkurses als auch der relativen Performance erfolgt jeweils anhand von 60-Tages-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren. Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um zum Beispiel den Effekt von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die im Jahr 2010 ausgegebenen Performance-Rechte des E.ON Share Performance Plans sind zum 31. Dezember 2013 ausgelaufen und wurden endabgerechnet. Für die Begünstigten ergaben sich keine Auszahlungsbeträge. Die Rückstellung für die fünfte Tranche des E.ON Share Performance Plans wurde aufgelöst (2012: 0,3 Mio €). Der Ertrag aus der Auflösung dieser Rückstellung im Geschäftsjahr 2013 betrug 0,3 Mio € (2012: 2,2 Mio €).

Ausgabe ab 2011

Jedes Performance-Recht berechtigt am Ende der Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie sowie – nach den modifizierten Planbedingungen ab der sechsten Tranche – vom Grad der Erreichung bestimmter Konzernkennzahlen über die Laufzeit. Bezugsgröße ist die Kapitalrendite, das heißt der ROACE im Vergleich zu den Kapitalkosten (WACC) im Durchschnitt über die unverändert vierjährige Laufzeit der neuen Tranche. Gleichzeitig wurde der Auszahlungsbetrag, beginnend mit der sechsten Tranche, auf das 2,5-Fache des ursprünglich zugeordneten Zielwertes begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwertes bei Ausgabe als auch des Endkurses erfolgt jeweils anhand von 60-Tages-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren. Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um Effekte von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Grundparameter der beiden im Jahr 2013 unter diesen Planbedingungen aktiven Tranchen lauten wie folgt:

E.ON Share Performance Rechte		
	7. Tranche	6. Tranche
Ausgabedatum	1. Jan. 2012	1. Jan. 2011
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	17,10 €	22,43 €
Maximaler Auszahlungsbetrag	42,75 €	56,08 €

Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung 19,7 Mio € (2012: 22,4 Mio €). Der Aufwand für die sechste und siebte Tranche betrug im Geschäftsjahr 2013 1,1 Mio € (2012: 14,7 Mio €).

E.ON Share Matching Plan

Seit 2013 gewährt E.ON virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Share Matching Plans. Jede virtuelle Aktie berechtigt am Ende der Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie. Berechnungsgrundlagen der langfristigen variablen Vergütung sind der „Ausgangsbetrag“, das „Basis-Matching“ und das „Performance-Matching“.

Der „Ausgangsbetrag“ ermittelt sich, indem ein rechnerischer Teil der vertraglichen Zieltantieme des Begünstigten mit der Gesamtzielerreichung des Begünstigten aus dem Vorjahr multipliziert wird. Der Ausgangsbetrag wird in virtuelle Aktien umgerechnet. In Deutschland und Schweden ist die Gewährung virtueller Aktien in Höhe des „Ausgangsbetrags“ grundsätzlich für 2014, in den USA für 2015 vorgesehen. Zusätzlich werden dem Begünstigten virtuelle Aktien im Rahmen des „Basis-Matchings“ und des „Performance-Matchings“ gewährt. Das Verhältnis des Basis-Matchings zum Ausgangsbetrag wird bei Mitgliedern des Vorstands der E.ON SE nach dem Ermessen des Aufsichtsrates ermittelt, bei allen weiteren Begünstigten beträgt es 2:1. Das Performance Matching erfolgt nur bei Erreichen einer vor Beginn der Laufzeit von Vorstand und Aufsichtsrat festgelegten Mindestperformance, bezogen auf den ROACE.

Die Auszahlung aus dem Performance-Matching entspricht dem Zielwert bei Ausgabe, wenn der Kurs der E.ON-Aktie am Ende der Laufzeit gehalten wurde und die durchschnittliche ROACE-Performance einem von Vorstand und Aufsichtsrat festgelegten Zielwert entspricht. War der ROACE im Durchschnitt der vierjährigen Laufzeit höher als der Zielwert, so erhöht sich im Rahmen des Performance-Matchings die Anzahl der virtuellen Aktien, jedoch maximal auf das Doppelte des Zielwerts. Für den Fall, dass der durchschnittliche ROACE unter dem Zielwert liegt, vermindert sich die Anzahl der virtuellen Aktien und damit auch der Auszahlungsbetrag. Ab einer definierten Unterperformance erfolgt aus dem Performance-Matching keine Auszahlung mehr.

Am Ende der Laufzeit wird zu jeder virtuellen Aktie die Summe der an einen Aktionär während der Laufzeit gezahlten Dividenden hinzuaddiert. Die Höhe des maximal an einen Planteilnehmer auszuzahlenden Betrags ist auf das Zweifache der Summe aus Ausgangsbetrag, Basis-Matching und Zielwert des Performance-Matchings begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwertes bei Ausgabe als auch des Endkurses erfolgt jeweils anhand von 60-Tages-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren.

Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um zum Beispiel den Effekt von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Grundparameter der im Jahr 2013 unter diesen Planbedingungen aktiven Tranche lauten wie folgt:

E.ON Share Matching Virtuelle Aktien	
1. Tranche	
Ausgabedatum	1. Apr. 2013
Laufzeit	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	13,31 €

Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen.

Zusätzlich dazu erfolgt beim Performance-Matching eine Simulation der ROACE-Entwicklung. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die erste Tranche des E.ON Share Matching Plans 8,8 Mio €. Der Aufwand für die Tranche betrug im Geschäftsjahr 2013 9,1 Mio €.

Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte E.ON durchschnittlich 65.416 Mitarbeiter (2012: 74.811). Dabei sind durchschnittlich 1.563 (2012: 2.126) Auszubildende nicht berücksichtigt.

Nach Segmenten setzt sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter¹⁾	2013	2012
Erzeugung	9.292	10.287
Erneuerbare Energien	1.768	1.809
Globaler Handel	1.695	3.045
Exploration & Produktion	207	192
Deutschland	13.939	20.956
Weitere EU-Länder	27.706	29.649
Nicht-EU-Länder	5.043	5.029
Konzernleitung/Sonstige ²⁾	5.766	3.844
Summe	65.416	74.811

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende
2) einschließlich E.ON IT Group und E.ON Business Services (EBS)

(12) Sonstige Angaben

Umwandlung der E.ON AG in die E.ON SE

Am 15. November 2012 wurde die E.ON AG in eine Europäische Aktiengesellschaft (SE) umgewandelt. Entsprechend dem in Deutschland angewandten dualen System übernehmen weiterhin der Vorstand und der Aufsichtsrat die Leitung und Kontrolle des Konzerns. Der paritätisch besetzte Aufsichtsrat wurde auf zwölf Personen verkleinert.

Deutscher Corporate Governance Kodex

Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE haben die nach § 161 AktG vorgeschriebene Entsprechenserklärung am 16. Dezember 2013 abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite der Gesellschaft (www.eon.com) dauerhaft öffentlich zugänglich gemacht.

Honorare und Dienstleistungen des Abschlussprüfers

Für die in den Geschäftsjahren 2013 und 2012 erbrachten Dienstleistungen des Abschlussprüfers des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers (PwC), Aktiengesellschaft, Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, (Inland) sowie von Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerkes sind folgende Honorare als Aufwand erfasst worden:

Honorare des Abschlussprüfers	2013	2012
in Mio €		
Abschlussprüfung	24	27
<i>Inland</i>	16	19
Sonstige Bestätigungsleistungen	20	25
<i>Inland</i>	16	20
Steuerberatungsleistungen	1	1
<i>Inland</i>	-	1
Sonstige Leistungen	2	1
<i>Inland</i>	-	1
Summe	47	54
<i>Inland</i>	32	41

Die Honorare für Abschlussprüfungen betreffen die Prüfung des Konzernabschlusses und der gesetzlich vorgeschriebenen Abschlüsse der E.ON SE und ihrer verbundenen Unternehmen.

Die Honorare für sonstige Bestätigungsleistungen betreffen insbesondere die prüferische Durchsicht der Zwischenabschlüsse nach IFRS. Darüber hinaus sind hier die Honorare für projektbegleitende Prüfungen im Rahmen der Einführung von IT- und internen Kontrollsystemen, Due-Diligence-Leistungen im Zusammenhang mit Akquisitionen und Desinvestitionen sowie sonstige Pflichtprüfungen und freiwillige Prüfungen enthalten.

Die Honorare für Steuerberatungsleistungen entfallen vor allem auf die Einzelfallberatung im Zusammenhang mit M&A-Transaktionen, die laufende Beratung im Zusammenhang

mit der Erstellung von Steuererklärungen und der Prüfung von Steuerbescheiden sowie auf die Beratung in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten.

Die Honorare für sonstige Leistungen betreffen im Wesentlichen die fachliche Unterstützung bei IT- und sonstigen Projekten.

Anteilsbesitzliste

Die Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 313 Abs. 2 HGB sind integraler Bestandteil des Anhangs und auf den Seiten 194 bis 207 dargestellt.

(13) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) für den Konzernüberschuss wird wie folgt berechnet:

Ergebnis je Aktie		
in Mio €	2013	2012
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.503	2.576
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-368	-424
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	2.135	2.152
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	7	37
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON SE	2.142	2.189
in €		
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)		
aus fortgeführten Aktivitäten	1,12	1,13
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,00	0,02
aus Konzernüberschuss	1,12	1,15
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.907	1.906

Aus der Erstanwendung von IAS 19R ergibt sich im Jahr 2012 eine Minderung des Ergebnisses je Aktie in Höhe von 0,01 €. Im Vergleich zur Anwendung des IAS 19 (alte Fassung) im Jahr 2013 reduziert sich das Ergebnis je Aktie um ebenfalls 0,01 €.

Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

(14) Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

Die Entwicklung des Goodwills, der immateriellen Vermögenswerte und der Sachanlagen ist in den nachfolgenden Tabellen dargestellt:

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2013
	1. Januar 2013	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
Goodwill	16.808	-291	-324	0	0	0	16.193
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	6	-	-3	-	-	-	3
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	1.819	-39	-12	4	-851	-	921
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	6.928	-329	-20	89	-51	47	6.664
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	872	-14	-32	79	-66	42	881
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	265	-5	-9	11	-121	-	141
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	9.890	-387	-76	183	-1.089	89	8.610
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.444	-56	-21	2.339	-1.829	20	1.897
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	88	-2	-1	131	-	-73	143
Immaterielle Vermögenswerte	11.422	-445	-98	2.653	-2.918	36	10.650
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	3.121	-60	-110	14	-10	7	2.962
Bauten	8.139	-221	-349	46	-12	111	7.714
Technische Anlagen und Maschinen	90.025	-1.537	-7.362	2.048	-630	4.836	87.380
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.530	-19	-222	125	-123	133	1.424
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	10.444	-331	-60	2.731	-167	-5.012	7.605
Sachanlagen	113.259	-2.168	-8.103	4.964	-942	75	107.085

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2013

in Mio €	Erzeugung	Erneu- erbare Energien	Globaler Handel	Explora- tion & Produktion	Deutsch- land	Weitere EU-Länder	Russland ⁴⁾	Konzern- leitung/ Konsoli- dierung	E.ON- Konzern
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2013	4.264	2.056	1.308	1.857	967	1.451	1.537	0	13.440
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-177	-	-	-63	31	-	-	-209
Wertminderungen	-	-	-111	-	-	-27	-	-	-138
Sonstige Veränderungen ¹⁾	-49	46	-2	-22	-66	-33	-170	-	-296
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2013	4.215	1.925	1.195	1.835	838	1.422	1.367	0	12.797
Wachstumsrate ²⁾ (%)	1,5	1,5-2,0	1,5	1,5	-	-	3,5	-	-
Kapitalkosten ²⁾ (%)	6,7	5,8-6,6	5,7	7,4	-	-	13,9	-	-
Sonstiges Anlagevermögen³⁾									
Wertminderungen	-798	-149	-288	-221	-8	-44	-278	-	-1.786
Zuschreibungen	397	-	34	-	-	85	-	-	516

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Wachstumsrate und Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist

3) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

4) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung

Kumulierte Abschreibungen									Netto-Buchwerte
1. Januar 2013	Währungs-unterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Wertminderungen	Zuschreibungen	31. Dezember 2013	31. Dezember 2013
-3.368	-1	111	0	0	0	-138	0	-3.396	12.797
-2	-	1	-	-	-	-	-	-1	2
-1.507	37	44	-37	851	-1	-1	-	-614	307
-2.021	61	10	-229	37	-2	-54	1	-2.197	4.467
-655	11	26	-94	64	-4	-	-	-652	229
-175	5	1	-26	121	2	-3	-	-75	66
-4.360	114	82	-386	1.073	-5	-58	1	-3.539	5.071
-185	11	1	-	1	-22	-352	34	-512	1.385
-8	-	-	-	-	-	-3	-	-11	132
-4.553	125	83	-386	1.074	-27	-413	35	-4.062	6.588
-420	3	31	-8	-	1	-8	15	-386	2.576
-4.576	75	271	-190	8	35	-172	30	-4.519	3.195
-52.822	556	4.713	-2.852	458	-44	-1.164	389	-50.766	36.614
-1.044	13	150	-128	105	-104	-1	1	-1.008	416
-224	2	-	-	36	32	-28	46	-136	7.469
-59.086	649	5.165	-3.178	607	-80	-1.373	481	-56.815	50.270

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2013 – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien	Schweden	Tschechien	Ungarn	Übrige regionale Einheiten	Weitere EU-Länder
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2013	918	140	53	0	340	1.451
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-3	-1	-	35	31
Wertminderungen	-	-	-	-	-27	-27
Sonstige Veränderungen ¹⁾	-19	-5	-9	-	-	-33
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2013	899	132	43	0	348	1.422
Sonstiges Anlagevermögen²⁾						
Wertminderungen	-8	-5	-	-27	-4	-44
Zuschreibungen	22	-	8	-	55	85

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2012
	1. Januar 2012	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Konsolidie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
Goodwill	17.223	153	-568	0	0	0	16.808
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	6	-	-	-	-	-	6
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	2.233	25	-382	-	-58	1	1.819
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	6.782	80	42	41	-133	116	6.928
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	855	8	-69	65	-44	57	872
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	228	3	-2	35	-1	2	265
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	10.104	116	-411	141	-236	176	9.890
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	1.499	29	-206	3.409	-3.246	-41	1.444
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	91	-	-19	136	-1	-119	88
Immaterielle Vermögenswerte	11.694	145	-636	3.686	-3.483	16	11.422
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	3.244	68	-176	13	-61	33	3.121
Bauten	9.007	137	-861	75	-175	-44	8.139
Technische Anlagen und Maschinen	95.247	988	-10.405	2.959	-821	2.057	90.025
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	1.662	11	-142	109	-110	-	1.530
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	8.839	206	-150	3.807	-198	-2.060	10.444
Sachanlagen	117.999	1.410	-11.734	6.963	-1.365	-14	113.259

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2012

in Mio €	Erzeugung	Erneu- erbare Energien	Globaler Handel	Explora- tion & Produktion	Deutsch- land	Weitere EU-Länder	Russland ⁴⁾	Konzern- leitung/ Konsoli- dierung	E.ON- Konzern
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2012	4.210	2.061	3.793	0	1.043	1.492	1.484	0	14.083
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-1	-410	-	-	-	-	-	-411
Wertminderungen	-	-	-203	-	-53	-72	-	-	-328
Sonstige Veränderungen ¹⁾	54	-4	-1.872	1.857	-23	31	53	-	96
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2012	4.264	2.056	1.308	1.857	967	1.451	1.537	0	13.440
Wachstumsrate ²⁾ (%)	1,5	1,5-2,5	1,5	1,5	-	-	3,5	-	-
Kapitalkosten ²⁾ (%)	6,6	5,8-7,0	6,7	6,3	-	-	14,6	-	-
Sonstiges Anlagevermögen³⁾									
Wertminderungen	-591	-136	-124	-42	-142	-130	-42	-40	-1.247
Zuschreibungen	286	-	3	-	42	37	-	-	368

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Wachstumsrate und Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist

3) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

4) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung

Kumulierte Abschreibungen									Netto-Buchwerte
1. Januar 2012	Währungs-unterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Wertminderungen	Zuschreibungen	31. Dezember 2012	31. Dezember 2012
-3.140	2	98	0	0	0	-328	0	-3.368	13.440
-2	-	-	-	-	-	-	-	-2	4
-1.695	-24	249	-94	58	-1	-	-	-1.507	312
-1.699	-12	-49	-245	122	-15	-123	-	-2.021	4.907
-651	-6	55	-88	38	-3	-	-	-655	217
-160	-3	2	-18	-	5	-1	-	-175	90
-4.207	-45	257	-445	218	-14	-124	0	-4.360	5.530
-108	-4	-	-	12	28	-116	3	-185	1.259
-7	-	-	-	-	2	-3	-	-8	80
-4.322	-49	257	-445	230	16	-243	3	-4.553	6.869
-361	-3	27	-11	8	-2	-86	8	-420	2.701
-4.801	-58	398	-216	156	3	-108	50	-4.576	3.563
-55.803	-456	5.896	-2.754	703	-151	-564	307	-52.822	37.203
-1.096	-7	107	-141	87	9	-3	-	-1.044	486
-69	-1	7	-	103	-21	-243	-	-224	10.220
-62.130	-525	6.435	-3.122	1.057	-162	-1.004	365	-59.086	54.173

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2012 – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien	Schweden	Tschechien	Ungarn	Übrige regionale Einheiten	Weitere EU-Länder
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2012	897	134	54	67	340	1.492
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	-	-	-	-	-	-
Wertminderungen	-	-	-	-72	-	-72
Sonstige Veränderungen ¹⁾	21	6	-1	5	-	31
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2012	918	140	53	0	340	1.451
Sonstiges Anlagevermögen²⁾						
Wertminderungen	-25	-3	-	-94	-8	-130
Zuschreibungen	-	-	2	-	35	37

1) Die sonstigen Veränderungen beinhalten Effekte aus konzerninternen Umstrukturierungen, Umbuchungen, Währungskursdifferenzen sowie Umgliederungen in zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte.

2) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

Goodwill

Anfang des Jahres 2013 wurde das bisherige Segment Optimierung & Handel in Globaler Handel umbenannt. Darüber hinaus wurden in geringfügigem Umfang einzelne Gesellschaften aus der regionalen Einheit Deutschland im Wesentlichen in die globale Einheit Erneuerbare Energien umgegliedert. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst. Zudem werden unter den übrigen EU-Regionen auch die Aktivitäten der E.ON Connecting Energies ausgewiesen (vergleiche auch Textziffer 33).

Die Entwicklung des Goodwills in den Segmenten sowie die Zuordnungen von Wertminderungen und Zuschreibungen je berichtspflichtiges Segment ergeben sich aus den Tabellen auf den Seiten 136 und 137.

Wertminderungen

Nach IFRS 3 unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich auf der Betrachtungsebene der Cash Generating Units einer Werthaltigkeitsprüfung unterzogen. Darüber hinaus ist der Goodwill einzelner Cash Generating Units bei Eintritt besonderer Ereignisse, die zu einer Verringerung des erzielbaren Betrags der jeweiligen Cash Generating Unit führen können, auch unterjährig einer solchen Werthaltigkeitsprüfung zu unterziehen. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer und Sachanlagevermögen sind grundsätzlich bei Vorliegen von bestimmten Ereignissen oder äußeren Umständen auf Werthaltigkeit zu testen.

Im Rahmen der Impairment-Tests werden zunächst die beizulegenden Zeitwerte abzüglich der Veräußerungskosten der Cash Generating Units ermittelt. Sofern keine bindenden Verkaufstransaktionen oder Marktpreise für die jeweiligen Cash Generating Units vorhanden sind, erfolgt die Bestimmung auf Basis von Discounted-Cashflow-Verfahren.

Die Bewertungen basieren auf der vom Vorstand genehmigten Mittelfristplanung. Den Berechnungen für Zwecke der Werthaltigkeitstests liegen grundsätzlich die drei Planjahre der Mittelfristplanung zuzüglich zweier weiterer Detailplanungsjahre zugrunde. In begründeten Ausnahmefällen wird hiervon abweichend ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. Dies ist insbesondere der Fall, wenn regulatorische Vorgaben oder Rahmenbedingungen dieses erfordern. Für die über die Detailplanungsperiode hinausgehenden Cashflow-Annahmen werden auf Basis von Vergangenheitsanalysen und Zukunftsprognosen segmentspezifische Wachstumsraten ermittelt. Die im Jahr 2013 verwendeten Wachstumsraten entsprechen grundsätzlich den Inflationsraten in den jeweiligen Ländern, in denen die Cash Generating Units tätig sind. Die für den Euroraum verwendete Inflationsrate betrug im Geschäftsjahr 1,5 Prozent (2012: 1,5 Prozent). Zudem wird im Berichtssegment Erneuerbare Energien die Wachstumsrate zum Teil um segmentspezifische Entwicklungserwartungen der jeweiligen Geschäftsfelder (zum Beispiel regulatorische Rahmenbedingungen, Reinvestitionszyklen oder Wachstumsperspektiven) angepasst. Die zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinssätze werden auf Grundlage von Marktdaten je Cash Generating Unit ermittelt und betrugen zum Bewertungsstichtag zwischen 4,9 und 8,6 Prozent (2012: 5,0 und 9,9 Prozent).

Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrags durch das Management beruht, sind die Prognosen der Marktpreise für Rohstoffe, künftiger Strom- und Gaspreise auf den Großhandels- und Endverbrauchermärkten, der

unternehmensbezogenen Investitionstätigkeit, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Wachstumsraten und der Kapitalkosten. Diese Annahmen beruhen – sofern vorhanden – auf öffentlich verfügbaren Marktdaten.

Die obigen Ausführungen gelten entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten. So basieren diese Tests zum Beispiel im Bereich Erzeugung auf der jeweiligen Restnutzungsdauer sowie weiteren anlagenspezifischen Bewertungsparametern. Wenn der Goodwill einer Cash Generating Unit zusammen mit Vermögenswerten oder Gruppen von Vermögenswerten auf Werthaltigkeit überprüft wird, so sind zunächst die Vermögenswerte zu überprüfen.

Während der erzielbare Betrag zur Bestimmung der Werthaltigkeit eines Geschäftsfeldes prinzipiell auf dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten beruht, entspricht dieser bei der Fokusregion Russland dem Konzept des Nutzungswertes. Der Nutzungswert der Region Russland wird in lokaler Währung und entsprechend den regulatorischen Rahmenbedingungen über einen Detailplanungszeitraum von zwölf Jahren bestimmt. Die Kapitalkosten dieser Cash Generating Unit betragen auf Vorsteuerbasis 13,9 Prozent (Nachsteuerzinssatz: 11,1 Prozent; 2012: 14,6 beziehungsweise 11,7 Prozent).

Aus der Durchführung der Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2013 ergab sich mit Ausnahme der Region Niederlande, deren Goodwill um 27 Mio € wertgemindert wurde, kein weiterer außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf. Im Zusammenhang mit eingeleiteten Verkäufen wurden zudem Wertminderungen auf den Goodwill in Höhe von 111 Mio € (2012: 256 Mio €) erfasst (vergleiche hierzu ausführlich Textziffer 4).

Der Goodwill sämtlicher Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill wesentlich im Vergleich zum Buchwert des Goodwills insgesamt ist, weist Überdeckungen der jeweiligen Buchwerte durch die erzielbaren Beträge auf, sodass, ausgehend von der aktuellen Beurteilung der wirtschaftlichen Lage, erst eine signifikante Änderung der wesentlichen Bewertungsparameter zu einem Wertminderungsbedarf auf Goodwill führen würde.

Im Geschäftsjahr 2013 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von 1.373 Mio € vorgenommen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betrifft mit 176 Mio € ein Kraftwerk in der Fokusregion Russland, das im dritten Quartal 2013 aufgrund geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen auf einen erzielbaren Betrag von 250 Mio € außerplanmäßig abgeschrieben wurde. Der erzielbare Betrag entspricht dem Nutzungswert. Die weiteren Wertminderungen auf Sachanlagevermögen betreffen eine Vielzahl von Einzelsachverhalten und verteilen sich im Wesentlichen auf konventionelle Kraftwerke in der globalen Einheit Erzeugung (798 Mio €), die Fokusregion Russland (weitere 102 Mio €) sowie die globale Einheit Erneuerbare Energien (94 Mio €).

Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 413 Mio €. Hiervon entfallen 206 Mio € auf Emissionsrechte im Segment Globaler Handel, die entsprechend dem Börsenpreis zum Stichtag auf beizulegende Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten von 242 Mio € wertgemindert wurden. Darüber hinaus waren Wertminderungen in Höhe von 144 Mio € im Segment Exploration & Produktion erforderlich.

Aufgrund der in den Vorjahren erfassten Wertminderungen auf eine Vielzahl von Sachanlagen, insbesondere im Bereich der Erzeugung, sind die betroffenen Vermögenswerte in den Folgejahren besonders sensitiv gegenüber künftigen Veränderungen der wesentlichen Annahmen zur Bestimmung des erzielbaren Betrags.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfungen wurden die erzielbaren Beträge nahezu aller Erzeugungskapazitäten ermittelt. Hierbei ergaben sich in Einzelfällen auch Zuschreibungen in Höhe von insgesamt 397 Mio €, die im Wesentlichen auf Kraftwerke in den Ländern Spanien, Italien, den Niederlanden und Deutschland entfallen und die primär aus Veränderungen der Prognosen für Strompreise und für Brennstoffkosten resultieren. Weitere Zuschreibungen in Höhe von 85 Mio € entfallen auf andere Segmente.

Aus den im Jahr 2012 durchgeführten Impairment-Tests resultierten Wertminderungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von 1.004 Mio €. Dieser Betrag entfiel im Wesentlichen auf konventionelle Kraftwerke in der globalen Einheit Erzeugung (587 Mio €), auf die Regionen Deutschland, Ungarn und Russland (268 Mio €) sowie die globale Einheit Globaler Handel (87 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 243 Mio € und verteilen sich im Wesentlichen auf die Aktivitäten der globalen Einheiten Erneuerbare Energien (117 Mio €), Exploration & Produktion (38 Mio €) und Globaler Handel (37 Mio €). Insbesondere das insgesamt verschlechterte Marktumfeld, regulatorische Eingriffe sowie die periodischen Aktualisierungen der Kapitalkosten und der langfristigen Preisannahmen waren die Ursachen für die Wertminderungen im Geschäftsjahr 2012.

Darüber hinaus ergab sich eine Wertminderung des Goodwills von insgesamt 328 Mio €. Hiervon entfielen 72 Mio € auf die übrigen regionalen Einheiten, da der beizulegende Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten bei der regionalen Einheit Ungarn nicht mehr den entsprechenden Buchwert deckte, sowie 256 Mio € auf Wertminderungen im Zusammenhang mit Veräußerungen in der globalen Einheit Globaler Handel sowie der regionalen Einheit Deutschland.

Immaterielle Vermögenswerte

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betrugen 386 Mio € im Jahr 2013 (2012: 445 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich auf 413 Mio € (2012: 243 Mio €) inklusive der zuvor genannten Wertminderungen in den betroffenen Einheiten.

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr in Höhe von 35 Mio € (2012: 3 Mio €) vorgenommen.

In den immateriellen Vermögenswerten sind Emissionsrechte verschiedener Handelssysteme mit einem Buchwert von 626 Mio € (2012: 380 Mio €) enthalten.

Im Berichtsjahr wurden 42 Mio € (2012: 56 Mio €) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Sinne von IAS 38 aufwandswirksam erfasst.

Auf Basis des Bestands an immateriellen Vermögenswerten mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden die folgenden Abschreibungsbeträge für die folgenden fünf Berichtsjahre erwartet:

Voraussichtlicher Abschreibungsaufwand	
in Mio €	
2014	343
2015	330
2016	291
2017	261
2018	232
Summe	1.457

Diese Schätzungen können insbesondere aufgrund von Akquisitionen und Veräußerungen von den tatsächlichen Beträgen in der Zukunft abweichen.

Auf immaterielle Vermögenswerte aus der Explorationstätigkeit entfallen zum 31. Dezember 2013 Buchwerte in Höhe von 352 Mio € (2012: 440 Mio €). Wertminderungen wurden in Höhe von 144 Mio € erfasst (2012: 38 Mio €).

Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 200 Mio € (2012: 308 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Jahr 2013 auf 3.178 Mio € (2012: 3.122 Mio €). In Höhe von 1.373 Mio € (2012: 1.004 Mio €) wurden Wertminderungen auf Sachanlagen inklusive der zuvor genannten Sachverhalte erfasst. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 481 Mio € vorgenommen (2012: 365 Mio €).

Im Jahr 2013 unterlagen insbesondere Grundstücke und Gebäude sowie technische Anlagen und Maschinen in Höhe von 1.753 Mio € (2012: 1.211 Mio €) Veräußerungsbeschränkungen.

Bestimmte Kraftwerke, Gasspeicher und Leitungsnetze werden im Wege des Finanzierungsleasings genutzt und im E.ON-Konzernabschluss aktiviert, weil E.ON das wirtschaftliche Eigentum am geleasteten Vermögenswert zuzurechnen ist.

Die auf dieser Basis aktivierten Sachanlagen weisen zum Bilanzstichtag folgende Netto-Buchwerte auf:

E.ON als Leasingnehmer – Buchwerte aktivierter Vermögenswerte		
in Mio €	31. Dezember	
	2013	2012
Grundstücke	4	4
Bauten	-	15
Technische Anlagen und Maschinen	1.119	860
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	103	83
Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände	1.226	962

Für die Verträge bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kaufoptionen. Die entsprechenden Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing-Verträgen werden wie folgt fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing						
in Mio €	Mindestleasingzahlungen		Enthaltener Zinsanteil		Barwerte	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Fälligkeit bis 1 Jahr	136	126	86	64	50	62
Fälligkeit 1-5 Jahre	535	383	340	250	195	133
Fälligkeit über 5 Jahre	2.227	1.734	1.241	980	986	754
Summe	2.898	2.243	1.667	1.294	1.231	949

Der Barwert der Mindestleasingverpflichtungen wird unter den Leasingverbindlichkeiten ausgewiesen.

Zu den künftigen Verpflichtungen aus Operating-Lease-Verhältnissen, bei denen das wirtschaftliche Eigentum nicht bei E.ON als Leasingnehmer liegt, vergleiche Textziffer 27.

E.ON tritt auch als Leasinggeber auf. An bedingten Leasingzahlungen wurden 58 Mio € (2012: 25 Mio €) vereinnahmt. Die zukünftig zu vereinnahmenden Leasingraten aus Operating-Lease-Verhältnissen weisen nebenstehende Fälligkeitsstruktur auf:

E.ON als Leasinggeber – Operating Lease		
in Mio €	2013	2012
Nominalwert der ausstehenden Leasingraten		
Fälligkeit bis 1 Jahr	44	24
Fälligkeit 1-5 Jahre	161	316
Fälligkeit über 5 Jahre	209	382
Summe	414	722

Zu Leasingforderungen aus Finanzierungsleasing-Verhältnissen vergleiche Textziffer 17.

(15) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die at equity bewerteten Unternehmen und sonstigen Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen						
in Mio €	31. Dezember 2013			31. Dezember 2012		
	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Gemeinschaftsunternehmen	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Gemeinschaftsunternehmen
At equity bewertete Unternehmen	5.624	2.880	2.744	4.067	3.352	715
Beteiligungen	1.966	246	12	1.612	248	8
Langfristige Wertpapiere	4.444	-	-	4.746	-	-
Summe	12.034	3.126	2.756	10.425	3.600	723

1) Soweit assoziierte Unternehmen als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen, die aus Wesentlichkeitsgründen at-cost bilanziert werden.

Die at equity bewerteten Unternehmen umfassen ausschließlich assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen.

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere.

Im Geschäftsjahr 2013 betrugen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 468 Mio € (2012: 662 Mio €). Dies betrifft im Geschäftsjahr mit 342 Mio € eine Beteiligung im Segment „Weitere Nicht-EU-Länder“, die auf einen erzielbaren Betrag, der nach dem Nutzungswert ermittelt wurde, von 472 Mio € wertgemindert wurde. Wesentliche Gründe für diese Wertminderung sind Projektverschiebungen sowie technische Aspekte. Im Vorjahr wurden insbesondere aufgrund des verschlechterten Marktumfelds sowie des eingeleiteten Veräußerungsprozesses 519 Mio € auf eine ausländische Beteiligung im Segment Globaler Handel abgeschrieben. Der beizulegende Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten der Beteiligung betrug zum 31. Dezember 2012 1.242 Mio €.

Die Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen beliefen sich auf 84 Mio € (2012: 71 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, beträgt zum Geschäftsjahresende 312 Mio € (2012: 250 Mio €).

Von den langfristigen Wertpapieren sind 666 Mio € (2012: 593 Mio €) zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen der VKE zweckgebunden (siehe Textziffer 31).

Anteile an at equity bewerteten Unternehmen

Folgende Aufstellungen geben einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnungen sowie der aggregierten Bilanzen der at equity bewerteten Unternehmen:

Ergebnisdaten der at equity bewerteten Unternehmen						
in Mio €	2013			2012		
	Gesamt	Assoziierte Unternehmen	Gemeinschaftsunternehmen	Gesamt	Assoziierte Unternehmen	Gemeinschaftsunternehmen
Umsatzerlöse	15.171	12.238	2.933	13.426	13.035	391
Jahresergebnis	766	1.035	-269	766	746	20

Bilanzdaten der at equity bewerteten Unternehmen						
in Mio €	31. Dezember 2013			31. Dezember 2012		
	Gesamt	Assoziierte Unternehmen	Gemeinschaftsunternehmen	Gesamt	Assoziierte Unternehmen	Gemeinschaftsunternehmen
Langfristige Vermögenswerte	33.975	22.475	11.500	25.817	23.832	1.985
Kurzfristige Vermögenswerte	9.498	7.846	1.652	7.496	7.044	452
Rückstellungen	6.145	5.543	602	5.888	5.733	155
Verbindlichkeiten und sonstige Passiva	24.994	16.403	8.591	15.697	14.421	1.276
Eigenkapital	12.334	8.375	3.959	11.728	10.722	1.006

Die von E.ON vereinnahmten Beteiligungserträge der at equity bewerteten Unternehmen betrugen im Berichtsjahr 659 Mio € (2012: 510 Mio €).

Auf at equity bewertete Unternehmen, deren Anteile markt-gängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 778 Mio € (2012: 691 Mio €). Diese Anteile weisen Fair Values von 545 Mio € (2012: 555 Mio €) auf.

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 716 Mio € (2012: 847 Mio €) Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

(16) Vorräte

Das Vorratsvermögen setzt sich zum 31. Dezember 2013 und 2012 wie folgt zusammen:

Vorräte		
in Mio €	31. Dezember	
	2013	2012
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	2.133	2.156
Handelswaren	1.848	2.389
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	165	189
Summe	4.146	4.734

Rohstoffe, Handelswaren und fertige Erzeugnisse werden grundsätzlich nach der Durchschnittskostenmethode bewertet.

Die Wertberichtigungen im Jahr 2013 beliefen sich auf 82 Mio € (2012: 70 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 11 Mio € (2012: 9 Mio €).

Es liegen keine Sicherungsübereignungen von Vorräten vor.

(17) Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzen sich die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte wie folgt zusammen:

Forderungen und sonstige Vermögenswerte				
in Mio €	31. Dezember 2013		31. Dezember 2012	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus Finanzierungsleasing	95	630	64	817
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	1.514	2.920	1.994	2.875
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	1.609	3.550	2.058	3.692
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14.246	-	16.104	-
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	3.996	1.485	4.489	1.944
Übrige betriebliche Vermögenswerte	2.659	531	3.761	456
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	20.901	2.016	24.354	2.400
Summe	22.510	5.566	26.412	6.092

Im Geschäftsjahr 2013 bestehen zugunsten E.ONs als Leasinggeber im Rahmen von Finanzierungsleasing nicht garantierte Restwerte in Höhe von 18 Mio € (2012: 18 Mio €). Für die Leasingverhältnisse bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kaufoptionen. Zum Bilanzstichtag enthalten die sonstigen finanziellen Vermögenswerte Forderungen gegen Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss von Gemeinschaftskraftwerken in Höhe von 135 Mio € (2012: 73 Mio €) und Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 445 Mio € (2012: 1.213 Mio €). Darüber hinaus ist, basierend auf den Vorgaben von IFRIC 5, in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit 1.768 Mio € (2012: 1.743 Mio €) ein Erstattungsanspruch gegenüber Schwedens Fonds für Nuklearabfall im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken beziehungsweise der nuklearen Entsorgung enthalten. Da dieser Vermögenswert zweckgebunden ist, unterliegt er Restriktionen im Hinblick auf die Verfügbarkeit durch die Gesellschaft.

Die Altersstrukturanalyse für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen stellt sich wie folgt dar:

Altersstruktur Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		
in Mio €	2013	2012
Nicht wertgemindert und nicht überfällig	11.949	14.570
Nicht wertgemindert und überfällig	1.362	1.211
bis 60 Tage	934	1.004
von 61 bis 90 Tage	44	58
von 91 bis 180 Tage	96	61
von 181 bis 360 Tage	86	41
über 360 Tage	202	47
Nettowert wertberichtigte Forderungen	935	323
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14.246	16.104

Die einzelnen wertberichtigten Forderungen bestehen gegenüber einer Vielzahl von Endkunden, bei denen ein vollständiger Forderungseingang nicht mehr wahrscheinlich ist. Die Überwachung der Forderungsbestände erfolgt in den einzelnen Einheiten.

Die Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben sich wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		
in Mio €	2013	2012
Stand zum 1. Januar	-881	-860
Veränderung Konsolidierungskreis	25	19
Wertminderungen	-411	-362
Zuschreibungen	81	72
Abgänge	119	120
Sonstiges ¹⁾	2	130
Stand zum 31. Dezember	-1.065	-881

1) Unter „Sonstiges“ sind unter anderem Währungsumrechnungsdifferenzen erfasst.

Die Forderungen aus Finanzierungsleasing resultieren überwiegend aus bestimmten Stromlieferverträgen, die nach IFRIC 4 als Leasingverhältnis zu bilanzieren sind. Die Nominal- und Barwerte der ausstehenden Leasingzahlungen weisen die folgenden Fälligkeiten auf:

E.ON als Leasinggeber – Finanzierungsleasing						
in Mio €	Bruttoinvestition in Finanzierungsleasing-Verhältnisse		Noch nicht realisierter Zinsertrag		Barwert der Mindestleasingzahlungen	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Fälligkeit bis 1 Jahr	161	133	62	78	99	55
Fälligkeit 1-5 Jahre	379	532	202	247	177	285
Fälligkeit über 5 Jahre	713	855	264	314	449	541
Summe	1.253	1.520	528	639	725	881

Der Barwert der ausstehenden Leasingzahlungen wird unter den Forderungen aus Finanzierungsleasing ausgewiesen.

(18) Liquide Mittel

Die liquiden Mittel setzen sich entsprechend ihrer ursprünglichen Fälligkeit wie folgt zusammen:

Liquide Mittel		
in Mio €	31. Dezember	
	2013	2012
Wertpapiere und Festgeldanlagen	2.648	3.281
<i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	2.316	2.437
<i>Festgeldanlagen mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	332	844
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	639	449
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4.027	2.816
Summe	7.314	6.546

Im Berichtsjahr existierten verfügbungsbeschränkte Zahlungsmittel mit einer Fälligkeit von mehr als drei Monaten in Höhe von 3 Mio € (2012: 7 Mio €).

Darüber hinaus sind in den kurzfristigen Wertpapieren mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als drei Monaten Wertpapiere der VKE in Höhe von 81 Mio € (2012: 77 Mio €) enthalten, die zur Erfüllung versicherungsrechtlicher Verpflichtungen zweckgebunden sind (siehe Textziffer 31).

In den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten sind Barmittel, Schecks, Kassenbestände, Guthaben bei der Bundesbank und anderen Kreditinstituten mit einer ursprünglichen Fälligkeit von weniger als drei Monaten in Höhe von 3.487 Mio € (2012: 2.759 Mio €) ausgewiesen, sofern sie nicht verfügbungsbeschränkt sind.

(19) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist eingeteilt in 2.001.000.000 auf den Namen lautende nennwertlose Stückaktien (Aktien ohne Nennbetrag) und beträgt 2.001.000.000 € (2012: 2.001.000.000 €). Das Grundkapital der Gesellschaft ist erbracht worden im Wege der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE).

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 2. Mai 2017 eigene Aktien zu erwerben. Auf die erworbenen Aktien dürfen zusammen mit anderen eigenen Aktien, die sich im Besitz der Gesellschaft befinden oder ihr nach den §§ 71a ff. AktG zuzurechnen sind, zu keinem Zeitpunkt mehr als 10 Prozent des Grundkapitals entfallen. Der Vorstand wurde auf der oben genannten Hauptversammlung ermächtigt, erworbene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 31. Dezember 2013 betrug 1.907.808.363 (31. Dezember 2012: 1.906.750.395). Zum 31. Dezember 2013 befanden sich im Bestand der E.ON SE sowie einer Tochtergesellschaft 93.191.637 eigene Aktien (31. Dezember 2012: 94.249.605) mit einem Buchwert von 3.484 Mio € (entsprechend 4,66 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 93.191.637 € des Grundkapitals). Im Jahr 2013 wurden für das Mitarbeiteraktienprogramm 1.057.296 Aktien aus dem Bestand entnommen und an Mitarbeiter ausgegeben (2012: Entnahme von 1.279.079 Aktien aus dem Bestand). Zur Ausgabe von Aktien im Rahmen des Mitarbeiteraktienprogramms siehe auch Textziffer 11. Weiterhin wurden aus dem Bestand 672 Aktien ausgegeben (2012: 1.181 Aktien).

Die Gesellschaft wurde durch die Hauptversammlung weiterhin ermächtigt, Aktien auch unter Einsatz von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden zu erwerben. Erfolgt der Erwerb unter Einsatz von Derivaten in Form von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden, müssen die Optionsgeschäfte mit einem Finanzinstitut oder über die Börse zu marktnahen Konditionen abgeschlossen werden. Im Berichtsjahr wurden über dieses Modell keine Aktien erworben.

Genehmigtes Kapital

Der Vorstand wurde gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 2. Mai 2017 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu 460 Mio € durch ein- oder mehrmalige Ausgabe neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen mit der Möglichkeit der Bezugsrechtsbeschränkung der Aktionäre zu erhöhen, jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 das genehmigte Kapital gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch vorhanden ist (genehmigtes Kapital gemäß §§ 202 ff. AktG). Der Vorstand ist – mit Zustimmung des Aufsichtsrats – ermächtigt, über den Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu entscheiden. Das genehmigte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

Bedingtes Kapital

Auf der Hauptversammlung vom 3. Mai 2012 wurde eine bis zum 2. Mai 2017 befristete bedingte Kapitalerhöhung des Grundkapitals – mit der Möglichkeit, das Bezugsrecht auszu-schließen – von 175 Mio € beschlossen. Die bedingte Kapitalerhöhung wird nur insoweit durchgeführt, wie die Inhaber von Options- oder Wandlungsrechten beziehungsweise die zur Wandlung Verpflichteten aus Options- oder Wandelanleihen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen, die von der E.ON SE oder einer Konzerngesellschaft der E.ON SE im Sinne von § 18 AktG ausgegeben beziehungsweise garantiert werden, von ihren Options- beziehungsweise Wandlungsrechten Gebrauch machen oder, soweit sie zur Wandlung verpflichtet sind, ihre Verpflichtung zur Wandlung erfüllen, soweit nicht ein Barausgleich gewährt oder eigene Aktien oder Aktien einer anderen börsennotierten Gesellschaft zur Bedienung eingesetzt werden. Diese bedingte Kapitalerhöhung gilt jedoch höchstens bis zu dem Betrag und der Anzahl von Aktien, in dessen beziehungsweise deren Höhe im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Umwandlung der E.ON AG in eine Europäische Gesellschaft (SE) gemäß Umwandlungsplan vom 6. März 2012 die bedingte Kapitalerhöhung gemäß § 3 der Satzung der E.ON AG noch nicht durchgeführt ist. Das bedingte Kapital wurde nicht in Anspruch genommen.

Stimmrechtsverhältnisse

Nachfolgende Mitteilungen gemäß § 21 Abs. 1 WpHG zu den Stimmrechtsverhältnissen liegen vor:

Angaben zu Beteiligungen am Kapital der E.ON SE						
Aktionäre	Datum der Mitteilung	Veränderung Schwellenwerte	Erreichen der Stimmrechtsanteile am	Zurechnung	Stimmrechte	
					in %	absolut
BlackRock Inc., New York, USA ¹⁾	26. Okt. 2012	5 %	21. März 2011	indirekt	5,02	100.378.878
1) 5,02 Prozent (100.378.878 der Stimmrechte) werden der Gesellschaft gemäß § 22 Abs. 1 Satz 1 Nr. 6 WpHG zugerechnet.						

(20) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklage verringerte sich im Geschäftsjahr 2013 um 7 Mio € auf 13.733 Mio € (2012: 13.740 Mio €). Die Veränderung enthält ausschließlich das Veräußerungsergebnis aus der Ausgabe von Mitarbeiteraktien an anspruchsberechtigte Mitarbeiter des E.ON-Konzerns.

(21) Gewinnrücklagen

Die Gewinnrücklagen des E.ON-Konzerns setzen sich wie folgt zusammen:

Gewinnrücklagen		
in Mio €	31. Dezember	
	2013	2012 ¹⁾
Gesetzliche Rücklagen	45	45
Andere Rücklagen	23.008	22.824
Summe	23.053	22.869
1) Aufgrund der Erstanwendung von IAS 19R sind die Vorjahresvergleichswerte angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 2).		

Für Ausschüttungen an die Aktionäre der E.ON SE steht nach deutschem Aktienrecht der nach handelsrechtlichen Vorschriften ausgewiesene Bilanzgewinn der E.ON SE zur Verfügung.

Die Gewinnrücklagen nach handelsrechtlichen Vorschriften belaufen sich zum 31. Dezember 2013 auf insgesamt 5.776 Mio € (2012: 5.115 Mio €). Hiervon ist die gesetzliche Rücklage mit 45 Mio € (2012: 45 Mio €) gemäß § 150 Abs. 3 und 4 AktG nicht ausschüttungsfähig.

Damit belaufen sich die grundsätzlich ausschüttbaren Gewinnrücklagen auf 5.731 Mio € (2012: 5.070 Mio €).

Für das Geschäftsjahr 2013 wird der Hauptversammlung die Ausschüttung einer Bardividende von 0,60 € je Aktie vorgeschlagen. Für das Geschäftsjahr 2012 wurde eine Dividende von 1,10 € je Aktie ausgeschüttet. Bezogen auf den Jahresendkurs 2013 beträgt die Dividendenrendite 4,5 Prozent. Bei einer Dividende von 0,60 € beträgt das Ausschüttungsvolumen 1.145 Mio €.

(22) Veränderung des Other Comprehensive Income

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt:

Anteil des OCI, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt		
in Mio €	2013	2012
Stand zum 31. Dezember (brutto)	-672	312
Steueranteil	1	-
Stand zum 31. Dezember (netto)	-671	312

(23) Anteile ohne beherrschenden Einfluss

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss je Segment sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Anteile ohne beherrschenden Einfluss		
in Mio €	31. Dezember	
	2013	2012
Erzeugung	313	323
Erneuerbare Energien	195	191
Globaler Handel	-	11
Exploration & Produktion	1	1
Deutschland	1.180	1.877
Weitere EU-Länder	496	561
Russland	541	678
Konzernleitung/Konsolidierung	189	220
Summe	2.915	3.862

Der Rückgang an den Anteilen ohne beherrschenden Einfluss resultiert im Wesentlichen aus Anteilsverkäufen in der Region Deutschland (E.ON Westfalen Weser, E.ON Energy from Waste, E.ON Thüringer Energie und E.ON Mitte) sowie Wechselkursänderungen in der Region Russland.

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt:

Anteil des OCI, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt				
in Mio €	Cashflow Hedges	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Währungsumrechnungsdifferenz	Neubewertung von leistungsorientierten Versorgungsplänen
Stand zum 1. Januar 2012	2	9	-247	-11
Veränderung	-2	25	69	-118
Stand zum 31. Dezember 2012	0	34	-178	-129
Veränderung	2	-12	-116	77
Stand zum 31. Dezember 2013	2	22	-294	-52

(24) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiter des E.ON-Konzerns in Höhe von 15,2 Mrd € stand zum 31. Dezember 2013 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 11,8 Mrd € gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 77 Prozent.

Neben dem ausgewiesenen Planvermögen wird durch die in den Konzernabschluss einbezogene Versorgungskasse Energie

(VKE) ein zusätzliches Vermögen in Höhe von 0,8 Mrd € (2012: 0,7 Mrd €) verwaltet, das kein Planvermögen gemäß IAS 19 darstellt, aber zum Großteil der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen inländischer Konzerngesellschaften dient (siehe Textziffer 31).

Der Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, der Fair Value des Planvermögens und die Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen (Finanzierungsstatus) stellen sich im Vergleich zum Vorjahr wie folgt dar:

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen			
in Mio €	31. Dezember		1. Januar
	2013	2012	2012
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen			
Deutschland	9.574	11.192	9.455
Großbritannien	4.926	4.903	4.570
Übrige Länder	679	729	628
Summe	15.179	16.824	14.653
Fair Value des Planvermögens			
Deutschland	6.789	6.769	6.526
Großbritannien	4.596	4.702	4.467
Übrige Länder	376	410	366
Summe	11.761	11.881	11.359
Nettoverbindlichkeit/(Nettovermögenswert) aus leistungsorientierten Versorgungsplänen			
Deutschland	2.785	4.423	2.929
Großbritannien	330	201	103
Übrige Länder	303	319	262
Summe	3.418	4.943	3.294
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-	-2	-6
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	<i>3.418</i>	<i>4.945</i>	<i>3.300</i>

Darstellung der Versorgungszusagen

Als Ergänzung zu den Leistungen staatlicher Rentensysteme und der privaten Eigenvorsorge bestehen für die meisten ehemaligen und aktiven Mitarbeiter im E.ON-Konzern betriebliche Versorgungszusagen. Es bestehen sowohl leistungsorientierte (Defined-Benefit-Pläne) als auch beitragsorientierte Zusagen (Defined-Contribution-Pläne). Leistungen im Rahmen von leistungsorientierten Zusagen werden im Allgemeinen bei Erreichen des Renteneintrittsalters oder bei Invalidität beziehungsweise Tod gewährt.

E.ON überprüft regelmäßig die im Konzern bestehenden Pensionszusagen im Hinblick auf ihre finanzwirtschaftlichen Risiken. Typische Risikofaktoren für leistungsorientierte Zusagen sind Langlebigkeit, Nominalzinsänderungen sowie Inflations- und Gehaltssteigerungen. Zur Vermeidung künftiger Risiken aus betrieblichen Versorgungszusagen wurden seit dem Jahr 1998 bei den wesentlichen inländischen und ausländischen

Konzernunternehmen neu konzipierte Pensionspläne eingeführt. Nahezu alle nach dem Jahr 1998 eingestellten Mitarbeiter bei E.ON-Konzerngesellschaften erhalten seitdem Versorgungszusagen, deren Risikofaktoren – wie im Folgenden dargestellt – besser kalkulierbar und steuerbar sind.

Die zum Bilanzstichtag bestehenden Ansprüche aus den leistungsorientierten Versorgungsplänen entfallen auf rund 56.000 Pensionäre und Hinterbliebene, rund 14.000 ausgeschiedene Mitarbeiter mit unverfallbaren Ansprüchen sowie rund 47.000 aktive Mitarbeiter. Der korrespondierende Anwartschaftswert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen ist mit 9,1 Mrd € Pensionären und Hinterbliebenen, mit 1,6 Mrd € ausgeschiedenen Mitarbeitern mit unverfallbaren Ansprüchen und mit 4,5 Mrd € aktiven Mitarbeitern zuzuordnen.

Die Merkmale und Risiken leistungsorientierter Versorgungspläne ergeben sich regelmäßig aus den rechtlichen, steuerlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Landes. Nachfolgend wird die Ausgestaltung der finanzwirtschaftlich wesentlichen leistungsorientierten Pläne im E.ON-Konzern beschrieben.

Deutschland

Bei den inländischen Konzerngesellschaften bestehen für die aktiven Anwärter größtenteils beitragsorientierte Leistungszusagen. Daneben existieren einzelvertraglich noch Final-Pay-Zusagen sowie vereinzelt Festbetragszusagen.

Der größte Teil des dargestellten Verpflichtungsumfangs für aktive Anwärter entfällt auf das Rentenbausteinsystem Betriebliche Alterssicherung (BAS-Plan) aus dem Jahr 2001 beziehungsweise auf eine Variante davon (Zukunftssicherung), die aus der im Jahr 2004 erfolgten Harmonisierung zahlreicher in der Vergangenheit erteilter Versorgungszusagen entstanden ist. Im Rahmen des Leistungsplans Zukunftssicherung werden zur Leistungsermittlung zusätzlich zu den beitragsorientierten Rentenbausteinen auch endgehaltsdynamische Besitzstände berücksichtigt.

Die zuvor beschriebenen Pläne sehen in der Regel laufende Rentenleistungen vor, die im Allgemeinen bei Erreichen der Altersgrenze, Invalidität oder Tod gezahlt werden. Diese Pläne sind für Neueintritte geschlossen.

Die einzige für Neuzugänge offene Versorgungszusage ist der Beitragsplan E.ON IQ (IQ-Plan). Hierbei handelt es sich um ein Kapitalbausteinsystem, das neben der Rentenzahlung die alternativen Auszahlungsoptionen der anteiligen Einmalzahlung beziehungsweise Ratenzahlungen vorsieht.

Der Versorgungsaufwand für alle oben genannten beitragsorientierten Versorgungszusagen ist gehaltsabhängig und wird in Abhängigkeit vom Verhältnis des Gehalts zur Beitragsbemessungsgrenze in der gesetzlichen Rentenversicherung mit unterschiedlichen Prozentsätzen bestimmt. Darüber hinaus besteht für den Mitarbeiter die Möglichkeit zur Entgeltumwandlung. In den beitragsorientierten Zusagen sind unterschiedliche Verzinsungsannahmen der Rentenbausteine enthalten. Während für den BAS-Plan sowie die Zukunftssicherung Festzinsannahmen gelten, entspricht die Verzinsung der Kapitalbausteine für den offenen IQ-Plan dem im Geschäftsjahr zu beobachtenden durchschnittlichen Renditeniveau langlaufender Staatsanleihen der Bundesrepublik Deutschland. Die künftigen Rentenanpassungen sind für große Teile der aktiven Anwärter mit 1 Prozent p.a. garantiert. Für die übrigen Anspruchsberechtigten folgen die Rentenanpassungen dagegen größtenteils der Inflationsrate, in der Regel im Dreijahresturnus.

Zur Finanzierung der Pensionszusagen wurde für die deutschen Konzerngesellschaften im Rahmen eines Contractual Trust Arrangement (CTA) Planvermögen geschaffen. Der wesentliche Teil des Planvermögens wird durch den E.ON Pension Trust e.V. treuhänderisch gemäß den ihm vorgegebenen Anlagerichtlinien verwaltet. Zusätzliches inländisches Planvermögen wird von kleineren inländischen Pensionskassen gehalten. Die von der VKE verwalteten langfristigen Kapitalanlagen und liquiden Mittel stellen kein Planvermögen gemäß IAS 19 dar, dienen aber zum überwiegenden Großteil ebenfalls der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen inländischer Konzerngesellschaften.

Lediglich bei den Pensionskassen und der VKE bestehen regulatorische Vorschriften bezüglich der Kapitalanlage oder Dotierungserfordernisse.

Großbritannien

In Großbritannien bestehen für den Konzern unterschiedliche Pensionspläne. Bis zum Jahr 2005 beziehungsweise bis zum Jahr 2008 erhielten die Mitarbeiter leistungsorientierte, größtenteils endgehaltsabhängige Zusagen, die den Großteil der heute ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen darstellen. Diese Zusagen wurden für nach diesen Zeitpunkten eingestellte Mitarbeiter geschlossen. Seitdem wird für neue Mitarbeiter ein Defined-Contribution-Plan angeboten. Hieraus ergeben sich für den Arbeitgeber über die Beitragszahlung hinaus keine zusätzlichen Risiken.

Für die Begünstigten der derzeit bestehenden leistungsorientierten Pensionspläne erfolgt eine Inflationsanpassung der Rentenzahlung in Abhängigkeit vom britischen Inflationsindex RPI (Retail Price Index).

Das Planvermögen in Großbritannien wird im Rahmen eines Pension Trusts treuhänderisch verwaltet. Die Treuhänder werden durch die Mitglieder des Plans gewählt beziehungsweise durch das Unternehmen ernannt. Sie sind in dieser Funktion insbesondere für die Anlage des Planvermögens verantwortlich.

Die britische Regulierungsbehörde schreibt vor, dass alle drei Jahre eine sogenannte technische Bewertung der Finanzierungsbedingungen des Plans durchzuführen ist. Die zugrunde liegenden versicherungsmathematischen Annahmen werden zwischen den Treuhändern und der E.ON UK plc vereinbart. Diese beinhalten die zu unterstellende Lebenserwartung, die Gehaltsentwicklung, das Anlageergebnis, Inflationsannahmen

sowie das Zinsniveau. Die letzte technische Bewertung erfolgte zum Stichtag 31. März 2010 und ergab ein technisches Finanzierungsdefizit von 446 Mio £. Der vereinbarte Deficit-Repair-Plan sieht jährliche Zahlungen von 34 Mio £ an den Pension Trust vor. Zum Stichtag 31. März 2013 erfolgte eine Neubewertung des technischen Finanzierungsstatus, die zum Bilanzstichtag noch nicht abgeschlossen ist.

Übrige Länder

Die verbleibenden Pensionsverpflichtungen teilen sich auf verschiedene internationale Aktivitäten des E.ON-Konzerns auf. Nennenswert sind hierbei die auf die spanischen Aktivitäten entfallenden Pensionszusagen, die sich weitestgehend aus endgehaltsabhängigen Pensionsplänen beziehungsweise Plänen mit den Charakteristika einer Gesamtversorgungszusage zusammensetzen. Zudem werden in geringem Umfang Gesundheitsfürsorgeleistungen zugesagt. Das Deckungsvermögen für die spanischen E.ON-Pensionspläne bilden nahezu vollständig qualifizierte Versicherungsverträge, die gemäß IAS 19 Planvermögen darstellen. Für den Großteil der Verpflichtungen besteht eine Dotierungspflicht im Rahmen solcher Versicherungslösungen.

Darüber hinaus bestehen Versorgungszusagen in Belgien, Frankreich, Russland, Schweden und in den USA, die jedoch aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind.

Darstellung des Verpflichtungsumfangs

Die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, gemessen am Anwartschaftsbarwert, haben sich wie folgt entwickelt:

Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Verpflichtungen								
in Mio €	2013				2012			
	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar	16.824	11.192	4.903	729	14.653	9.455	4.570	628
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	276	204	58	14	247	167	63	17
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	80	44	29	7	127	111	20	-4
Gewinne/Verluste aus Planabgeltungen	-	-	-	-	-1	-	-	-1
Zinsaufwand auf den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	589	362	204	23	672	432	213	27
Mitarbeiterbeiträge	1	-	1	-	1	-	1	-
Pensionszahlungen	-753	-463	-252	-38	-756	-497	-227	-32
Zahlungen für Planabgeltungen	-	-	-	-	-1	-	-	-1
Neubewertungen	-665	-702	87	-50	2.242	1.993	157	92
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der demografischen Annahmen	40	-	39	1	-	-	-	-
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund der Veränderung der finanziellen Annahmen	-721	-784	90	-27	2.197	2.012	101	84
Versicherungsmathematische Gewinne (-)/Verluste (+) aufgrund erfahrungsbedingter Anpassungen	16	82	-42	-24	45	-19	56	8
Veränderungen Konsolidierungskreis	-1.059	-1.059	-	-	-244	-244	-	-
Währungsunterschiede	-107	-	-101	-6	108	-	106	2
Sonstige	-7	-4	-3	-	-224	-225	-	1
Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember	15.179	9.574	4.926	679	16.824	11.192	4.903	729

Die Versorgungsverpflichtungen in den übrigen Ländern entfallen größtenteils auf E.ON-Konzerngesellschaften in Spanien (2013: 457 Mio €, 2012: 494 Mio €) und Frankreich (2013: 97 Mio €, 2012: 96 Mio €).

Der den Gesundheitsfürsorgeleistungen zuzuordnende Anteil des Gesamtverpflichtungsumfangs beträgt 17 Mio € (2012: 19 Mio €).

Die im Jahr 2013 entstandenen saldierten versicherungsmathematischen Gewinne sind weitestgehend auf eine allgemeine Erhöhung der im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze zurückzuführen. Teilweise gegenläufig wirkte die

Erhöhung des Rententrends, der von den Konzerngesellschaften in Großbritannien bei der Bewertung des Verpflichtungsumfangs zum 31. Dezember 2013 zugrunde gelegt wurde.

Unter der Position „Sonstige“ wurden im Jahr 2012 im Wesentlichen Umgliederungen leistungsorientierter Versorgungsverpflichtungen in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ ausgewiesen.

Die versicherungsmathematischen Annahmen zur Bewertung der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und zur Berechnung der Netto-Pensionsaufwendungen bei den Konzerngesellschaften in Deutschland und Großbritannien lauten zum Bilanzstichtag wie folgt:

Versicherungsmathematische Annahmen			
in %	31. Dezember		
	2013	2012	2011
Rechnungszinssatz			
Deutschland	3,90	3,40	4,75
Großbritannien	4,60	4,40	4,60
Gehaltstrend			
Deutschland	2,50	2,50	2,50
Großbritannien	3,40	3,40	3,40
Rententrend			
Deutschland ¹⁾	2,00	2,00	2,00
Großbritannien	3,10	2,70	2,80

1) Der Rententrend für Deutschland gilt für Anspruchsberechtigte, die nicht einem Ein-Prozent-Rententrend unterliegen.

Der Kostentrend, der für die Bewertung des Verpflichtungsumfangs im Zusammenhang mit den Gesundheitsfürsorgeleistungen zugrunde gelegt wird, beläuft sich für die E.ON-Konzerngesellschaften in Spanien zum 31. Dezember 2013 auf 4,00 Prozent (2012: 4,00 Prozent; 2011: 4,00 Prozent).

Die im E.ON-Konzern verwendeten Rechnungszinssätze basieren grundsätzlich auf den währungsspezifischen, zum Bilanzstichtag ermittelten Renditen hochwertiger Unternehmensanleihen mit einer der durchschnittlichen Laufzeit der

jeweiligen Verpflichtung entsprechenden Duration. Infolge zunehmender Ratingherabstufungen von hochwertigen Unternehmensanleihen mit Benchmark-Status im Rahmen der Finanzmarktkrise werden zur Sicherstellung der Datenqualität wie bereits zum 31. Dezember 2012 auch zum Jahresende 2013 weiterhin hochwertige Unternehmensanleihen mit einem geringeren ausstehenden Volumen berücksichtigt.

Für die bilanzielle Bewertung der betrieblichen Pensionsverpflichtungen im E.ON-Konzern wurden als biometrische Rechnungsgrundlagen jeweils die länderspezifisch anerkannten und auf einem aktuellen Stand befindlichen Sterbetafeln verwendet:

Versicherungsmathematische Annahmen (Sterbetafeln)	
Deutschland	Richttafeln 2005 G von K. Heubeck aus dem Jahr 2005
Großbritannien	CMI Tables „00“ beziehungsweise „S1“ (Standardsterblichkeitstafeln) aus den Jahren 2009 bzw. 2008 mit Berücksichtigung künftiger Sterblichkeitsveränderungen

Veränderungen der zuvor beschriebenen versicherungsmathematischen Annahmen würden zum 31. Dezember 2013 zu Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in folgender Höhe führen:

Sensitivitäten		
in Mio €	Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	
Veränderung des Rechnungszinssatzes um Veränderung	+0,50 % -1.044	-0,50 % 1.163
Veränderung des Gehaltstrends um Veränderung	+0,25 % 72	-0,25 % -70
Veränderung des Rententrends um Veränderung	+0,25 % 270	-0,25 % -259
Veränderung der Sterbewahrscheinlichkeit um Veränderung	+10,00 % -370	-10,00 % 409

Ein Rückgang der Sterbewahrscheinlichkeit um 10 Prozent würde zu einer Erhöhung der Lebenserwartung des jeweiligen Begünstigten in Abhängigkeit von seinem individuellen Alter führen. Zum 31. Dezember 2013 würde sich die Lebenserwartung eines 63-jährigen männlichen E.ON-Rentners bei einer 10-prozentigen Reduzierung der Sterbewahrscheinlichkeit um ungefähr ein Jahr erhöhen.

Die Berechnung der angegebenen Sensitivitäten erfolgt auf Basis derselben Verfahrensweise und derselben Bewertungsprämissen, die auch zur Ermittlung des Barwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen angewendet werden. Wird zur Berechnung der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Änderungen eines versicherungsmathematischen Bewertungsparameters dieser entsprechend geändert, werden alle übrigen Bewertungsparameter unverändert in die Berechnung einbezogen.

Bei der Berücksichtigung der Sensitivitäten ist zu beachten, dass bei gleichzeitiger Veränderung mehrerer Bewertungsannahmen die Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nicht zwingend als kumulierter Effekt gemäß den Einzelsensitivitäten zu ermitteln ist.

Darstellung des Planvermögens und der Anlagepolitik

Die leistungsorientierten Versorgungszusagen werden durch zweckgebundene Vermögenswerte (Planvermögen) in eigens dafür errichteten und vom Unternehmen rechtlich separierten Pensionsvehikeln ausfinanziert. Der Fair Value dieses Planvermögens entwickelte sich wie folgt:

Entwicklung des Fair Values des Planvermögens								
in Mio €	2013				2012			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 1. Januar	11.881	6.769	4.702	410	11.359	6.526	4.467	366
Zinsertrag auf das Planvermögen	440	230	198	12	535	305	215	15
Mitarbeiterbeiträge	1	-	1	-	1	-	1	-
Arbeitgeberbeiträge	1.083	921	157	5	261	24	222	15
Pensionszahlungen	-724	-447	-252	-25	-726	-477	-227	-22
Zahlungen für Planabgeltungen	-	-	-	-	-1	-	-	-1
Neubewertungen	-161	-29	-108	-24	373	417	-80	36
<i>Erfolgsneutrale Erträge (+)/Aufwendungen (-) aus dem Planvermögen ohne Beträge, die im Zinsertrag auf das Planvermögen enthalten sind</i>	-161	-29	-108	-24	373	417	-80	36
Veränderungen Konsolidierungskreis	-655	-655	-	-	-	-	-	-
Währungsunterschiede	-101	-	-99	-2	105	-	104	1
Sonstige	-3	-	-3	-	-26	-26	-	-
Fair Value des Planvermögens, Stand zum 31. Dezember	11.761	6.789	4.596	376	11.881	6.769	4.702	410

Das Planvermögen in den übrigen Ländern entfällt überwiegend auf E.ON-Konzerngesellschaften in Spanien (2013: 332 Mio €; 2012: 366 Mio €).

Unter der Position „Sonstige“ wurden im Jahr 2012 im Wesentlichen Umgliederungen von Planvermögen in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ dargestellt.

Die tatsächlichen Vermögenserträge aus dem Planvermögen betragen im Jahr 2013 in Summe 279 Mio € (2012: 908 Mio €).

Das Planvermögen entfällt zu einem geringen Teil auf eigene Finanzinstrumente (2013: 0,4 Mrd €; 2012: 0,6 Mrd €). Diese beinhalten aufgrund der vertraglichen Strukturierung jedoch kein E.ON-spezifisches Risiko für das inländische CTA. Darüber hinaus enthält das Planvermögen nahezu keine selbst genutzten Immobilien sowie Aktien oder Anleihen von E.ON-Konzerngesellschaften. Die einzelnen Planvermögensbestandteile wurden den jeweiligen Vermögenskategorien wirtschaftlich zugeordnet. Das Planvermögen nach Vermögenskategorien stellt sich wie folgt dar:

Vermögenskategorien des Planvermögens								
in %	31. Dezember 2013				31. Dezember 2012			
	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
Im aktiven Markt gelistetes Planvermögen								
Eigenkapitaltitel (Aktien)	16	19	12	2	11	14	9	-
Fremdkapitaltitel ¹⁾	51	49	58	3	54	51	62	5
<i>davon Staatsanleihen</i>	32	21	50	-	33	25	48	1
<i>davon Unternehmensanleihen</i>	14	18	8	3	15	16	14	4
Andere Investmentfonds	11	5	21	-	9	4	17	-
Summe	78	73	91	5	74	69	88	5
Nicht im aktiven Markt gelistetes Planvermögen								
Nicht börsengehandelte Eigenkapitaltitel	2	4	-	-	2	3	-	-
Fremdkapitaltitel	3	5	-	-	4	7	-	-
Immobilien	8	11	5	-	8	11	5	-
Qualifizierte Versicherungsverträge	3	-	-	92	3	-	-	94
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	5	6	4	-	8	9	7	1
Sonstige	1	1	-	3	1	1	-	-
Summe	22	27	9	95	26	31	12	95
Gesamt	100	100	100	100	100	100	100	100

1) In Deutschland sind 10% des Planvermögens in sonstigen Fremdkapitaltiteln, insbesondere Pfandbriefen, zusätzlich zu Staats- und Unternehmensanleihen investiert.

Das grundlegende Anlageziel für das Planvermögen ist die zeitkongruente Abdeckung der aus den jeweiligen Versorgungszusagen resultierenden Zahlungsverpflichtungen. Diese Anlagepolitik ergibt sich aus den entsprechenden Governance-Richtlinien des Konzerns. In diesen Richtlinien wird eine Verschlechterung der Nettoverbindlichkeit beziehungsweise des Finanzierungsstatus infolge einer ungünstigen Entwicklung des Planvermögens beziehungsweise des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen als Risiko identifiziert, das im Rahmen eines Risikobudgetierungs-Konzepts gesteuert wird. E.ON prüft daher regelmäßig die Entwicklung des Finanzierungsstatus, um dieses Risiko zu überwachen.

Zur Umsetzung des Anlageziels verfolgt der E.ON-Konzern im Wesentlichen eine an der Struktur der Versorgungsverpflichtungen ausgerichtete Anlagestrategie. Diese langfristig ausgerichtete Anlagestrategie zielt auf ein Management des Finanzierungsstatus und bewirkt, dass der Fair Value des Planvermögens die insbesondere durch Zins- und Inflations-schwankungen verursachten Wertänderungen des Anwartschaftsbarwertes zu einem gewissen Grad periodengleich kompensiert. Bei der Umsetzung der Anlagestrategie können auch Derivate (zum Beispiel Zins- und Inflationsswaps sowie Instrumente zur Währungskurssicherung) zum Einsatz kommen,

um spezifische Risikofaktoren von Pensionsverbindlichkeiten steuern zu können. Diese Derivate sind in obiger Tabelle wirtschaftlich den jeweiligen Vermögenskategorien zugeordnet, in denen sie verwendet werden. Um langfristig den Finanzierungsstatus des E.ON-Konzerns positiv zu beeinflussen, wird ein Teil des Planvermögens zudem diversifiziert in Anlageklassen investiert, die langfristig eine über der für festverzinsliche Anleihen liegende Rendite und damit eine Rendite oberhalb des Rechnungszinssatzes erwarten lassen.

Die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur für die einzelnen Planvermögen erfolgt auf der Basis regelmäßig durchgeführter Asset-Liability-Studien. Im Rahmen dieser Analysen wird die Ziel-Portfoliostruktur in einem ganzheitlichen Ansatz vor dem Hintergrund der bestehenden Anlagegrundsätze, des aktuellen Finanzierungsstatus, des Kapitalmarktumfelds und der Verpflichtungsstruktur überprüft und gegebenenfalls angepasst. Die in den Studien verwendeten Parameter werden zudem regelmäßig, mindestens einmal jährlich, überprüft. Zur Umsetzung der Ziel-Portfoliostruktur werden Vermögens-verwalter mandatiert. Diese werden regelmäßig hinsichtlich ihrer Zielerreichung überwacht.

Darstellung des Pensionsaufwands

Der Gesamtaufwand für die leistungsorientierten Versorgungszusagen, der in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie in den betrieblichen Forderungen enthalten ist, setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen								
in Mio €	2013				2012			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	276	204	58	14	247	167	63	17
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	80	44	29	7	127	111	20	-4
Gewinne/Verluste aus Planabgeltungen	-	-	-	-	-1	-	-	-1
Nettozinsaufwand (+)/-zinsertrag (-) auf die Nettoverbindlichkeit/den Nettovermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	149	132	6	11	137	127	-2	12
Summe	505	380	93	32	510	405	81	24

In den nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwendungen für die Jahre 2013 und 2012 sind weitestgehend Effekte im Zusammenhang mit dem Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 enthalten.

Vom dargestellten Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen entfallen 0,8 Mio € (2012: 0,8 Mio €) auf Gesundheitsfürsorgeleistungen.

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2013 für ausschließlich beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 73 Mio € (2012: 69 Mio €) geleistet.

Die Beiträge zu staatlichen Plänen betragen 0,3 Mrd € (2012: 0,4 Mrd €).

Darstellung der Beitrags- und Versorgungszahlungen

Im Jahr 2013 wurden zur Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen in Höhe von 1.083 Mio € (2012: 261 Mio €) geleistet.

Für das folgende Geschäftsjahr werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsanwartschaften konzernweit Arbeitgeberbeitragszahlungen in Höhe von 874 Mio € erwartet, die in Höhe von 107 Mio € auf ausländische Gesellschaften entfallen.

Im Jahr 2013 erfolgten Pensionszahlungen für die Erfüllung von leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in Höhe von 753 Mio € (2012: 756 Mio €), wovon Auszahlungen in Höhe von 29 Mio € (2012: 30 Mio €) nicht aus dem Planvermögen erfolgten.

Für die zum 31. Dezember 2013 bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Pensionszahlungen prognostiziert:

Erwartete Pensionszahlungen				
in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
2014	748	447	259	42
2015	764	456	265	43
2016	775	464	269	42
2017	795	476	275	44
2018	811	488	283	40
2019-2023	4.320	2.652	1.496	172
Summe	8.213	4.983	2.847	383

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Duration) der im E.ON-Konzern bewerteten leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen beträgt zum 31. Dezember 2013 19,2 Jahre (2012: 19,0 Jahre).

Darstellung der Nettoverbindlichkeit

Die bilanzierte Nettoverbindlichkeit aus den leistungsorientierten Versorgungsplänen des E.ON-Konzerns resultiert aus einer Gegenüberstellung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und des Fair Values des Planvermögens:

Entwicklung der Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen								
in Mio €	2013				2012			
	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutsch-land	Großbri-tannien	Übrige Länder
Stand Nettoverbindlichkeit zum 1. Januar	4.943	4.423	201	319	3.294	2.929	103	262
Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen	505	380	93	32	510	405	81	24
Arbeitgeberbeiträge zum Planvermögen	-1.083	-921	-157	-5	-261	-24	-222	-15
Pensionszahlungen	-29	-16	-	-13	-30	-20	-	-10
Veränderungen aus den Neubewertungen	-504	-673	195	-26	1.869	1.576	237	56
Veränderungen Konsolidierungskreis	-404	-404	-	-	-244	-244	-	-
Währungsunterschiede	-6	-	-2	-4	3	-	2	1
Sonstige	-4	-4	-	-	-198	-199	-	1
Stand Nettoverbindlichkeit zum 31. Dezember	3.418	2.785	330	303	4.943	4.423	201	319

(25) Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Übrige Rückstellungen				
in Mio €	31. Dezember 2013		31. Dezember 2012	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	108	9.603	146	9.673
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	511	6.682	415	5.880
Verpflichtungen im Personalbereich	296	1.225	792	1.460
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	155	1.733	107	2.003
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	201	377	270	591
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	334	185	539	244
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	87	784	101	836
Sonstige	2.680	2.881	1.679	2.969
Summe	4.372	23.470	4.049	23.656

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen										
in Mio €	Stand zum 1. Januar 2013	Währungsunterschiede	Veränderungen Konsolidierungskreis	Aufzinsung	Zuführung	Inanspruchnahme	Umbuchung	Auflösung	Schätzungsänderungen	Stand zum 31. Dezember 2013
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	9.819	-38	-	467	14	-50	-	-	-501	9.711
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	6.295	-35	-	295	57	-346	-	-	927	7.193
Verpflichtungen im Personalbereich	2.252	-4	-165	2	336	-320	-425	-155	-	1.521
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	2.110	-46	-166	49	26	-44	-	-2	-39	1.888
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	861	-4	-11	4	131	-253	-20	-130	-	578
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	783	-9	25	12	145	-146	-17	-274	-	519
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	937	-2	-2	5	50	-67	-	-50	-	871
Sonstige	4.648	-9	-55	24	2.180	-866	12	-373	-	5.561
Summe	27.705	-147	-374	858	2.939	-2.092	-450	-984	387	27.842

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstellungsverwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche Textziffer 9) enthalten.

Die verwendeten Zinssätze betragen im Kernenergiebereich nach landesspezifischer Ermittlung zum 31. Dezember 2013 4,8 Prozent (2012: 5,0 Prozent) in Deutschland und 3,0 Prozent (2012: 3,0 Prozent) in Schweden. Die übrigen Rückstellungsbeträge entfallen weit überwiegend auf Sachverhalte in den Ländern des Euroraums sowie in Großbritannien und in Schweden. In Abhängigkeit von der Laufzeit kommen hier Zinssätze zwischen 0,4 und 4,0 Prozent (2012: 0,02 und 3,1 Prozent) zur Anwendung.

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 9,7 Mrd € entfallen mit einem Betrag von 8,5 Mrd € auf die Geschäftstätigkeit in Deutschland und mit 1,2 Mrd € auf die schwedischen Aktivitäten. Die Rückstellungen beinhalten auf der Grundlage von Gutachten und Kostenschätzungen sämtliche nuklearen

Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen sowie die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlageanteile.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Die in den Rückstellungen für nicht vertragliche nukleare Verpflichtungen erfassten Stilllegungsverpflichtungen beinhalten die erwarteten Kosten des Nach- beziehungsweise Restbetriebs der Anlage, der Demontage sowie der Beseitigung und Entsorgung der nuklearen Bestandteile des Kernkraftwerks.

Zusätzlich sind im Rahmen der Entsorgung von Brennelementen Kosten für durchzuführende Transporte zum Endlager sowie Kosten für eine endlagergerechte Konditionierung einschließlich erforderlicher Behälter berücksichtigt.

Die Stilllegungskosten sowie die Kosten der Entsorgung der Brennelemente und der schwach radioaktiven Betriebsabfälle enthalten jeweils auch die eigentlichen Endlagerkosten. Die Endlagerkosten umfassen insbesondere Investitions- und Betriebskosten der voraussichtlichen Endlager Gorleben und Konrad und basieren auf der Endlagervorausleistungsverordnung und Angaben des Bundesamtes für Strahlenschutz; dazu kommen die Mehrkosten im Rahmen des im dritten Quartal 2013 in Kraft getretenen Standortauswahlgesetzes (StandAG). Von den Rückstellungen wurden 996 Mio € (2012: 946 Mio €) geleistete Anzahlungen an das Bundesamt für Strahlenschutz abgesetzt. Diese Zahlungen werden jährlich auf Basis der Ausgaben des Bundesamtes für Strahlenschutz für die Errichtung der Endlager Gorleben und Konrad geleistet.

Sämtliche den Rückstellungen zugrunde liegenden Kostensätze werden jährlich auf Basis externer Sachverständigen-gutachten aktualisiert. Bei der Bemessung der Rückstellungen in Deutschland wurden die Änderungen des Atomgesetzes vom 6. August 2011 berücksichtigt.

Für die deutschen Aktivitäten ergaben sich 2013 Schätzungsänderungen in Höhe von -501 Mio € (2012: 170 Mio €). Die Verminderung der Position ist im Wesentlichen durch Konkretisierungen beziehungsweise auf spätere Auszahlungszeitpunkte der zentralen Bestandteile dieser Position durch das StandAG begründet. Umgliederungen in die Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen lagen nicht vor. Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 50 Mio € (2012: 62 Mio €), von denen sich 19 Mio € (2012: 23 Mio €) auf im Rückbau beziehungsweise Nichtleistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke beziehen, denen Sachverhalte zugrunde lagen, für die Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert waren. Für die schwedischen Aktivitäten waren 2013 wie im Vorjahr keine Schätzungsänderungen und Inanspruchnahmen zu verzeichnen.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich				
in Mio €	31. Dezember 2013		31. Dezember 2012	
	Deutschland	Schweden	Deutschland	Schweden
Stilllegung	7.148	420	6.865	420
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	2.383	756	2.721	759
Geleistete Anzahlungen	996	-	946	-
Summe	8.535	1.176	8.640	1.179

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf deutscher und schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen in Höhe von 7,2 Mrd € entfallen mit einem Betrag von 6,1 Mrd € auf die Geschäftstätigkeit in Deutschland und mit 1,1 Mrd € auf die schwedischen Aktivitäten. Die Rückstellungen beinhalten sämtliche vertraglichen nuklearen Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen, die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlageanteile, deren Bewertung auf zivilrechtlichen Verträgen beruht.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Von dem auf Deutschland entfallenden Anteil der Rückstellungen wurden 138 Mio € (2012: 68 Mio €) geleistete Anzahlungen an sonstige Entsorgungsunternehmen abgesetzt. Diese Anzahlungen betreffen Vorauszahlungen für die Lieferung von Zwischenlagerbehältern.

Die in den Rückstellungen erfassten Verpflichtungen beinhalten im Rahmen der Entsorgung von Brennelementen die vertragsgemäßen Kosten zum einen für die Restabwicklung der Wiederaufarbeitung und die damit verbundene Rückführung von Abfällen mit anschließender Zwischenlagerung in Gorleben und Ahaus und zum anderen die im Zusammenhang mit dem Entsorgungspfad „direkte Endlagerung“ anfallenden Kosten für die standortnahe Zwischenlagerung einschließlich der erforderlichen Zwischenlagerbehälter. Des Weiteren sind die vertragsgemäßen Kosten des Stilllegungsbereichs sowie der Konditionierung von schwach radioaktiven Betriebsabfällen in den Rückstellungen berücksichtigt.

Für die deutschen Aktivitäten ergaben sich im Jahr 2013 Schätzungsänderungen in Höhe von 732 Mio € (2012: 303 Mio €), Die Veränderung dieses Postens ist im Wesentlichen auf Konkretisierungen infolge des StandAG, insbesondere im Bereich Zwischenlagerung, zurückzuführen. Umgliederungen aus den Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen lagen wie im Vorjahr nicht vor. Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 269 Mio € (2012: 369 Mio €), von denen sich 75 Mio € (2012: 261 Mio €) auf im Rückbau beziehungsweise Nichtleistungsbetrieb befindliche Kernkraftwerke beziehen, denen Sachverhalte zugrunde lagen, für die Stilllegungs- und

Rückbaukosten aktiviert waren. Für die schwedischen Aktivitäten waren nach unwesentlichen Beträgen im Vorjahr Schätzungsänderungen von 195 Mio € im Jahr 2013 zu verzeichnen. Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 77 Mio € (2012: 74 Mio €), von denen 31 Mio € (2012: 27 Mio €) auf das im Nachbetrieb befindliche Kernkraftwerk Barsebäck entfallen. Für die zugrunde liegenden Sachverhalte waren bereits Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich				
in Mio €	31. Dezember 2013		31. Dezember 2012	
	Deutschland	Schweden	Deutschland	Schweden
Stilllegung	3.160	393	3.104	348
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	3.050	728	2.260	651
Geleistete Anzahlungen	138	-	68	-
Summe	6.072	1.121	5.296	999

Verpflichtungen im Personalbereich

Die Rückstellungen für Personalaufwendungen betreffen vor allem Rückstellungen für Vorruhestandsregelungen, erfolgsabhängige Gehaltsbestandteile, Deputatverpflichtungen sowie andere Personalkosten. Zusätzlich dazu werden hier seit dem Jahr 2011 Rückstellungen für Restrukturierung im Rahmen des Programms E.ON 2.0 ausgewiesen. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Verpflichtungen aus Vorruhestandsvereinbarungen und Abfindungen.

Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen

Die Rückstellungen für sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen enthalten Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen für konventionelle und regenerative Kraftwerksanlagen inklusive der konventionellen Anlagenteile im Kernenergiebereich auf Basis zivilrechtlicher Vereinbarungen oder öffentlich-rechtlicher Auflagen. Außerdem werden hier Rückstellungen für die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten sowie für den Rückbau von Infrastruktureinrichtungen ausgewiesen.

Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen enthalten unter anderem Rückstellungen für Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten.

Absatzmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für absatzmarktorientierte Verpflichtungen enthalten im Wesentlichen Verlustrisiken für Preisnachlässe sowie aus schwebenden Verkaufskontrakten.

Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen betreffen vor allem Sanierungs- und Gewässerschutzmaßnahmen sowie die Beseitigung von Altlasten. Weiterhin werden in diesem Posten Rückstellungen für übrige Rekultivierungsmaßnahmen sowie Verpflichtungen zur Beseitigung von Bergschäden ausgewiesen.

Sonstige

Die sonstigen Rückstellungen beinhalten im Wesentlichen Rückstellungen aus dem Strom- und Gasgeschäft. Darüber hinaus sind hier mögliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand und sonstigen Steuern enthalten.

(26) Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten setzen sich wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten						
in Mio €	31. Dezember 2013			31. Dezember 2012		
	Kurzfristig	Langfristig	Summe	Kurzfristig	Langfristig	Summe
Finanzverbindlichkeiten	5.023	18.237	23.260	4.007	21.937	25.944
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.972	-	2.972	5.459	-	5.459
Investitionszuschüsse	38	427	465	454	48	502
Baukostenzuschüsse von Energieabnehmern	219	2.116	2.335	390	2.239	2.629
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	4.168	1.396	5.564	5.567	1.739	7.306
Erhaltene Anzahlungen	296	290	586	306	354	660
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	14.173	1.491	15.664	13.759	1.275	15.034
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	21.866	5.720	27.586	25.935	5.655	31.590
Summe	26.889	23.957	50.846	29.942	27.592	57.534

Finanzverbindlichkeiten

Im Folgenden werden die wichtigsten Kreditvereinbarungen und Programme zur Emission von Schuldtiteln des E.ON-Konzerns beschrieben. Unter Anleihen werden die ausstehenden Schuldverschreibungen gezeigt, einschließlich derjenigen unter dem „Debt-Issuance-Programm“.

Debt-Issuance-Programm über 35 Mrd €

E.ON SE und EIF verfügen über ein Debt-Issuance-Programm, mit dem von Zeit zu Zeit die Emission von Schuldtiteln in Form von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht wird. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €. Das Programm wurde im April 2013 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert.

Konzernleitung**Covenants**

Im Rahmen der Finanzierungstätigkeit werden von der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V. (EIF), Rotterdam, Niederlande, als Covenants im Wesentlichen Vereinbarungen wie Change-of-Control-Klauseln (Eigentümerwechsel), Negative-Pledge-Klauseln (Negativerklärungen), Pari-passu-Klauseln (Gleichrangerklärungen) sowie Cross-Default-Klauseln (Kündigungsklauseln mit Querverweis auf andere Verträge), jeweils beschränkt auf wesentliche Tatbestände, eingesetzt. Finanzielle Covenants, die an bilanzielle Kennzahlen gekoppelt sind, werden nicht eingesetzt.

Zum Jahresende 2013 standen folgende Anleihen der EIF aus:

Wesentliche Anleihen der E.ON International Finance B.V. ¹⁾				
Volumen in jeweiliger Währung	Anfängliche Laufzeit	Fälligkeit	Kupon	
250 Mio GBP ²⁾	5 Jahre	Jan 2014	5,125 %	
1.426 Mio EUR ³⁾	5 Jahre	Jan 2014	4,875 %	
525 Mio CHF ⁴⁾	5 Jahre	Feb 2014	3,375 %	
786 Mio EUR ⁵⁾	6 Jahre	Jun 2014	5,250 %	
225 Mio CHF	7 Jahre	Dez 2014	3,250 %	
1.250 Mio EUR	7 Jahre	Sep 2015	5,250 %	
1.500 Mio EUR	7 Jahre	Jan 2016	5,500 %	
900 Mio EUR	15 Jahre	Mai 2017	6,375 %	
2.375 Mio EUR ⁶⁾	10 Jahre	Okt 2017	5,500 %	
2.000 Mio USD ⁷⁾	10 Jahre	Apr 2018	5,800 %	
850 Mio GBP ⁸⁾	12 Jahre	Okt 2019	6,000 %	
1.400 Mio EUR ⁹⁾	12 Jahre	Mai 2020	5,750 %	
975 Mio GBP ¹⁰⁾	30 Jahre	Jun 2032	6,375 %	
900 Mio GBP	30 Jahre	Okt 2037	5,875 %	
1.000 Mio USD ⁷⁾	30 Jahre	Apr 2038	6,650 %	
700 Mio GBP	30 Jahre	Jan 2039	6,750 %	

1) Listing: Alle Anleihen sind in Luxemburg gelistet, mit Ausnahme der CHF-Anleihen, welche an der SWX Swiss Exchange gelistet sind, sowie der beiden USD-Anleihen unter Rule 144A/Regulation S, die ungelistet sind.
 2) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 350 Mio GBP auf rund 250 Mio GBP zurückgeführt.
 3) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.750 Mio EUR auf rund 1.426 Mio EUR zurückgeführt.
 4) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 400 Mio CHF auf 525 Mio CHF.
 5) Nach vorzeitigem Rückkauf wurde die Anleihe von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf rund 786 Mio EUR zurückgeführt.
 6) Die Anleihe wurde in zwei Schritten aufgestockt von ursprünglich 1.750 Mio EUR auf 2.375 Mio EUR.
 7) Anleihe unter Rule 144A/Regulation S.
 8) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 600 Mio GBP auf 850 Mio GBP.
 9) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 1.000 Mio EUR auf 1.400 Mio EUR.
 10) Die Anleihe wurde aufgestockt von ursprünglich 850 Mio GBP auf 975 Mio GBP.

Zusätzlich ausstehend waren zum 31. Dezember 2013 Privatplatzierungen im Gesamtvolumen von rund 1,2 Mrd € (2012: 1,5 Mrd €) sowie Schuldscheindarlehen im Gesamtvolumen von rund 0,7 Mrd € (2012: 0,8 Mrd €).

Commercial-Paper-Programme über 10 Mrd € und 10 Mrd US-\$

Das Euro-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd € ermöglicht es der E.ON SE sowie der EIF (unter unbedingter Garantie der E.ON SE), von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu zwei Jahren abzüglich eines Tages an Investoren auszugeben. Das US-Commercial-Paper-Programm über 10 Mrd US-\$

ermöglicht es der E.ON SE, an Investoren von Zeit zu Zeit Commercial Paper mit Laufzeiten von bis zu 366 Tagen und Extendible Notes mit Laufzeiten von ursprünglich bis zu 397 Tagen (und anschließender Verlängerungsoption für den Investor) auszugeben. Zum 31. Dezember 2013 standen unter dem Euro-Commercial-Paper-Programm 180 Mio € (2012: 180 Mio €) aus. Unter dem US-Commercial-Paper-Programm waren wie im Vorjahr keine Commercial Paper ausstehend.

Revolvierende syndizierte Kreditlinie über 5 Mrd €

Mit Wirkung zum 06. November 2013 hat E.ON eine syndizierte Kreditlinie mit einem Volumen von 5 Mrd € und einer Laufzeit von fünf Jahren zuzüglich von zwei Optionen zur Verlängerung um jeweils ein weiteres Jahr abgeschlossen. Diese Kreditlinie ist nicht in Anspruch genommen worden, sondern dient vielmehr als nachhaltige Liquiditätsreserve des Konzerns, unter anderem auch als Backup-Linie für die Commercial-Paper-Programme.

Die Fälligkeiten der Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE und der EIF werden in der folgenden Tabelle dargestellt. Bei Verbindlichkeiten in Fremdwährungen wurden ökonomische Sicherungsbeziehungen berücksichtigt, sodass die Angaben von den Bilanzwerten abweichen.

Anleiheverbindlichkeiten der E.ON SE und der E.ON International Finance B.V.								
in Mio €	Summe	Fälligkeit in 2013	Fälligkeit in 2014	Fälligkeit in 2015	Fälligkeit in 2016	Fälligkeit in 2017	Fälligkeit in 2018 bis 2024	Fälligkeit nach 2024
31. Dezember 2013	18.463	-	3.166	1.250	1.650	3.275	4.678	4.444
31. Dezember 2012	20.724	2.097	3.173	1.250	1.650	3.275	4.762	4.517

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember							
in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel		
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	
Anleihen	-	-	-	-	-	-	
Commercial Paper	-	-	-	-	-	-	
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	85	97	80	41	-	-	
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing	42	44	-	-	902	734	
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.110	1.040	630	536	41	69	
Finanzverbindlichkeiten	1.237	1.181	710	577	943	803	

Die Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten beinhalten unter anderem erhaltene Sicherheiten mit einem Fair Value von 196 Mio € (2012: 373 Mio €). Hierbei handelt es sich um von Banken hinterlegte Sicherheitsleistungen zur Begrenzung der Auslastung von Kreditlimiten im Zusammenhang mit der Marktbewertung von Derivategeschäften. In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Schuldscheindarlehen in Höhe von 691 Mio € (2012: 838 Mio €) sowie Finanzgarantien in Höhe von 30 Mio € (2012: 33 Mio €) enthalten. Darüber hinaus beinhaltet der Posten erhaltene Margin-Zahlungen im Zusammenhang mit Börsentermingeschäften in Höhe von 7 Mio € (2012: 9 Mio €). Ebenfalls enthalten sind erhaltene Sicherheitsleistungen im Zusammenhang mit Lieferungen und Leistungen in Höhe von 22 Mio € (2012: 22 Mio €). E.ON kann diese erhaltenen Sicherheiten uneingeschränkt nutzen.

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen beliefen sich zum 31. Dezember 2013 auf 2.972 Mio € (2012: 5.459 Mio €).

Die noch nicht ertragswirksam gewordenen Investitionszuschüsse von 465 Mio € (2012: 502 Mio €) wurden überwiegend für Investitionen gewährt, wobei die bezuschussten Vermögenswerte im Eigentum des E.ON-Konzerns verbleiben und diese Zuschüsse nicht rückzahlbar sind. Analog zum Abschreibungsverlauf wird ihre Auflösung in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
-	-	-	-	56	117	17.993	20.517	18.049	20.634
-	-	-	-	-	-	180	180	180	180
-	-	90	175	194	165	206	373	655	851
-	-	188	92	1	1	98	78	1.231	949
-	2	65	116	79	158	1.220	1.409	3.145	3.330
0	2	343	383	330	441	19.697	22.557	23.260	25.944

Die Baukostenzuschüsse in Höhe von 2.335 Mio € (2012: 2.629 Mio €) wurden von Kunden gemäß den allgemein verbindlichen Bedingungen für die Errichtung neuer Strom- und Gasanschlüsse gezahlt. Diese Zuschüsse sind branchenüblich, in der Regel nicht rückzahlbar und werden grundsätzlich entsprechend der Nutzungsdauer ergebniserhöhend aufgelöst und den Umsatzerlösen zugerechnet.

Die übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten umfassen im Wesentlichen abgegrenzte Schulden in Höhe von 11.624 Mio € (2012: 10.612 Mio €) und Zinsverpflichtungen in Höhe von 772 Mio € (2012: 858 Mio €). Darüber hinaus sind in den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die fortgeführten Stillhalterverpflichtungen für den Erwerb zusätzlicher Anteile an bereits

konsolidierten Tochterunternehmen in Höhe von 458 Mio € (2012: 421 Mio €) sowie Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften, deren Gesellschaftern aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Struktur ein gesetzliches Kündigungsrecht verbunden mit einem Kompensationsanspruch zusteht, in Höhe von 442 Mio € (2012: 338 Mio €) enthalten.

Von den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten entfallen 8 Mio € (2012: 8 Mio €) auf das Explorationsgeschäft.

(27) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

E.ON ist im Rahmen seiner Geschäftstätigkeit Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen eingegangen, die eine Vielzahl zugrunde liegender Sachverhalte betreffen. Hierzu zählen insbesondere Garantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen (für weitere Informationen wird auf Textziffer 28 verwiesen), kurz- und langfristige vertragliche und gesetzliche sowie sonstige Verpflichtungen.

Haftungsverhältnisse

Die Eventualverbindlichkeiten des E.ON-Konzerns aus den bestehenden Haftungsverhältnissen belaufen sich zum 31. Dezember 2013 auf einen beizulegenden Zeitwert von 52 Mio € (2012: 120 Mio €). Hinsichtlich dieser Eventualverbindlichkeiten besteht derzeit kein Anspruch auf Erstattung.

E.ON hat direkte und indirekte Garantien, bei denen es sich um bedingte Zahlungsverpflichtungen von E.ON in Abhängigkeit vom Eintritt eines bestimmten Ereignisses beziehungsweise von Änderungen eines Basiswerts in Beziehung zu einem Vermögenswert, einer Verbindlichkeit oder einem Eigenkapitaltitel des Garantieempfängers handelt, gegenüber Dritten und Konzernfremden gewährt. Diese beinhalten vor allem Finanz- und Gewährleistungsgarantien.

Darüber hinaus hat E.ON auch Freistellungsvereinbarungen abgeschlossen. Diese sind neben anderen Garantien Bestandteil von Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen, die von Konzerngesellschaften abgeschlossen wurden, und beinhalten vor allem die im Rahmen solcher Transaktionen üblichen Zusagen und Gewährleistungen, Haftungsrisiken für Umweltschäden sowie mögliche steuerliche Gewährleistungen. In manchen Fällen werden Verpflichtungen zuerst von Rückstellungen der verkauften Gesellschaften abgedeckt, bevor E.ON selbst verpflichtet ist, Zahlungen zu leisten. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von der E.ON SE (beziehungsweise VEBA AG oder VIAG AG vor deren Fusion) verkauft wurden, sind in Form von Freistellungs-erklärungen in den meisten Fällen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

E.ON haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personengesellschaften und Arbeitsgemeinschaften.

Die Garantien von E.ON beinhalten auch die Deckungsvorsorge aus dem Betrieb von Kernkraftwerken. Für die Risiken aus nuklearen Schäden haben die deutschen Kernkraftwerksbetreiber nach Inkrafttreten des entsprechend novellierten Atomgesetzes (AtG) und der entsprechend novellierten Atomrechtlichen Deckungsvorsorge-Verordnung (AtDeckV) vom 27. April 2002 bis zu einem Maximalbetrag von 2,5 Mrd € je Schadensfall Deckungsvorsorge nachzuweisen.

Von dieser Vorsorge sind 255,6 Mio € über eine einheitliche Haftpflichtversicherung abgedeckt. Die Nuklear Haftpflicht GbR erfasst nur noch die solidarische Absicherung in Bezug auf Ansprüche im Zusammenhang mit behördlich angeordneten Evakuierungsmaßnahmen im Bereich zwischen 0,5 Mio € und 15 Mio €. Konzernunternehmen haben sich entsprechend ihren Anteilen an Kernkraftwerken verpflichtet, deren Betriebsgesellschaften liquiditätsmäßig so zu stellen, dass sie ihren Verpflichtungen aus ihrer Zugehörigkeit zur Nuklear Haftpflicht GbR jederzeit nachkommen können.

Zur Erfüllung der anschließenden Deckungsvorsorge in Höhe von 2.244,4 Mio € je Schadensfall haben die E.ON Energie AG (E.ON Energie) und die übrigen Obergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber mit Vertrag vom 11. Juli/27. Juli/21. August/28. August 2001, verlängert mit Vereinbarung vom 25. März/18. April/28. April/1. Juni 2011, vereinbart, den haftenden Kernkraftwerksbetreiber im Schadensfall – nach Ausschöpfung seiner eigenen Möglichkeiten und der seiner Muttergesellschaft – finanziell so auszustatten, dass dieser seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommen kann (Solidarvereinbarung). Vertragsgemäß beträgt der auf die E.ON Energie entfallende Anteil bezüglich der Haftung, zuzüglich 5,0 Prozent für Schadensabwicklungskosten, am 31. Dezember 2013 unverändert zum Vorjahr 42,0 Prozent. Ausreichende Liquiditätsvorsorge besteht und ist im Liquiditätsplan berücksichtigt.

Die Gesellschaften der schwedischen Erzeugungseinheit sowie ihre Muttergesellschaft haben entsprechend schwedischem Recht gegenüber staatlichen Einrichtungen Garantien abgegeben. Diese Garantien beziehen sich auf die Deckung möglicher Mehrkosten für die Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls sowie die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerksanlagen, die über die in der Vergangenheit bereits finanzierten

Abgaben hinausgehen. Darüber hinaus sind die Gesellschaften der schwedischen Erzeugungseinheit sowie ihre Muttergesellschaft für alle Kosten der Entsorgung schwach radioaktiven Abfalls verantwortlich.

In Schweden haftet der Eigentümer von Kernkraftwerken für Schäden, die durch Unfälle in den entsprechenden Kernkraftwerken und durch Unfälle mit radioaktiven Substanzen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb dieser Kernkraftwerke stehen, verursacht werden. Zum 31. Dezember 2013 war die Haftung begrenzt auf einen Betrag in Höhe von 3.007 Mio SEK beziehungsweise 339 Mio € (2012: 3.004 Mio SEK beziehungsweise 350 Mio €) pro Schadensfall. Dieser Betrag muss gemäß dem „Law Concerning Nuclear Liability“ versichert werden. Die entsprechenden Versicherungen für die betroffenen Kernkraftwerke sind abgeschlossen worden. Am 1. Juli 2010 hat das schwedische Parlament ein Gesetz erlassen, das den Betreiber eines in Betrieb befindlichen Kernkraftwerks verpflichtet, eine Haftpflichtversicherung oder Deckungsvorsorge in Höhe von 1,2 Mrd € je Kraftwerk bereitzustellen. Zum 31. Dezember 2013 waren die Bedingungen für das Inkrafttreten des Gesetzes noch nicht gegeben.

Die globale Einheit Erzeugung betreibt ausschließlich in Deutschland und Schweden Kernkraftwerke. Daher bestehen über die zuvor genannten hinaus keine weiteren vergleichbaren Haftungsverhältnisse.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Neben bilanzierten Rückstellungen und Verbindlichkeiten sowie ausgewiesenen Eventualverbindlichkeiten bestehen sonstige größtenteils langfristige finanzielle Verpflichtungen, die sich weitestgehend aus mit Dritten geschlossenen Verträgen oder aufgrund gesetzlicher Bestimmungen ergeben.

Zum 31. Dezember 2013 besteht ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 2,5 Mrd € (2012: 5,6 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 1,5 Mrd € innerhalb eines Jahres fällig. Hier sind vor allem finanzielle Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen, insbesondere in den Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Deutschland, Russland und Schweden, im Zusammenhang mit Kraftwerksneubauprojekten, Ausbau und Modernisierung von bestehenden Kraftwerksanlagen sowie Gasinfrastrukturprojekten enthalten. Die

im Bestellobligo enthaltenen Verpflichtungen für Kraftwerksneubauten belaufen sich am 31. Dezember 2013 auf 1,3 Mrd €. Diese beinhalten auch die Verpflichtungen für den Bau von Windkraftanlagen.

Darüber hinaus resultieren finanzielle Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Operating-Lease-Verträgen. Die entsprechenden Mindestleasingzahlungen werden folgendermaßen fällig:

E.ON als Leasingnehmer – Operating Lease		
in Mio €	Mindestleasingzahlungen	
	2013	2012
Fälligkeit bis 1 Jahr	209	227
Fälligkeit 1-5 Jahre	481	605
Fälligkeit über 5 Jahre	579	879
Summe	1.269	1.711

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen 254 Mio € (2012: 243 Mio €). Hierin sind im Geschäftsjahr 2013 entstandene und daher aufwandswirksam erfasste bedingte Mietzahlungen enthalten.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestehen im E.ON-Konzern zum 31. Dezember 2013 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen belaufen sich am 31. Dezember 2013 auf rund 257,8 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 13,4 Mrd €).

Der Gasbezug erfolgt in der Regel über langfristige Abnahmeverträge mit großen internationalen Erdgasproduzenten. Im Allgemeinen handelt es sich hierbei um Take-or-pay-Verträge. Die Preise für das Erdgas werden an Preise von Wettbewerbsenergien beziehungsweise an Marktreferenzpreise angelehnt, die die Wettbewerbssituation im Markt widerspiegeln. Die Regelungen der langfristigen Verträge werden in gewissen Abständen (in der Regel sind dies drei Jahre) im Rahmen von Verhandlungen der Vertragspartner überprüft und können

sich insofern ändern. Bei Nichteinigung über Preisüberprüfungen entscheidet abschließend ein neutrales Schiedsgericht. Für die Berechnung der finanziellen Verpflichtungen, die aus diesen Verträgen resultieren, werden die gleichen Prämissen wie zu internen Planungszwecken angewendet. Weiterhin werden für die Berechnungen die individuellen Take-or-pay-Bestimmungen der jeweiligen Verträge herangezogen. Wesentlicher Grund für den Rückgang der vertraglichen Verpflichtungen zur Abnahme von fossilen Brennstoffen, insbesondere beim Gasbezug, gegenüber dem 31. Dezember 2012 sind die Ergebnisse aus den Preiswiederverhandlungen sowie ein Rückgang der Mindestabnahmeverpflichtungen unter den langfristigen Gasabnahmeverträgen.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme bestehen zum 31. Dezember 2013 in Höhe von 4,8 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 2,4 Mrd €), unter anderem gegenüber Gemeinschaftskraftwerken in den Einheiten Erzeugung und Erneuerbare Energien. Der Abnahmepreis für Strom aus Gemeinschaftskraftwerken basiert in der Regel auf den Produktionskosten des Stromerzeugers zuzüglich einer Gewinnmarge, welche generell auf Basis einer vereinbarten Kapitalrendite berechnet wird.

Weitere Abnahmeverpflichtungen bestehen zum 31. Dezember 2013 in Höhe von rund 4,3 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,5 Mrd €). Neben Abnahmeverpflichtungen im Wesentlichen für Wärme und Ersatzbrennstoffe bestehen in der Einheit Erzeugung langfristige vertragliche Verpflichtungen zur Abnahme von Kernbrennelementen sowie von Leistungen im Zusammenhang mit der Zwischen- und Endlagerung von Brennelementen.

Darüber hinaus bestehen zum 31. Dezember 2013 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund 4,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,5 Mrd €). Sie enthalten unter anderem finanzielle Verpflichtungen aus zu beziehenden Dienstleistungen, Verpflichtungen zum Erwerb von als Finanzanlagen gehaltenen Immobilienfonds sowie Kapitalmaßnahmen.

(28) Schwebende Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüche

Gegen Konzernunternehmen sind verschiedene gerichtliche Prozesse (einschließlich Klagen wegen Produkthaftungsansprüchen, Preisanpassungen und angeblicher Preisabsprachen), behördliche Untersuchungen und Verfahren sowie andere Ansprüche anhängig oder könnten in der Zukunft eingeleitet oder geltend gemacht werden. Dazu zählen insbesondere Klagen und Verfahren auf Vertrags- und Preisanpassungen zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende) geänderten wirtschaftlichen Verhältnissen im Gas- und Strombereich, wegen Preiserhöhungen, angeblicher Preisabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens.

Deutschlandweit sind in der gesamten Branche eine Vielzahl von Gerichtsverfahren im Zusammenhang mit Preisanpassungsklauseln im vertrieblichen Endkundengeschäft mit Sonderkunden Strom und Gas anhängig. Die genannten Verfahren

schließen Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeträgen im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln mit ein. Die höchstrichterliche Klärung der dort relevanten Rechtsfragen in Deutschland ist durch verschiedene Urteile des Bundesgerichtshofes aus dem Jahr 2012 weitgehend abgeschlossen. Drei Vorlagen des Bundesgerichtshofes an den Europäischen Gerichtshof zur Vereinbarkeit bestimmter Regelungen des deutschen Rechts für Tarifikunden beziehungsweise der Rechtsprechung des Bundesgerichtshofes zu vertraglichen Preisanpassungsklauseln für Sondervertragskunden mit europäischen Richtlinien haben für rechtliche Unsicherheit gesorgt. Die Rechtslage im Vorlageverfahren zu Sondervertragskunden ist durch ein abschließendes Urteil des Bundesgerichtshofes geklärt. Über die zwei noch laufenden Vorlagen an den Europäischen Gerichtshof zu den Grundversorgungsverordnungen

im Strom- und Gasbereich wird voraussichtlich 2014 entschieden. Der Ausgang dieser Vorlageverfahren und die Reaktionen des deutschen Gesetz- und Verordnungsgebers sowie der deutschen Gerichte hierauf bleiben abzuwarten. Obwohl keine Konzernunternehmen an diesen Vorlageverfahren unmittelbar beteiligt sind, könnte ein Verstoß gegen europäisches Recht Ansprüche auf Rückforderung vereinnahmter Erhöhungsbeiträge auch gegen Konzernunternehmen eröffnen. Zusätzlich steigt die Anzahl von Gerichtsverfahren mit Großkunden zur Vertrags- und Preisanpassung langfristiger Lieferverträge im Strom- und Gasbereich infolge der durch Marktumbrüche geänderten Verhältnisse an. In einigen dieser Verfahren ziehen Kunden die Wirksamkeit der verwendeten Preisklauseln und die Wirksamkeit der Verträge insgesamt in Zweifel.

Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Aufgrund der weitreichenden Umbrüche auf den deutschen Großhandelsmärkten für Erdgas der vergangenen Jahre haben sich darüber hinaus erhebliche Preisrisiken zwischen Einkaufs- und Verkaufsmengen ergeben. Die langfristigen Gasbezugsverträge beinhalten für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit, die Konditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führt E.ON Global Commodities kontinuierlich intensive Verhandlungen mit Produzenten. Weitergehende rechtliche Auseinandersetzungen sind nicht auszuschließen.

Die Europäische Kommission hat im September 2011 bei mehreren Gasversorgungsunternehmen in Zentral- und Osteuropa Nachprüfungen durchgeführt, darunter auch bei Unternehmen des E.ON-Konzerns. Die Kommission untersucht insoweit mögliche wettbewerbswidrige Praktiken von Gazprom, gegebenenfalls zusammen mit anderen Unternehmen. Die Kommission weist darauf hin, dass die Untersuchung nicht bedeutet, dass abschließende Beweise für wettbewerbswidriges Verhalten vorliegen. Im September 2012 hat die Europäische Kommission hierzu ein förmliches Kartellverfahren gegen Gazprom auf der Grundlage von Artikel 102 des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung) eingeleitet.

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den deutschen Regierungsparteien zu einer Kehrtwende in der Bewertung der Kernenergie geführt. Nachdem im Herbst 2010 die im damaligen Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung umgesetzt wurde, hat die Bundesregierung mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) die Laufzeitverlängerung wieder zurückgenommen und weitere verschärfte Regelungen getroffen. E.ON hält den Atomausstieg in der gesetzlich geregelten Form jedoch für unvereinbar mit unserem grundrechtlich geschützten Eigentumsrecht und dem Recht auf Berufs- und Gewerbefreiheit. Ein solcher Eingriff ist ohne Gewährung einer Entschädigung für die entzogenen Rechte und entsprechender Vermögenswerte nach unserer Auffassung verfassungswidrig. E.ON hat entsprechend Mitte November 2011 eine Verfassungsbeschwerde bei dem zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen die 13. AtG-Novelle eingereicht. Die Kernbrennstoffsteuer bleibt nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung in ihrer spezifischen Höhe erhalten – diese ist nach unserer Auffassung aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen rechtswidrig, sodass E.ON auch gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vorgeht.

Rechtsstreitigkeiten sind vielen Unsicherheiten unterworfen; auch wenn der Ausgang einzelner Verfahren nicht mit Sicherheit vorausgesagt werden kann, werden sich daraus ergebende mögliche Verpflichtungen nach Einschätzungen des Vorstands weder einzeln noch zusammen einen wesentlichen Einfluss auf Finanzlage, Betriebsergebnis oder Liquidität des Konzerns haben.

(29) Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung

Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung		
in Mio €	2013	2012
Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten		
Tauschvorgänge bei Unternehmenstransaktionen	-	12
Dotierung von externem Fondsvermögen für Pensionsverpflichtungen durch Übertragung von Termingeldern und Wertpapieren	975	147

Aus der Abgabe konsolidierter Beteiligungen und Aktivitäten sind E.ON als Gegenleistung im Berichtsjahr insgesamt 3.599 Mio € in bar zugeflossen (2012: 3.005 Mio €). Die mitveräußerten Zahlungsmittel betrugen 612 Mio € (2012: 364 Mio €). Der Verkauf dieser Aktivitäten führte zu Minderungen bei den Vermögenswerten von 7.165 Mio € (2012: 3.625 Mio €) sowie bei den Rückstellungen und Verbindlichkeiten von 3.112 Mio € (2012: 1.159 Mio €).

Die Kaufpreise für Tochterunternehmen betrugen im Berichtsjahr 50 Mio € (2012: 0 Mio €). Hierbei wurden Zahlungsmittel in Höhe von 6 Mio € (2012: 0 Mio €) miterworben.

Der operative Cashflow lag mit 6.375 Mio € um 2.433 Mio € unter dem Vorjahreswert von 8.808 Mio €. Der hohe Vorjahreswert resultierte vor allem aus positiven Einmaleffekten durch die Einigung mit Gazprom und die in diesem Rahmen vereinbarte Einmalzahlung im dritten Quartal 2012 sowie der

teilweisen Rückzahlung des Bußgelds, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktabreden mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte. Darüber hinaus ergaben sich im Jahr 2013 negative Effekte aus höheren Steuerzahlungen und einer Working-Capital-Veränderung im Gasgeschäft der Einheit Globaler Handel aufgrund einer geringeren Nutzung von Langfristverträgen.

Die Auszahlungen für immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Beteiligungen waren rund 16 Prozent höher als im Vorjahr. Wesentliche Ursache hierfür waren die Investitionen in die neuen Aktivitäten in der Türkei und in Brasilien. Die Einzahlungen aus der Abgabe von Beteiligungen lagen rund 65 Prozent über dem Vorjahreswert. Dies ist im Wesentlichen auf die Abgabe der bayerischen Wasserkraftkapazitäten, die Veräußerung von drei deutschen Regionalversorgungsunternehmen sowie auf die Abgabe der E.ON Energy from Waste Gruppe, der ungarischen Gasaktivitäten, der slowakischen SPP und mehrerer US-amerikanischer Windparks im Berichtsjahr zurückzuführen, denen im Vorjahr hauptsächlich der Verkauf von Open Grid Europe gegenüberstand. Der Netto-Mittelabfluss aus der Veränderung der Wertpapiere, Finanzforderungen und Festgeldanlagen sowie aus der Veränderung der verfügbungsbeschränkten Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente war um 0,3 Mrd € niedriger als im Vorjahr.

Aus der Explorationstätigkeit ergab sich ein operativer Cashflow in Höhe von -71 Mio € (2012: -57 Mio €) sowie ein Cashflow aus Investitionstätigkeit in Höhe von -95 Mio € (2012: -32 Mio €).

(30) Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte**Strategie und Ziele**

Der Einsatz von Derivaten ist gemäß E.ON-Richtlinien erlaubt, wenn ihnen bilanzierte Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, vertragliche Ansprüche oder Verpflichtungen beziehungsweise geplante Transaktionen zugrunde liegen. Die Eigenhandelsaktivitäten konzentrieren sich auf die globale Einheit Globaler Handel und bewegen sich im Rahmen der Risikomanagement-Richtlinien (vergleiche Textziffer 31).

Hedge Accounting gemäß IAS 39 wird insbesondere angewendet bei Zinsderivaten hinsichtlich der Sicherung langfristiger Verbindlichkeiten sowie bei Währungsderivaten zur Sicherung von Auslandsbeteiligungen (Hedge of a Net Investment in a Foreign Operation) und langfristigen Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten sowie Investitionsvorhaben.

Im Commodity-Bereich werden Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme gesichert, die insbesondere aus dem geplanten konzernexternen und -internen Stromein- und -verkauf sowie dem erwarteten Brennstoffeinkauf und Gasein- und -verkauf resultieren.

Fair Value Hedges

Fair Value Hedges dienen der Absicherung gegen das Risiko von Marktwertschwankungen. Die Ergebnisse aus den Sicherungsinstrumenten sind in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird.

Cashflow Hedges

Cashflow Hedges dienen der Absicherung gegen Risiken aus variablen Zahlungsströmen. Zur Begrenzung des Zinsänderungs- und Währungsrisikos werden insbesondere Zins-, Zins-/Währungsswaps und Zinsoptionen eingesetzt. Diese Instrumente sichern Zahlungsströme aus verzinslichen langfristigen Finanzforderungen und -verbindlichkeiten sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährungen und in Euro durch Cashflow Hedge Accounting in der funktionalen Währung der jeweiligen E.ON-Gesellschaft.

Zur Begrenzung der Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme aus dem Stromgeschäft aufgrund variabler Marktpreise werden Futures eingesetzt, für die ebenfalls Cashflow Hedge Accounting angewendet wird.

Zum 31. Dezember 2013 sind bestehende Grundgeschäfte in Cashflow Hedges mit Laufzeiten bis zu 25 Jahren (2012: bis zu 26 Jahren) im Fremdwährungsbereich und mit Laufzeiten bis zu einem Jahr (2012: bis zu vier Jahren) im Bereich der Zinssicherungen einbezogen. Im Commodity-Bereich betragen die Laufzeiten geplanter Grundgeschäfte bis zu einem Jahr (2012: bis zu zwei Jahre).

Zum 31. Dezember 2013 ergab sich aus dem ineffektiven Teil von Cashflow Hedges ein Ertrag in Höhe von 20 Mio € (2012: Aufwand von 1 Mio €).

Nach den am Bilanzstichtag vorliegenden Informationen ergeben sich in den Folgeperioden die nachstehenden Effekte aus der Umgliederung des OCI in die Gewinn- und Verlustrechnung:

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI ¹⁾ in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2013					
in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2014	2015	2016-2018	>2018
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	328	-	20	31	-379
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	61	-6	-7	-15	-33
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	-12	12	-	-	-

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI ¹⁾ in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2012					
in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2013	2014	2015-2017	>2017
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	456	7	-	12	-475
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	9	-1	-5	-12	9
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	-12	1	11	-	-

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern

Die Ergebnisse aus der Umgliederung werden in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird. Die Ergebnisse aus ineffektiven Teilen von Cashflow Hedges werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst. Bei Zinssicherungen erfolgt der Ausweis im sonstigen Zinsergebnis. Die Fair Values der innerhalb von Cashflow Hedges designierten Derivate betragen -546 Mio € (2012: -404 Mio €).

Im Jahr 2013 wurde ein Ertrag von 124 Mio € (2012: Aufwand von 237 Mio €) dem Other Comprehensive Income zugeführt. Im gleichen Zeitraum wurde ein Aufwand von 12 Mio € (2012: Aufwand von 79 Mio €) in die Gewinn- und Verlustrechnung umgeliert.

Net Investment Hedges

Zur Sicherung der Netto-Aktiva ausländischer Beteiligungen werden Devisentermingeschäfte, Devisenswaps, Währungsswaps und originäre Fremdwährungsdarlehen eingesetzt. Zum 31. Dezember 2013 wurden 23 Mio € (2012: -106 Mio €) aus Fair-Value-Veränderungen von Derivaten und der Stichtagskursumrechnung von originären Verbindlichkeiten im Zusammenhang mit Net Investment Hedges im Other Comprehensive Income in dem Posten Währungsumrechnung ausgewiesen. Im Jahr 2013 ergab sich, wie im Vorjahr, keine Ineffektivität aus den Net Investment Hedges.

Bewertung derivativer Finanzinstrumente

Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht. Der für alle derivativen Finanzinstrumente ermittelte Fair Value ist der Preis, der beim Verkauf eines Vermögenswertes oder der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion am Bewertungsstichtag zwischen unabhängigen Marktteilnehmern gezahlt würde (exit price). E.ON berücksichtigt hierbei ebenfalls das Kontrahentenausfallrisiko (Credit Value Adjustment). Die Fair Values der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten ermittelt.

Die der Bewertung der eingesetzten derivativen Finanzinstrumente zugrunde liegenden Bewertungsmethoden und Annahmen stellen sich wie folgt dar:

- Devisen-, Strom-, Gas-, Kohle- und Öltermingeschäfte und -swaps sowie emissionsrechtbezogene Derivate werden einzeln mit ihrem Terminkurs beziehungsweise -preis am Bilanzstichtag bewertet. Die Terminkurse beziehungsweise -preise basieren, soweit möglich, auf Marktnotierungen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Terminauf- und -abschlägen.
- Die Marktpreise von Zins-, Strom- und Gasoptionen werden nach marktüblichen Bewertungsmethoden ermittelt. Caps, Floors und Collars werden anhand von Marktnotierungen oder auf der Grundlage von Optionspreismodellen bewertet.

- Die Fair Values von Instrumenten zur Sicherung von Zinsrisiken werden durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die Diskontierung erfolgt anhand der marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der Instrumente. Für Zins-, Währungs- und Zins-/Währungsswaps werden zum Bilanzstichtag für jede einzelne Transaktion die Barwerte ermittelt. Die Zinserträge werden zum Zahlungszeitpunkt beziehungsweise bei der Abgrenzung zum Stichtag erfolgswirksam erfasst.
- Termingeschäfte auf Aktien werden auf Basis des Börsenkurses der zugrunde liegenden Aktien unter Berücksichtigung von Zeitkomponenten bewertet.
- Börsennotierte Termingeschäfte und -optionen werden zum Bilanzstichtag einzeln mit den börsentäglich festgestellten Abrechnungspreisen bewertet, die von der jeweiligen Clearingstelle veröffentlicht werden. Gezahlte Initial Margins sind unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Während der Laufzeit erhaltene beziehungsweise gezahlte Variation Margins werden unter den sonstigen Verbindlichkeiten beziehungsweise sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen.
- Bestimmte langfristige Energiekontrakte werden, sofern Marktpreise fehlen, anhand von auf internen Fundamentaldaten beruhenden Bewertungsmodellen bewertet. Eine hypothetische Änderung der internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um ± 10 Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 185 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 169 Mio € führen.

Zu Jahresbeginn war ein Aufwand von 38 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Realisierungen von Erträgen in Höhe von 4 Mio € ergab sich zum Jahresende ein abgegrenzter Aufwand von 42 Mio €, welcher gemäß der Vertragserfüllung in den Folgeperioden wirksam wird.

Die beiden folgenden Tabellen enthalten sowohl Derivate, die im Hedge Accounting nach IAS 39 stehen, als auch Derivate, bei denen auf die Anwendung von Hedge Accounting verzichtet wird:

Gesamtvolumen der währungs-, zins- und aktienbezogenen Derivate

in Mio €	31. Dezember 2013		31. Dezember 2012	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Devisentermingeschäfte	21.548,5	-67,4	24.138,6	-26,7
Zwischensumme	21.548,5	-67,4	24.138,6	-26,7
Währungsswaps	9.854,2	-211,4	12.314,0	39,6
Zins-/Währungsswaps	35,5	32,6	211,4	72,0
Zwischensumme	9.889,7	-178,8	12.525,4	111,6
Zinsswaps	2.776,3	-195,2	3.575,2	-257,6
<i>Festzinszahler</i>	2.276,3	-235,8	2.309,3	-411,0
<i>Festzinsempfänger</i>	500,0	40,6	1.265,9	153,4
Zinsoptionen	2.000,0	-29,8	2.000,0	-102,1
Zwischensumme	4.776,3	-225,0	5.575,2	-359,7
Sonstige Derivate	9,1	-	9,1	0,1
Zwischensumme	9,1	0,0	9,1	0,1
Summe	36.223,6	-471,2	42.248,3	-274,7

Gesamtvolumen der strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate

in Mio €	31. Dezember 2013		31. Dezember 2012	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Stromtermingeschäfte	45.407,3	172,9	55.939,4	39,4
Börsengehandelte Stromtermingeschäfte	9.671,0	260,5	7.168,2	70,0
Stromswaps	3.179,1	12,5	3.465,8	28,2
Stromoptionen	55,7	2,7	99,3	16,5
Gastermingeschäfte	22.879,6	328,3	35.155,6	42,1
Börsengehandelte Gastermingeschäfte	3.213,1	-5,0	5.412,8	-70,8
Gasswaps	1.077,3	0,9	1.002,5	11,6
Gasoptionen	15,9	-1,4	483,5	192,4
Kohletermin- und -swapgeschäfte	2.646,6	-78,2	5.717,1	-173,5
Börsengehandelte Kohletermingeschäfte	10.849,0	-172,5	9.220,0	-233,6
Ölbezogene Derivate	8.571,0	53,4	7.194,2	-40,1
Börsengehandelte ölbezogene Derivate	15.969,2	-13,7	17.656,1	-30,0
Emissionsrechtbezogene Derivate	4,5	-5,5	45,7	0,1
Börsengehandelte emissionsrechtbezogene Derivate	1.128,5	-157,5	2.314,1	-474,3
Sonstige Derivate	42,5	2,4	31,6	23,0
Börsengehandelte sonstige Derivate	58,3	-6,2	-	-
Summe	124.768,6	393,6	150.905,9	-599,0

(31) Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

Die Buchwerte der Finanzinstrumente, die Aufteilung nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39, die Fair Values und deren Bewertungsquellen nach Klassen sind in folgender Tabelle dargestellt:

Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2013						
in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwen- dungsbe- reich des IFRS 7	Bewer- tungs- kategorien gemäß IAS 39 ¹⁾	Fair Value	Anhand von Börsen- kursen ermittelt	Von Markt- werten abgeleitet
Beteiligungen	1.966	1.966	AfS	1.966	120	422
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	5.159	5.021		5.263	106	204
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	725	725	n/a	725	106	204
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	4.434	4.296	LaR	4.538	-	-
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	22.917	21.314		21.314	1.878	3.318
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	14.246	14.246	LaR	14.246	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	5.122	5.122	HfT	5.122	1.878	2.959
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	359	359	n/a	359	-	359
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	3.190	1.587	LaR	1.587	-	-
Wertpapiere und Festgeldanlagen	7.092	7.092	AfS	7.092	6.468	624
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4.027	4.027	AfS	4.027	3.993	34
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	639	639	AfS	639	638	-
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	1.031	204	AfS	204	73	131
Summe Vermögenswerte	42.831	40.263		40.505	13.276	4.733
Finanzverbindlichkeiten	23.260	23.210		26.373	21.452	835
<i>Anleihen</i>	18.049	18.049	AmC	20.761	20.761	-
<i>Commercial Paper</i>	180	180	AmC	180	-	180
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	655	655	AmC	655	-	655
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	1.231	1.231	n/a	1.747	-	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	3.145	3.095	AmC	3.030	691	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	27.586	20.872		20.872	2.001	3.408
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	2.972	2.972	AmC	2.972	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	4.786	4.786	HfT	4.786	2.001	2.630
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	778	778	n/a	778	-	778
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32²⁾</i>	900	900	AmC	900	-	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	18.150	11.436	AmC	11.436	-	-
Summe Verbindlichkeiten	50.846	44.082		47.245	23.453	4.243

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen, wobei sich die Beträge aus den eigenen Bewertungsmethoden (Fair-Value-Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.

2) Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe Textziffer 26).

Für die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gelten aufgrund der kurzen Restlaufzeit die Buchwerte als realistische Schätzung ihrer Fair Values.

Soweit sich der Wert für ein Finanzinstrument ohne erforderliche Anpassung aus einem aktiven Markt herleiten lässt, wird dieser Wert verwendet. Dies betrifft insbesondere gehaltene Aktien sowie gehaltene und begebene Anleihen.

**Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen
 im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2012**

in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwen- dungsbe- reich des IFRS 7	Bewer- tungs- kategorien gemäß IAS 39 ¹⁾	Fair Value	Anhand von Börsen- kursen ermittelt	Von Markt- werten abgeleitet
Beteiligungen	1.612	1.612	AfS	1.612	154	207
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	5.750	5.729		6.010	2	329
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	881	881	n/a	881	2	329
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	4.869	4.848	LaR	5.129	-	-
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	26.754	24.192		24.192	1.221	5.008
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	16.104	16.104	LaR	16.104	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	5.975	5.975	HfT	5.975	1.221	4.550
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	458	458	n/a	458	-	458
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	4.217	1.655	LaR	1.655	-	-
Wertpapiere und Festgeldanlagen	8.027	8.027	AfS	8.027	7.217	810
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	2.816	2.816	AfS	2.816	2.781	35
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	449	449	AfS	449	449	-
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	5.261	1.555	AfS	1.555	-	1.483
Summe Vermögenswerte	50.669	44.380		44.661	11.824	7.872
Finanzverbindlichkeiten	25.944	25.922		30.869	26.103	1.031
<i>Anleihen</i>	20.634	20.634	AmC	25.274	25.274	-
<i>Commercial Paper</i>	180	180	AmC	180	-	180
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	851	851	AmC	851	-	851
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	949	949	n/a	1.322	-	-
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	3.330	3.308	AmC	3.242	829	-
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	31.590	25.833		25.833	2.594	4.605
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	5.459	5.459	AmC	5.459	-	-
<i>Derivate ohne Hedging-Beziehungen</i>	6.477	6.477	HfT	6.477	2.594	3.776
<i>Derivate mit Hedging-Beziehungen</i>	829	829	n/a	829	-	829
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32²⁾</i>	759	759	AmC	759	-	-
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	18.066	12.309	AmC	12.309	-	-
Summe Verbindlichkeiten	57.534	51.755		56.702	28.697	5.636

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen, wobei sich die Beträge aus den eigenen Bewertungsmethoden (Fair-Value-Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.
 2) Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe Textziffer 26).

Der Fair Value von Anteilen an nicht börsennotierten Gesellschaften sowie nicht aktiv gehandelten Schuldtiteln wie Darlehen, Ausleihungen und Finanzverbindlichkeiten wird durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die gegebenenfalls notwendige Diskontierung erfolgt anhand der aktuellen marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der

Finanzinstrumente. Für Beteiligungen mit einem Buchwert in Höhe von 19 Mio € (2012: 12 Mio €) wurde auf eine Bewertung zum Fair Value aufgrund nicht verlässlich ermittelbarer Cashflows verzichtet. Es konnten keine Fair Values auf Basis vergleichbarer Transaktionen abgeleitet werden. Die Beteiligungen sind im Vergleich zur Gesamtposition des Konzerns unwesentlich.

Der Fair Value von Commercial Paper und Geldaufnahmen im Rahmen kurzfristiger Kreditfazilitäten sowie der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen wird wegen der kurzen Laufzeiten in Höhe des Buchwertes angesetzt. Zur Fair-Value-Ermittlung von derivativen Finanzinstrumenten wird auf Textziffer 30 verwiesen.

Im vierten Quartal 2013 gab es keine wesentlichen Umgliederungen zwischen den Bewertungsleveln der Stufe 1 und der Stufe 2. E.ON prüft zum Ende jeder Berichtsperiode, ob es einen Anlass zu einer Umgruppierung in oder aus einem Bewertungslevel gibt.

Die Eingangsparameter der Fair-Value-Stufe 3 bei Unternehmensbeteiligungen werden unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Entwicklungen und verfügbaren Branchen- und Unternehmensdaten festgelegt (siehe auch Textziffer 1). In diesem Geschäftsjahr wurden Beteiligungen in Höhe von 42 Mio € in die Fair-Value-Stufe 3 umgegliedert. Die Überleitung der durch Bewertungsmethoden ermittelten Fair Values für Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

Herleitung Fair-Value-Stufe 3 (durch Bewertungsmethoden ermittelt)									
in Mio €	Stand zum 1. Januar 2013	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/ Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/ Verluste im OCI	Stand zum 31. Dezember 2013
						in Stufe 3	aus Stufe 3		
Beteiligungen	1.323	59	-229	-	-13	42	-	242	1.424
Derivative Finanzinstrumente	97	38	-25	7	13	-	-	-	130
Summe	1.420	97	-254	7	0	42	0	242	1.554

Der Umfang der bilanziellen Aufrechnung von finanziellen Vermögenswerten, die Gegenstand von Aufrechnungsvereinbarungen sind, wird in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2013						
in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungsbetrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	14.246	-	14.246	3.664	-	10.582
Zins- und Währungsderivate	1.422	1.217	205	-	196	9
Commodity-Derivate	5.276	-	5.276	1.920	7	3.349
Summe	20.944	1.217	19.727	5.584	203	13.940
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Zins- und Währungsderivate	1.893	1.217	676	-	558	118
Commodity-Derivate	4.888	-	4.888	1.920	468	2.500
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	18.150	-	18.150	3.664	-	14.486
Summe	24.931	1.217	23.714	5.584	1.026	17.104

**Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte
 und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2012**

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechneter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungs- betrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	16.104	-	16.104	7.027	-	9.077
Zins- und Währungsderivate	1.832	1.457	375	-	373	2
Commodity-Derivate	6.058	-	6.058	3.373	9	2.676
Summe	23.994	1.457	22.537	10.400	382	11.755
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Zins- und Währungsderivate	2.106	1.457	649	-	427	222
Commodity-Derivate	6.657	-	6.657	3.373	1.230	2.054
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	18.066	-	18.066	7.027	-	11.039
Summe	26.829	1.457	25.372	10.400	1.657	13.315

Transaktionen und Geschäftsbeziehungen, aus denen die dargestellten derivativen finanziellen Forderungen und finanziellen Verbindlichkeiten resultieren, werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, die im Falle einer Insolvenz eines Geschäftspartners eine Aufrechnung der offenen Transaktionen (Netting) ermöglichen.

Die Aufrechnungsvereinbarungen beruhen beispielsweise auf Nettingvereinbarungen in Rahmenverträgen wie ISDA („International Swaps and Derivatives Association“), DRV (Deutscher Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte), EFET (European Federation of Energy Traders) und FEMA (Financial Energy Master Agreement). Die Aufrechnungsmöglichkeit der Zins- und Währungsderivate im Bankenbereich wird, soweit zulässig, bilanziell nachvollzogen und ist in der obigen Tabelle ersichtlich. Die in den Verbindlichkeiten und Vermögenswerten gegenüber Kreditinstituten hinterlegten Sicherheitsleistungen begrenzen die Auslastung von Kreditlimits bei der Marktbewertung von Zins- und Währungsderivaten und sind ebenfalls in der Tabelle ausgewiesen. Bei Commodity-Derivaten wird die Aufrechnungsmöglichkeit nicht bilanziell abgebildet, da die rechtliche Durchsetzbarkeit der Aufrechnungsvereinbarungen länderspezifisch bedingt ist.

In den beiden nachfolgenden Tabellen sind die vertraglich vereinbarten (undiskontierten) Mittelabflüsse der Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7 dargestellt:

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2013				
in Mio €	Mittel- abflüsse 2014	Mittel- abflüsse 2015	Mittel- abflüsse 2016-2018	Mittel- abflüsse ab 2019
Anleihen	4.217	2.079	8.455	11.719
Commercial Paper	180	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	522	41	52	64
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	136	203	332	2.227
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	902	326	642	1.213
Finanzgarantien	457	-	-	-
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	6.414	2.649	9.481	15.223
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	4.297	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	20.959	4.919	1.424	-
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	72	16	135	129
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	11.445	15	5	153
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	36.773	4.950	1.564	282
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	43.187	7.599	11.045	15.505

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2012				
in Mio €	Mittel- abflüsse 2013	Mittel- abflüsse 2014	Mittel- abflüsse 2015-2017	Mittel- abflüsse ab 2018
Anleihen	3.325	4.289	8.176	14.127
Commercial Paper	180	-	-	-
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	640	160	91	54
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	126	87	296	1.734
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.168	168	622	1.677
Finanzgarantien	707	-	-	-
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	6.146	4.704	9.185	17.592
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.629	-	-	-
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	33.840	7.916	2.354	21
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	215	30	122	408
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	12.556	13	37	150
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	52.240	7.959	2.513	579
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	58.386	12.663	11.698	18.171

Finanzgarantien wurden in einem Nominalvolumen von 457 Mio € (2012: 707 Mio €) an konzernexterne Gesellschaften vergeben. Dies stellt den Maximalbetrag dar, den E.ON begleichen müsste, wenn die Garantien in Anspruch genommen würden, wobei als Buchwert 30 Mio € (2012: 33 Mio €) angesetzt wurden.

Sofern finanzielle Verbindlichkeiten mit einem variablen Zinssatz ausgestattet sind, wurden zur Ermittlung der zukünftigen Zinszahlungen die am Bilanzstichtag fixierten Zinssätze auch für die folgenden Perioden verwendet. Sofern finanzielle Verbindlichkeiten jederzeit gekündigt werden können, werden diese, wie Verbindlichkeiten aus jederzeit ausübbarer Put-Optionen, dem frühesten Laufzeitband zugeordnet. Im Jahr 2013 wurden alle Covenants eingehalten.

Bei brutto erfüllten Derivaten (in der Regel Währungsderivate und Commodity-Derivate) stehen den Auszahlungen korrespondierende Mittel- beziehungsweise Warenzuflüsse gegenüber.

Das Nettoergebnis der Finanzinstrumente nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39 stellt sich wie folgt dar:

Nettoergebnis nach Bewertungskategorien ¹⁾		
in Mio €	2013	2012
Loans and Receivables	-232	-156
Available-for-Sale	1.435	539
Held-for-Trading	840	-982
Amortized Cost	-1.188	-1.139
Summe	855	-1.738

1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 1 verwiesen.

Das Nettoergebnis der Bewertungskategorie Loans and Receivables umfasst neben Zinserträgen und -aufwendungen aus Finanzforderungen im Wesentlichen Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung von Available-for-Sale-Wertpapieren und -Beteiligungen werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen.

Das Nettoergebnis der Kategorie Amortized Cost ergibt sich im Wesentlichen aus den Zinsen der Finanzverbindlichkeiten, korrigiert um die aktivierten Bauzeitinsen.

Sowohl Marktwertänderungen aus den derivativen Finanzinstrumenten als auch die Erträge und Aufwendungen aus der Realisierung sind im Nettoergebnis der Bewertungskategorie Held-for-Trading enthalten. Die Veränderung wird vor allem durch die Marktbewertung von Commodity-Derivaten und realisierten Ergebnissen aus Währungsderivaten beeinflusst.

Risikomanagement

Grundsätze

Die vorgeschriebenen Abläufe, Verantwortlichkeiten und Maßnahmen im Rahmen des Finanz- und Risikomanagements sind in internen Konzernrichtlinien detailliert dargestellt. Die Einheiten haben darüber hinaus eigene Richtlinien, die sich im Rahmen der Konzernrichtlinien bewegen, entwickelt. Um ein effizientes Risikomanagement im E.ON-Konzern zu gewährleisten, sind die Abteilungen Handel (Front Office), Finanzcontrolling (Middle Office) und Finanzabwicklung (Back Office) als voneinander unabhängige Einheiten aufgebaut. Die Risikosteuerung und -berichterstattung im Zins-, Währungs-, Kredit- und Liquiditätsbereich wird vom Finanzcontrolling durchgeführt, während die Risikosteuerung und -berichterstattung im Commodity-Bereich auf Konzernebene in einer gesonderten Abteilung durchgeführt wird.

E.ON setzt im Finanzbereich ein konzernweites System für Treasury, Risikomanagement und Berichterstattung ein. Bei diesem System handelt es sich um eine vollständig integrierte Standard-IT-Lösung, die fortlaufend aktualisiert wird. Das System dient zur Analyse und Überwachung von Risiken des E.ON-Konzerns in den Bereichen Liquidität, Fremdwährungen und Zinsen. Im Commodity-Bereich werden in den Einheiten etablierte Systeme eingesetzt. Die konzernweite Überwachung und Steuerung von Kreditrisiken erfolgt im Finanzcontrolling mit Unterstützung einer Standardsoftware. Basierend auf einem Transferpreis-Mechanismus werden die Commodity-Positionen der meisten globalen und regionalen Einheiten auf die Einheit Globaler Handel zum Risikomanagement und zu Optimierungszwecken transferiert. In wenigen Ausnahmefällen gilt ein spezielles Risikomanagement, welches mit der Konzernleitung abgestimmt ist.

Gesonderte Risikogremien sind für die Sicherstellung und Weiterentwicklung der durch den Vorstand der E.ON SE beschlossenen Strategie zur Risikopolitik im Commodity-, Treasury- und Kreditrisikobereich verantwortlich.

1. Liquiditätsmanagement

Wesentliche Ziele des Liquiditätsmanagements von E.ON sind die jederzeitige Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit, die rechtzeitige Erfüllung vertraglicher Zahlungsverpflichtungen sowie die Kostenoptimierung im E.ON-Konzern.

Das Cashpooling und die externen Finanzierungen sind weitgehend auf die E.ON SE und bestimmte Finanzierungsgesellschaften zentralisiert. Die Mittel werden bedarfsgerecht intern an die anderen Konzernunternehmen, basierend auf einer Inhousebank-Lösung, weitergeleitet.

Die E.ON SE ermittelt auf Basis von kurz- und mittelfristigen Liquiditätsplanungen den Finanzbedarf des Konzerns. Die Finanzierung des Konzerns wird entsprechend dem geplanten Finanzbedarf/-überschuss vorausschauend gesteuert und umgesetzt. In die Betrachtung einbezogen werden unter anderem der operative Cashflow, Investitionen, Desinvestitionen, Marginzahlungen und die Fälligkeit von Anleihen und Commercial Paper.

2. Preisrisiken

Im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit ist der E.ON-Konzern Preisänderungsrisiken im Fremdwährungs-, Zins- und Commodity-Bereich sowie im Assetmanagement ausgesetzt. Aus diesen Risiken resultieren Ergebnis-, Eigenkapital-, Verschuldungs- und Cashflow-Schwankungen. Zur Begrenzung beziehungsweise Ausschaltung dieser Risiken hat E.ON verschiedene Strategien entwickelt, die unter anderem den Einsatz derivativer Finanzinstrumente beinhalten.

3. Kreditrisiken

E.ON ist aufgrund ihrer operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. Die Überwachung und Steuerung der Kreditrisiken erfolgt durch konzernweit einheitliche Vorgaben zum Kreditrisikomanagement, welche die Identifikation, Bewertung und Steuerung umfassen.

Die nachstehend beschriebene Analyse der risikoreduzierenden Tätigkeiten von E.ON sowie die mittels der Profit-at-Risk(PaR)-, Value-at-Risk(VaR)- und Sensitivitätsanalysen generierten Beträge stellen zukunftsorientierte und somit risikobehaftete und ungewisse Angaben dar. Aufgrund unvorhersehbarer Entwicklungen an den weltweiten Finanzmärkten können sich die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von den angeführten Hochrechnungen unterscheiden. Die in den Risikoanalysen verwendeten Methoden sind nicht als Prognosen zukünftiger Ereignisse oder Verluste anzusehen, da sich E.ON ebenfalls Risiken ausgesetzt sieht, die entweder nicht finanziell oder nicht quantifizierbar sind. Diese Risiken beinhalten hauptsächlich Länder-, Geschäfts-, regulatorische und Rechtsrisiken, welche nicht in den folgenden Analysen berücksichtigt wurden.

Risikomanagement im Fremdwährungsbereich

Die E.ON SE übernimmt die Steuerung der Währungsrisiken des Konzerns.

Aufgrund der Beteiligungen an den geschäftlichen Aktivitäten außerhalb des Euro-Währungsraumes entstehen im E.ON-Konzern Translationsrisiken. Durch Wechselkursschwankungen ergeben sich bilanzielle Effekte aus der Umrechnung der Bilanz- und GuV-Positionen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss. Die Absicherung von Translationsrisiken erfolgt durch die Verschuldung in der entsprechenden lokalen Währung, die gegebenenfalls auch Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung beinhaltet. Darüber hinaus werden bei Bedarf derivative Finanzinstrumente eingesetzt. Die Sicherungsmaßnahmen werden als Absicherung einer Nettoinvestition in einen ausländischen Geschäftsbetrieb qualifiziert und im Rahmen von Hedge Accounting gemäß IFRS bilanziell abgebildet. Die Translationsrisiken des Konzerns werden regelmäßig überprüft und der Sicherungsgrad gegebenenfalls angepasst. Maßgrößen sind hierbei der jeweilige Debt Factor sowie der Unternehmenswert in der Fremdwährung.

Für den E.ON-Konzern bestehen zusätzlich operative und finanzielle Transaktionsrisiken aus Fremdwährungstransaktionen. Jene Risiken ergeben sich für die Konzerngesellschaften insbesondere durch den physischen und finanziellen Handel von Commodities, konzerninterne Beziehungen sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährung. Die Tochtergesellschaften sind für die Steuerung der operativen Währungsrisiken verantwortlich. Die E.ON SE übernimmt die konzernweite Koordination der Absicherungsmaßnahmen der Konzerngesellschaften und setzt bei Bedarf externe derivative Finanzinstrumente ein.

Finanzielle Transaktionsrisiken ergeben sich aus Zahlungen, die aus finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten entstehen. Sie resultieren sowohl aus externen Finanzierungen in verschiedenen Fremdwährungen als auch aus konzerninternen Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung. Die finanziellen Transaktionsrisiken werden grundsätzlich vollständig gesichert.

Der Ein-Tages-Value-at-Risk (99 Prozent Konfidenz) aus der Währungsumrechnung von Geldanlagen und -aufnahmen in Fremdwährung zuzüglich der Fremdwährungsderivate beträgt 122 Mio € zum 31. Dezember 2013 (2012: 115 Mio €) und resultiert im Wesentlichen aus den Positionen in britischen Pfund und schwedischen Kronen.

Risikomanagement im Zinsbereich

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten und Zinsderivaten, die auf variablen Zinsen basieren, ist E.ON Ergebnisrisiken ausgesetzt. Positionen, die auf Festzinsen basieren, führen hingegen zu Änderungen des Zeitwertes bei Schwankungen des Marktzinsniveaus. E.ON strebt einen bestimmten Mix von festverzinslichem und variablem Fremdkapital im Zeitablauf an. Aufgrund der langfristigen Ausrichtung des Geschäftsmodells wird grundsätzlich ein hoher Anteil an Zinsfestschreibungen, vor allem im mittelfristigen Planungszeitraum, angestrebt. Hierbei werden auch Zinsderivate eingesetzt. Nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug zum 31. Dezember 2013 der Anteil der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung 91 Prozent (2012: 100 Prozent). Das Volumen der Finanzverbindlichkeiten mit Zinsfestschreibung würde unter sonst gleichen Umständen von 16,4 Mrd € zum Jahresende 2013 über 14,9 Mrd € im Jahr 2014 auf 13,1 Mrd € im Jahr 2015 abnehmen. Die effektive Zinsduration der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten

betrug 7,1 Jahre zum 31. Dezember 2013 (2012: 7,0 Jahre). Die volumengewichtete Durchschnittsverzinsung der Finanzverbindlichkeiten nach Berücksichtigung von Zinsderivaten betrug 5,5 Prozent zum 31. Dezember 2013 (2012: 5,3 Prozent).

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2013 Zinsderivate mit einem Nennwert von 4.776 Mio € (2012: 5.575 Mio €).

Eine Sensitivitätsanalyse wurde für das kurzfristige und variabel verzinsliche Fremdkapital unter Einbeziehung entsprechender Sicherungen sowohl des Zins- als auch des Währungsrisikos durchgeführt. Diese Kennzahl wird für das interne Risikocontrolling verwendet und spiegelt die ökonomische Position des E.ON-Konzerns wider. Eine Veränderung des Zinsniveaus um ± 1 Prozentpunkt (über alle Währungen) würde die Zinsbelastung im Folgejahr um 31 Mio € (2012: 29 Mio €) erhöhen beziehungsweise verringern.

Risikomanagement im Commodity-Bereich

E.ON ist aufgrund schwankender Preise von Commodities erheblichen Risiken auf der Absatz- und Beschaffungsseite ausgesetzt. Dieses Risiko wird an einer potenziellen negativen Abweichung vom angestrebten EBITDA bemessen.

Das maximal zulässige Risiko aus Commodities wird im Rahmen der Mittelfristplanung vom Konzernvorstand zentral festgelegt und in Abstimmung mit den Einheiten in eine dezentrale Limitstruktur überführt. Vor der Festlegung der Limite wurden die geplanten Investitionsvorhaben und alle sonstigen bekannten Verpflichtungen und quantifizierbaren Risiken berücksichtigt. Die Risikosteuerung und -berichterstattung einschließlich der Portfoliooptimierung für den Konzern wird zentral durch die Konzernleitung durchgeführt.

Commodity-Geschäfte werden bei E.ON im Wesentlichen innerhalb des Systemportfolios abgeschlossen, welches die operativen Grundgeschäfte, bestehende Absatz- und Bezugsverträge und zu Sicherungszwecken oder zur Kraftwerksoptimierung eingesetzte Commodity-Derivate umfasst. Das Risiko im Systemportfolio resultiert damit aus der offenen Position zwischen

Planbeschaffung und -erzeugung sowie den Planabsatzmengen. Das Risiko für diese offenen Positionen wird über den Profit-at-Risk gemessen, welcher das Risiko unter Berücksichtigung der Höhe der offenen Position, der Preise, der Volatilität und der Liquidität der zugrunde liegenden Commodities angibt. Der PaR ist dabei definiert als die maximal zu erwartende negative Wertänderung der offenen Position bei einer Wahrscheinlichkeit von 95 Prozent, wenn die offene Position schnellstmöglich geschlossen werden sollte.

E.ON setzt derivative Finanzinstrumente ein, um die Marktpreisrisiken aus den Commodities Strom, Gas, Kohle, Emissionsrechte und Öl zu reduzieren. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Swaps und Termingeschäfte auf Strom, Gas, Kohle und Öl sowie emissionsrechtbezogene Derivate. Derivate im Commodity-Bereich werden durch die Einheiten für die Zwecke des Preisrisikomanagements, der Systemoptimierung, des Lastenausgleichs oder auch zur Margenerhöhung eingesetzt. Eigenhandel ist hierbei nur in besonders engen Limiten zugelassen.

Die Limite für jegliche Handelsaktivitäten einschließlich Eigenhandel werden durch handelsunabhängige Gremien festgesetzt und überwacht. Für das Systemportfolio wird ein mit Limiten versehener Planungshorizont von drei Jahren angesetzt. Die angewandten Limite beinhalten Value-at-Risk- und Profit-at-Risk-Kennziffern sowie Stop-Loss-Werte und Volumenslimite. Zusätzliche Kernelemente des Risikomanagementsystems umfassen die klare Funktionstrennung der Bereiche Disposition, Handel, Abwicklung und Kontrolle, konzernweit gültige Richtlinien für den Umgang mit Commodity-Risiken sowie eine handelsunabhängige Risikoberichterstattung. Monatlich findet eine Berichterstattung über die konzernweite Entwicklung der Risiken aus dem Commodity-Bereich an die Mitglieder des Risikokomitees statt.

Der E.ON-Konzern hielt zum 31. Dezember 2013 strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtsbezogene Derivate mit einem Nennwert von 124.769 Mio € (2012: 150.906 Mio €).

Der PaR für die gehaltenen finanziellen und physischen Commodity-Positionen über einen Planungshorizont von bis zu drei Jahren betrug 1.616 Mio € zum 31. Dezember 2013 (2012: 2.114 Mio €). Aufgrund einer veränderten internen Risikosteuerung wurde die Vorjahresvergleichszahl entsprechend angepasst.

Die Berechnung des PaR spiegelt die Position des E.ON-Konzerns über einen Planungshorizont von drei Jahren wider und umfasst neben den Finanzinstrumenten im Anwendungsbereich des IFRS 7 auch die übrigen Positionen des Commodity-Bereichs im Einklang mit dem internen Risikocontrolling.

Kreditrisikomanagement

Um Kreditrisiken aus der operativen Geschäftstätigkeit sowie dem Einsatz von Finanzinstrumenten zu minimieren, werden Transaktionen nur mit Geschäftspartnern geschlossen, welche die internen Mindestanforderungen erfüllen. Auf Basis der internen, sofern verfügbar, auch externen Bonitätseinstufungen werden Limite für das maximale Kreditrisiko vergeben. Der Prozess der Limitvergabe und -überwachung erfolgt dabei im Rahmen von Mindestvorgaben, basierend auf einer konzernweiten Kreditrisikomanagement-Richtlinie. Nicht vollumfassend in diesem Prozess enthalten sind Langfristverträge des operativen Geschäfts und Transaktionen des Assetmanagements. Diese werden auf Ebene der zuständigen Einheiten gesondert überwacht.

Grundsätzlich sind die jeweiligen Konzerngesellschaften für das Kreditrisikomanagement des operativen Geschäfts verantwortlich. In Abhängigkeit von der Art der Geschäftstätigkeit und der Höhe des Kreditrisikos findet eine ergänzende Überwachung und Steuerung des Kreditrisikos sowohl durch die Einheiten als auch durch die Konzernleitung statt. Das Risikokomitee wird monatlich über die Höhe der Kreditlimite sowie deren Auslastung informiert. Eine intensive, standardisierte Überwachung von quantitativen und qualitativen Frühwarnindikatoren sowie ein enges Monitoring der Bonität von Geschäftspartnern versetzen das Kreditrisikomanagement von E.ON in die Lage, frühzeitig risikominimierend zu agieren.

Soweit möglich, werden im Rahmen des Kreditrisikomanagements mit Geschäftspartnern Sicherheiten zur Minderung des Kreditrisikos verhandelt. Als Sicherheiten werden Garantien der jeweiligen Mutterunternehmen oder der Nachweis von Gewinnabführungsverträgen in Verbindung mit Patronats-erklärungen (Letter of Awareness) akzeptiert. Darüber hinaus werden in geringerem Umfang Bankgarantien beziehungsweise -bürgschaften und die Hinterlegung von Barmitteln und Wertpapieren als Sicherheiten zur Reduzierung des Kreditrisikos eingefordert. Im Rahmen der Risikosteuerung wurden Sicherheiten in Höhe von 5.757 Mio € akzeptiert.

Zur Höhe und den Hintergründen der als Sicherheiten erhaltenen finanziellen Vermögenswerte wird auf die Textziffern 18 und 26 verwiesen.

Derivative Finanzinstrumente werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern möglich ist. Zur weiteren Reduzierung des Kreditrisikos werden mit ausgewählten Geschäftspartnern bilaterale Margining-Vereinbarungen getroffen. Das aus bilateralen Margining-Vereinbarungen und Börsenclearing resultierende Verschuldungs- und Liquiditätsrisiko wird limitiert.

Bei mit Börsen abgeschlossenen Termin- und Optionskontrakten sowie bei börsengehandelten emissionsrechtbezogenen Derivaten mit einem Nominalwert von insgesamt 40.889 Mio € (2012: 41.771 Mio €) bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken. Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

Bei E.ON erfolgt die Anlage liquider Mittel grundsätzlich bei Banken mit guter Bonität, in Geldmarktfonds mit erstklassigem Rating oder in kurzfristigen Wertpapieren (zum Beispiel Commercial Paper) von Emittenten mit hoher Kreditwürdigkeit. Darüber hinaus wird in Anleihen von öffentlichen und privaten Emittenten investiert. Konzernunternehmen, die aufgrund rechtlicher Beschränkungen nicht in das Cashpooling einbezogen sind, legen Gelder bei führenden lokalen Banken an. Neben der standardisierten Bonitätsprüfung und Limit-herleitung werden die CDS-Level der Banken sowie anderer wesentlicher Geschäftspartner täglich überwacht.

Assetmanagement

Zum Zweck der Finanzierung langfristiger Zahlungsverpflichtungen, unter anderem auch Entsorgungsverpflichtungen (siehe Textziffer 25), wurden per 31. Dezember 2013 vorwiegend von inländischen Konzerngesellschaften Kapitalanlagen in Höhe von insgesamt 5,9 Mrd € (2012: 5,7 Mrd €) gehalten.

Für dieses Finanzvermögen wird eine „Akkumulationsstrategie“ (Total-Return-Ansatz) verfolgt, mit einer breiten Diversifikation über die Assetklassen Geldmarkt, Renten, Immobilien und Aktien. Für die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur werden in regelmäßigen Abständen Asset-Allocation-Studien durchgeführt. Der Großteil des Vermögens wird in Investmentfonds angelegt, die von externen Fondsmanagern verwaltet werden. Die fortlaufende Überwachung des Gesamtrisikos und der einzelnen Fondsmanager erfolgt durch das Konzern-Assetmanagement der E.ON SE, das Teil des Finanzbereichs der E.ON SE ist. Das Risikomanagement erfolgt auf Basis eines Risikobudgets, dessen Auslastung regelmäßig überwacht wird. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen insgesamt 88 Mio € (2012: 169 Mio €).

Zusätzlich verwaltet die Versorgungskasse Energie VVaG (VKE) zum Jahresende Finanzanlagen in Höhe von 0,8 Mrd € (2012: 0,7 Mrd €), die zum überwiegenden Großteil der Rückdeckung von Versorgungsverpflichtungen inländischer Konzerngesellschaften dienen. Das Vermögen der VKE stellt kein Planvermögen gemäß IAS 19 dar (siehe Textziffer 24) und wird unter den langfristigen und kurzfristigen Vermögenswerten in der Bilanz gezeigt. Der Großteil des über Geldmarkt-, Renten-, Immobilien- und Aktienanlagen diversifizierten Portfolios wird in Investmentfonds angelegt, die von externen Fondsmanagern verwaltet werden. Die VKE unterliegt den Regelungen des Versicherungsaufsichtsgesetzes (VAG) und der Geschäftsbetrieb untersteht der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Die Kapitalanlage und das fortlaufende Risikomanagement erfolgen in dem von der BaFin vorgegebenen Regulierungsrahmen. Der Drei-Monats-VaR mit einem Konfidenzintervall von 98 Prozent beträgt für dieses Finanzvermögen 35,8 Mio € (2012: 19,3 Mio €).

(32) Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit steht E.ON mit zahlreichen Unternehmen im Lieferungs- und Leistungsaustausch. Darunter befinden sich als nahestehende Unternehmen insbesondere at equity bewertete assoziierte Unternehmen und deren Tochterunternehmen. Weiterhin sind als nahestehende Unternehmen auch Gemeinschaftsunternehmen sowie zum Fair Value bilanzierte Beteiligungen und nicht vollkonsolidierte Tochterunternehmen, deren Anteil am Umfang der nachfolgend genannten Transaktionen insgesamt von untergeordneter Bedeutung ist, berücksichtigt. Mit diesen Unternehmen wurden Transaktionen getätigt, die sich im Berichts- und Vorjahr wie folgt ausgewirkt haben:

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen		
in Mio €	2013	2012
Erträge	2.082	2.557
Assoziierte Unternehmen	1.825	2.288
Gemeinschaftsunternehmen	124	98
Sonstige nahestehende Unternehmen	133	171
Aufwendungen	1.629	1.717
Assoziierte Unternehmen	1.210	1.154
Gemeinschaftsunternehmen	57	204
Sonstige nahestehende Unternehmen	362	359
Forderungen	1.613	1.797
Assoziierte Unternehmen	1.063	1.431
Gemeinschaftsunternehmen	395	45
Sonstige nahestehende Unternehmen	155	321
Verbindlichkeiten	1.827	1.714
Assoziierte Unternehmen	1.530	1.422
Gemeinschaftsunternehmen	34	64
Sonstige nahestehende Unternehmen	263	228

Erträge aus Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen beruhen hauptsächlich auf Lieferungen von Gas und Strom an Weiterverteiler und kommunale Unternehmen, insbesondere an Stadtwerke. Die Geschäftsbeziehungen zu diesen Unternehmen unterscheiden sich grundsätzlich nicht von jenen Beziehungen, die mit kommunalen Unternehmen ohne Beteiligung von E.ON bestehen.

Aufwendungen mit nahestehenden Unternehmen entstehen vor allem durch Gas-, Kohle- und Strombezüge.

Die Forderungen gegen nahestehende Unternehmen beinhalten im Wesentlichen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen.

E.ON weist zum 31. Dezember 2013 gegenüber nahestehenden Unternehmen Verbindlichkeiten aus, von denen 828 Mio € (2012: 720 Mio €) aus Lieferungs- und Leistungsbeziehungen mit Gemeinschafts-Kernkraftwerken resultieren. Diese Verbindlichkeiten haben keine feste Laufzeit und werden mit 1,0 Prozent beziehungsweise 1-Monats-EURIBOR abzüglich 0,05 Prozent p.a. (2012: 1,0 Prozent beziehungsweise 1-Monats-EURIBOR abzüglich 0,05 Prozent) verzinst. E.ON hat mit diesen Kraftwerken unverändert einen Kostenübernahmevertrag sowie einen Vertrag über Strombezug zu einem Tarif auf Basis der Kosten zuzüglich einer Marge (cost plus fee) abgeschlossen. Die Abrechnung dieser Transaktionen erfolgt hauptsächlich über Verrechnungskonten. Darüber hinaus weist E.ON am Bilanzstichtag Finanzverbindlichkeiten in Höhe von 320 Mio € (2012: 340 Mio €) aus, die aus Termingeldanlagen dieser Gemeinschafts-Kernkraftwerke bei E.ON resultieren.

Entsprechend IAS 24 sind die Leistungen anzugeben, die dem Management in Schlüsselpositionen (Vorstandsmitglieder und Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON SE) gewährt wurden.

Der Aufwand für das Geschäftsjahr für Mitglieder des Vorstands beträgt für kurzfristig fällige Leistungen 11,7 Mio € (2012: 15,7 Mio €), für Leistungen aus Anlass der Beendigung des Dienstverhältnisses 3,3 Mio € (2012: 0 Mio €) sowie für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 4,3 Mio € (2012: 4,1 Mio €). Darüber hinaus sind im Berichtsjahr versicherungsmathematische Gewinne in Höhe von 4,9 Mio € (2012: versicherungsmathematische Verluste von 8,1 Mio €) zu berücksichtigen. Als Leistung nach Beendigung des Dienstverhältnisses wird der aus den Pensionsrückstellungen resultierende Versorgungsaufwand (service and interest cost) ausgewiesen.

Der nach den Maßgaben von IFRS 2 ermittelte Aufwand für die im Geschäftsjahr bestehenden Tranchen des E.ON Share Performance Plans und des E.ON Share Matching Plans beträgt 3,3 Mio € (2012: 2,0 Mio €).

Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für den E.ON Share Performance Plan und den E.ON Share Matching Plan auf 5,9 Mio € (2012: 3,2 Mio €).

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten im Berichtsjahr für ihre Tätigkeit eine Vergütung von 3,2 Mio € (2012: 4,6 Mio €). Den Arbeitnehmervertretern des Aufsichtsrates wurde im Rahmen der bestehenden Arbeitsverträge mit Tochtergesellschaften eine Vergütung in Höhe von insgesamt 0,5 Mio € (2012: 1,0 Mio €) gezahlt. Die Unterschiede zu den Vorjahreswerten sind auf die reduzierte Anzahl der Aufsichtsratsmitglieder auf Grund der SE Umwandlung zurückzuführen.

Detaillierte und individualisierte Angaben hinsichtlich der Vergütung finden sich im Vergütungsbericht auf den Seiten 81 bis 92.

(33) Segmentberichterstattung

Der von der Konzernleitung in Düsseldorf geführte E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) ist in globale und regionale Einheiten gegliedert, die entsprechend dem IFRS 8 „Geschäftssegmente“ berichtet werden. Anfang des Jahres 2013 wurde das bisherige Segment Optimierung & Handel in Globaler Handel umbenannt. Darüber hinaus wurden in geringfügigem Umfang einzelne Gesellschaften aus der regionalen Einheit Deutschland im Wesentlichen in die globale Einheit Erneuerbare Energien umgegliedert. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst.

Die globalen Einheiten

Die globalen Einheiten werden nach IFRS 8 einzeln berichtet.

Erzeugung

In der globalen Einheit Erzeugung sind alle konventionellen, das heißt alle fossilen und nuklearen Erzeugungskapazitäten innerhalb Europas gebündelt. Sie werden länderübergreifend gesteuert und optimiert.

Erneuerbare Energien

Die weltweiten Aktivitäten in den Bereichen Klimaschutz und Erneuerbare Energien werden auch global gesteuert. Der Fokus dieser Einheit liegt auf dem weiteren Ausbau der führenden Position von E.ON in diesem Wachstumsmarkt.

Globaler Handel

Die globale Einheit Globaler Handel ist das Bindeglied zwischen E.ON und den weltweiten Energiehandelsmärkten und kauft beziehungsweise verkauft Strom, Gas, Flüssiggas (LNG), Öl, Kohle, Frachtkontingente, Biomasse und Emissionszertifikate. Sie steuert und entwickelt zudem Assets auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes.

Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist ein Segment, das in den vier Fokusregionen britische und norwegische Nordsee, Russland und Nordafrika aktiv ist.

Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa wird von insgesamt elf regionalen Einheiten operativ gesteuert.

Im Rahmen der Segmentberichterstattung werden die regionalen Einheiten Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien und Ungarn separat ausgewiesen. Darüber hinaus wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion geführt.

Sofern Einheiten nicht separat ausgewiesen werden, sind sie als übrige regionale Einheiten zusammengefasst. Dazu zählen Italien, Spanien, Frankreich, die Niederlande, die Slowakei, Rumänien und bis Ende Juni 2012 Bulgarien (zur Einheit Bulgarien siehe auch Textziffer 4). Zusätzlich dazu werden hier seit dem vierten Quartal 2013 auch die Aktivitäten der E.ON Connecting Energies, die sich auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen konzentriert, ausgewiesen.

Außerhalb Europas wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion dargestellt.

Seit Anfang des Jahres 2013 werden die Aktivitäten in Brasilien sowie die im zweiten Quartal 2013 erworbenen Aktivitäten in der Türkei im operativen Segment „Weitere Nicht-EU-Länder“ ausgewiesen. Die Vorjahresvergleichszahlen wurden entsprechend angepasst.

Konzernleitung/Konsolidierung

Konzernleitung/Konsolidierung beinhaltet die E.ON SE selbst, die direkt von der E.ON SE geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Die Veränderung des EBITDA der Konzernleitung/Konsolidierung gegenüber dem Vorjahr resultiert mit -149 Mio. € überwiegend aus Konsolidierungseffekten und dabei zum großen Teil aus der Veränderung zu eliminierender Zwischenergebnisse und konzerninterner Rückstellungen.

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das EBITDA, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor planmäßigen Abschreibungen, Wertaufholungen und Impairments sowie Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertberichtigungen sowie das sonstige nicht operative Ergebnis. Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen werden innerhalb des EBITDA ausgewiesen.

Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt. Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um außergewöhnliche Aufwendungen mit einmaligem Charakter. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein. So sind zum Beispiel Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen sowie Wertminderungen auf Sachanlagen in den Abschreibungen enthalten.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß IFRS ermittelten Kennzahlen abweichen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung unseres EBITDA auf das Konzernergebnis nach IFRS:

Konzernüberschuss		
in Mio €	2013	2012
EBITDA¹⁾	9.315	10.771
Planmäßige Abschreibung	-3.534	-3.544
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-100	-215
EBIT¹⁾	5.681	7.012
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.823	-1.329
Netto-Buchgewinne/-verluste	1.998	322
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-182	-230
Aufwendungen für Restrukturierung E.ON 2.0	-373	-388
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ^{2), 3)}	-1.643	-1.688
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-452	-425
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.206	3.274
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-703	-698
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.503	2.576
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	7	37
Konzernüberschuss	2.510	2.613
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	2.142	2.189
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	368	424

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte
2) Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab.
3) im neutralen Ergebnis erfasst

Im Jahr 2013 lagen die Netto-Buchgewinne rund 1,7 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Die Buchgewinne resultierten vor allem aus der Abgabe der bayerischen Wasserkraftwerke an die österreichische Verbund AG im Zusammenhang mit dem Markteintritt in der Türkei. Darüber hinaus trugen der Verkauf von E.ON Thüringer Energie, die Abgabe der Beteiligung am slowakischen Energieunternehmen SPP, die Veräußerung einer Minderheitsbeteiligung an der Gesellschaft JMP in Tschechien, die Abgabe der Aktivitäten in Finnland sowie der

Verkauf von Wertpapieren und Netzteilen und einer Beteiligung im Gasbereich in Deutschland zu den Buchgewinnen bei. Dagegen führte die Abgabe von E.ON Westfalen Weser, E.ON Földgáz Trade und E.ON Földgáz Storage zu einem Buchverlust. Der Wert für das Jahr 2012 enthielt Buchgewinne aus dem Verkauf eines Gemeinschaftsunternehmens im Bereich Kernkraft in Großbritannien sowie der Veräußerung von Wertpapieren, eines Verwaltungsgebäudes in München, von Netzteilen in Deutschland und von Anteilen an einer britischen Gaspipeline.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Berichtszeitraum 2013 im Vergleich zum Vorjahr um 63 Mio € gesunken. Der größere Teil der Aufwendungen im Jahr 2013 entfiel hierbei wie im Vorjahr auf das interne Kostensenkungsprogramm E.ON 2.0. Bei den Aufwendungen handelt es sich insbesondere um Verpflichtungen aus Vorruhestandsvereinbarungen und Abfindungen bei ausländischen Tochtergesellschaften. Die übrigen Aufwendungen fielen im Wesentlichen im Rahmen der übrigen eingeleiteten internen Restrukturierungsprogramme – wie zum Beispiel bei den regionalen Versorgern in Deutschland – an.

Im Berichtsjahr 2013 belasteten ein insgesamt verschlechtertes Marktumfeld, regulatorische Eingriffe und Veräußerungsprozesse die globalen und regionalen Einheiten. Deshalb mussten Wertberichtigungen in Höhe von 2,1 Mrd €, insbesondere bei den Einheiten Erzeugung, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Exploration & Produktion und den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern, vorgenommen werden. Davon entfielen 0,1 Mrd € auf Goodwill und 2,0 Mrd € auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte sowie Beteiligungen. Dem standen Zuschreibungen von rund 0,5 Mrd €, vor allem bei der globalen Einheit Erzeugung, gegenüber. Schon im Vorjahr erforderte das Marktumfeld Wertberichtigungen in Höhe von 2,0 Mrd € (Goodwill 0,3 Mrd €, Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte sowie Beteiligungen 1,7 Mrd €) sowie Zuschreibungen von 0,3 Mrd €, insbesondere bei unseren Einheiten Erzeugung, Globaler Handel und in den übrigen EU-Ländern.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis von -452 Mio € (2012: -425 Mio €) wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 31. Dezember 2013 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von 765 Mio €, im Vorjahr dagegen ein negativer Effekt von 532 Mio €. Im Jahr 2013 belasteten Rückstellungen im Gasbereich im Zusammenhang mit Unternehmensveräußerungen und langfristigen Verträgen sowie Wertberichtigungen auf Wertpapiere das Ergebnis. Im Vorjahr wirkte sich insbesondere die Kürzung des Bußgelds, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktabsprachen mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte, positiv aus.

Eine weitere Anpassung im Rahmen der internen Erfolgsanalyse betrifft das Zinsergebnis, das nach wirtschaftlichen Kriterien dargestellt wird. Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
in Mio €	2013	2012
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.963	-1.420
Neutraler Zinsaufwand (+)/-ertrag (-)	140	91
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.823	-1.329

Das wirtschaftliche Zinsergebnis lag, trotz der Verbesserung der Netto-Finanzposition mit -1.823 Mio € unter dem Vorjahresniveau (2012: -1.329 Mio €). Ursache hierfür war vor allem, dass das Vorjahr durch Effekte aus der Auflösung von Rückstellungen beeinflusst war.

Konzerninterne Transaktionen werden grundsätzlich zu Marktpreisen getätigt.

Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Außenumsatz	2.703	3.135	688	866	57.228	63.252
Innenumsatz	8.288	10.107	1.748	1.716	32.823	36.849
Umsatzerlöse	10.991	13.242	2.436	2.582	90.051	100.101
EBITDA¹⁾	1.882	2.396	1.431	1.349	352	1.421
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	<i>51</i>	<i>8</i>	<i>12</i>	<i>14</i>	<i>125</i>	<i>466</i>
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern³⁾	1.564	2.734	1.514	1.170	-1.797	954
Investitionen	900	1.555	1.028	1.791	159	319

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

3) Der operative Cashflow der Einheit Globaler Handel ist durch die im Jahr 2013 erfolgte rechtliche Ausgliederung des Gasvertriebs auf die in der regionalen Einheit Deutschland geführten Vertriebsgesellschaften belastet. Korrespondierend hat sich der operative Cashflow der regionalen Einheit Deutschland erhöht.

Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung Weitere EU-Länder

in Mio €	Großbritannien		Schweden		Tschechien	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Außenumsatz	9.649	9.607	2.569	2.660	2.772	2.851
Innenumsatz	65	94	126	162	136	167
Umsatzerlöse	9.714	9.701	2.695	2.822	2.908	3.018
EBITDA¹⁾	378	289	733	714	494	478
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>11</i>	<i>9</i>	<i>5</i>	<i>50</i>
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	395	278	691	595	533	407
Investitionen	106	141	404	397	163	172

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung Nicht-EU-Länder

in Mio €	Russland		Weitere Nicht-EU-Länder		Nicht-EU-Länder	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Außenumsatz	1.865	1.879	-	-	1.865	1.879
Innenumsatz	-	-	-	-	0	0
Umsatzerlöse	1.865	1.879	0	0	1.865	1.879
EBITDA¹⁾	687	729	-154	-11	533	718
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-139</i>	<i>-10</i>	<i>-139</i>	<i>-10</i>
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	670	690	-27	-	643	690
Investitionen	360	289	3.170	430	3.530	719

1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte

2) Wertminderungen und Wertaufholungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst, diese Effekte sind nicht Bestandteil des EBITDA.

Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
1.630	1.213	35.778	38.639	22.368	22.925	1.865	1.879	190	184	122.450	132.093
421	173	999	1.370	905	1.171	-	-	-45.184	-51.386	0	0
2.051	1.386	36.777	40.009	23.273	24.096	1.865	1.879	-44.994	-51.202	122.450	132.093
1.070	523	2.413	2.734	2.173	2.032	533	718	-539	-402	9.315	10.771
39	72	87	78	64	124	-139	-10	1	1	240	753
971	531	3.347	2.878	2.536	1.874	643	690	-656	-642	8.122	10.189
404	573	1.013	1.070	1.056	1.063	3.530	719	-4	-93	8.086	6.997

Ungarn		Übrige regionale Einheiten		Weitere EU-Länder	
2013	2012	2013	2012	2013	2012
1.800	1.910	5.578	5.897	22.368	22.925
7	64	571	684	905	1.171
1.807	1.974	6.149	6.581	23.273	24.096
195	186	373	365	2.173	2.032
-	-	48	65	64	124
225	215	692	379	2.536	1.874
117	143	266	210	1.056	1.063

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow:

Operativer Cashflow			
in Mio €	2013	2012	Differenz
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	8.122	10.189	-2.067
Zinszahlungen	-775	-851	76
Ertragsteuerzahlungen	-972	-530	-442
Operativer Cashflow	6.375	8.808	-2.433

Bei den ausgewiesenen Investitionen handelt es sich um die in der Kapitalflussrechnung enthaltenen Auszahlungen für Investitionen.

Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten		
in Mio €	2013	2012
Strom	58.900	62.035
Gas	58.050	61.654
Sonstige	5.500	8.404
Summe	122.450	132.093

Unter dem Posten Sonstige sind insbesondere Umsätze aus Dienstleistungen und sonstigen Handelsaktivitäten enthalten.

Der Außenumsatz (nach Sitz der Kunden und Gesellschaften), die immateriellen Vermögenswerte, die Sachanlagen und die at-equity bewerteten Unternehmen stellen sich nach Regionen wie folgt dar:

Segmentinformationen nach Regionen												
in Mio €	Deutschland		Großbritannien		Schweden		Übriges Europa		Sonstige		Summe	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	47.641	56.860	37.896	34.110	3.813	4.798	32.189	34.901	911	1.424	122.450	132.093
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften	93.643	102.032	10.006	9.910	2.748	2.783	15.845	17.139	208	229	122.450	132.093
Immaterielle Vermögenswerte	1.546	1.474	362	243	182	204	4.201	4.642	297	306	6.588	6.869
Sachanlagen	15.534	16.722	6.314	6.319	9.391	9.723	16.532	18.656	2.499	2.753	50.270	54.173
At-equity bewertete Unternehmen	1.978	2.161	-	2	245	283	3.291	1.615	110	6	5.624	4.067

Aus der Kundenstruktur des Konzerns ergeben sich keine wesentlichen Konzentrationen auf bestimmte geografische Regionen oder Geschäftsbereiche. Aufgrund der großen Anzahl von Kunden und der Vielzahl der Geschäftsaktivitäten gibt es keine Kunden, deren Geschäftsvolumen im Vergleich zum Gesamtgeschäftsvolumen des Konzerns wesentlich ist.

Die Gasbezüge von E.ON stammen im Wesentlichen aus Russland, Norwegen, Deutschland und den Niederlanden.

(34) Organbezüge

Aufsichtsrat

Die Gesamtbezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betrugen 3,2 Mio € (2012: 4,6 Mio €).

Im Geschäftsjahr 2013 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats.

Das System der Vergütung des Aufsichtsrats sowie die Bezüge jedes einzelnen Aufsichtsratsmitglieds sind im Vergütungsbericht auf den Seiten 81 und 82 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Aufsichtsrats finden sich auf den Seiten 208 und 209.

Vorstand

Die Gesamtbezüge des Vorstands betrugen 18,5 Mio € (2012: 21,7 Mio €) und enthalten die Grundvergütung, die Tantieme, die sonstigen Bezüge sowie die aktienbasierte Vergütung.

Die Gesamtbezüge der früheren Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 14,5 Mio € (2012: 9,7 Mio €). Für die Pensionsverpflichtungen gegenüber früheren Vorstandsmitgliedern und ihren Hinterbliebenen sind 158,0 Mio € (2012: 154,3 Mio €) zurückgestellt.

Im Geschäftsjahr 2013 bestanden wie im Vorjahr keine Kredite gegenüber Vorstandsmitgliedern.

Das System der Vergütung des Vorstands sowie die Bezüge jedes einzelnen Vorstandsmitglieds sind im Vergütungsbericht auf den Seiten 83 bis 92 dargestellt.

Weitere Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands finden sich auf der Seite 210.

(35) Anteilsbesitzliste gemäß § 313 Abs. 2 HGB

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)			
Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
AB Lietuvos Dujos, LT, Vilnius ⁴⁾	38,9	Acme Technical Services (SW) Limited, GB, Bury ²⁾	100,0
AB Svafo, SE, Stockholm ⁵⁾	22,0	Acme Technical Services Limited, GB, Bury ¹⁾	100,0
Abfallwirtschaft Schleswig-Flensburg GmbH, DE, Schleswig ⁵⁾	49,0	adebton GmbH, DE, Potsdam ²⁾	100,0
Abfallwirtschaft Südholstein GmbH (AWSH), DE, Elmenhorst ⁵⁾	49,0	Adria LNG d.o.o. za izradu studija, HR, Zagreb ⁵⁾	39,2
Abfallwirtschaftsgesellschaft Dithmarschen mbH, DE, Heide ⁵⁾	49,0	Aerodis, S.A., FR, Paris ¹⁾	100,0
Abfallwirtschaftsgesellschaft Rendsburg-Eckernförde mbH, DE, Borgstedt ⁵⁾	49,0	Alamo Solar, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
Abwasser und Service Burg, Hochdonn GmbH, DE, Burg ⁵⁾	44,0	Åliden Vind AB, SE, Malmö ²⁾	100,0
Abwasser und Service Mittellangeln GmbH, DE, Satrup ⁵⁾	33,3	Amber Grid AB, LT, Vilnius ⁴⁾	38,9
Abwasserbeseitigung Nortorf-Land GmbH, DE, Nortorf ⁵⁾	49,0	AMGA - Azienda Multiservizi S.p.A., IT, Udine ⁴⁾	21,9
Abwasserentsorgung Albersdorf GmbH, DE, Albersdorf ⁵⁾	49,0	Anacacho Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
Abwasserentsorgung Amt Achterwehr GmbH, DE, Achterwehr ⁵⁾	49,0	ANCO Sp. z o.o., PL, Jarocin ²⁾	100,0
Abwasserentsorgung Bargteheide GmbH, DE, Bargteheide ⁵⁾	27,0	Aquila Power Investments Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Abwasserentsorgung Berkenthin GmbH, DE, Berkenthin ⁵⁾	44,0	Aquila Sterling Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Abwasserentsorgung Bleckede GmbH, DE, Bleckede ⁵⁾	49,0	Arena One GmbH, DE, München ²⁾	100,0
Abwasserentsorgung Brunsbüttel GmbH (ABG), DE, Brunsbüttel ⁵⁾	49,0	AS EESTI GAAS, EE, Tallinn ⁵⁾	33,7
Abwasserentsorgung Friedrichskoog GmbH, DE, Friedrichskoog ⁵⁾	49,0	AS Latvijas Gāze, LV, Riga ⁴⁾	47,2
Abwasserentsorgung Kappeln GmbH, DE, Kappeln ⁵⁾	49,0	AV Packaging GmbH, DE, München ⁷⁾	0,0
Abwasserentsorgung Kropp GmbH, DE, Kropp ⁵⁾	49,0	Avacon AG, DE, Helmstedt ¹⁾	63,3
Abwasserentsorgung Marne-Land GmbH, DE, Diekhusen-Fahrstedt ⁵⁾	49,0	Avacon Hochdrucknetz GmbH, DE, Helmstedt ¹⁾	100,0
Abwasserentsorgung Schladen GmbH, DE, Schladen ⁵⁾	49,0	Avacon Natur GmbH, DE, Sarstedt ¹⁾	100,0
Abwasserentsorgung Schöppenstedt GmbH, DE, Schöppenstedt ⁵⁾	49,0	Avon Energy Partners Holdings, GB, Coventry ²⁾	100,0
Abwasserentsorgung St. Michaelisdonn, Averlak, Dingen, Eddelak GmbH, DE, St. Michaelisdonn ⁵⁾	25,1	AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, DE, Stralsund ²⁾	98,0
Abwasserentsorgung Tellingstedt GmbH, DE, Tellingstedt ⁵⁾	35,0	B.V. NEA, NL, Dodewaard ⁵⁾	25,0
Abwasserentsorgung Uetersen GmbH, DE, Uetersen ⁵⁾	49,0	Badlantic Betriebsgesellschaft mbH, DE, Ahrensburg ⁵⁾	49,0
Abwassergesellschaft Bardowick mbH & Co. KG, DE, Bardowick ⁵⁾	49,0	Barras Eléctricas Galaico-Asturianas, S.A., ES, Lugo ¹⁾	54,9
Abwassergesellschaft Bardowick Verwaltungs-GmbH, DE, Bardowick ⁵⁾	49,0	Barras Eléctricas Generación, S.L., ES, Lugo ¹⁾	55,0
Abwassergesellschaft Ilmenau mbH, DE, Melbeck ⁵⁾	49,0	BauMineral GmbH, DE, Herten ^{1), 8)}	100,0
Abwasserwirtschaft Fichtelberg GmbH, DE, Fichtelberg ⁵⁾	25,0	Bayernwerk AG, DE, Regensburg ¹⁾	100,0
Abwasserwirtschaft Kunststadt GmbH, DE, Burgkunstadt ⁵⁾	30,0	Bayernwerk Natur 1. Beteiligungs-GmbH, DE, Regensburg ²⁾	100,0
Acme Controls Limited, GB, Bury ²⁾	100,0	Bayernwerk Natur GmbH, DE, München ¹⁾	100,0
Acme Group Limited, GB, Bury ¹⁾	100,0	BBL Company V.O.F., NL, Groningen ⁴⁾	20,0
Acme Group Services Limited, GB, Bury ²⁾	100,0	Beacon Solar PV, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
		Bergeforsens Kraftaktiebolag, SE, Bispgård ⁴⁾	40,0
		Beteiligungsgesellschaft der Energieversorgungsunter- nehmen an der Kerntechnische Hilfsdienst GmbH GbR, DE, Karlsruhe ⁵⁾	44,0
		Beteiligungsgesellschaft e.disnatur mbH, DE, Potsdam ²⁾	100,0
		BEW Bayreuther Energie- und Wasserversorgungs-GmbH, DE, Bayreuth ⁴⁾	24,9
		BHL Biomasse Heizanlage Lichtenfels GmbH, DE, Lichtenfels ⁵⁾	25,1
		BHO Biomasse Heizanlage Obernsees GmbH, DE, Hollfeld ⁵⁾	40,7

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
BHP Biomasse Heizwerk Pegnitz GmbH, DE, Pegnitz ⁵⁾	46,5	CT Services Holdings Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Bioenergie Bad Füssing GmbH & Co. KG, DE, Bad Füssing ⁵⁾	25,0	Dampfversorgung Ostsee-Molkerei GmbH, DE, Wismar ⁵⁾	50,0
Bioenergie Bad Füssing Verwaltungs-GmbH, DE, Bad Füssing ⁵⁾	25,0	DD Brazil Holdings SARL, LU, Luxemburg ¹⁾	100,0
Bioenergie Merzig GmbH, DE, Merzig ²⁾	51,0	DD Turkey Holdings, SARL, LU, Luxemburg ¹⁾	100,0
Bioerdgas Hallertau GmbH, DE, Wolnzach ²⁾	64,9	Debreceni Kombinált Ciklusú Erőmű Kft., HU, Debrecen ¹⁾	100,0
Bioerdgas Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf ²⁾	100,0	Delcomm Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Biogas Ducherow GmbH, DE, Ducherow ²⁾	80,0	Deutsche Flüssigerdgas Terminal oHG, DE, Essen ²⁾	90,0
Biogas Roggenhagen GmbH, DE, Potsdam ²⁾	60,0	Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, DE, Gorleben ⁵⁾	42,5
Biogas Steyerberg GmbH, DE, Sarstedt ²⁾	100,0	DFTG - Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Wilhelmshaven ²⁾	90,0
Bioheizwerk Rötze GmbH, DE, Rötze ⁵⁾	25,0	Diamond Power Generation Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
BioMass Nederland b.v., NL, Maasvlakte ¹⁾	100,0	Distribuidora de Gas Cuyana S.A., AR, Mendoza ²⁾	53,2
BIOPLYN Třeboň spol. s r.o., CZ, Třeboň ⁵⁾	24,7	Distribuidora de Gas del Centro S.A., AR, Córdoba ²⁾	58,7
Bio-Wärme Gräfelfing GmbH, DE, Gräfelfing ⁵⁾	40,0	Donau-Wasserkraft Aktiengesellschaft, DE, München ¹⁾	100,0
Biunisi Solar S.r.l., IT, Sassari ²⁾	100,0	DOTI Deutsche-Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, DE, Oldenburg ⁴⁾	26,3
BKW Biokraftwerke Fürstenwalde GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree ⁵⁾	48,8	DOTI Management GmbH, DE, Oldenburg ⁵⁾	26,0
Blåsjön Kraft AB, SE, Arbrå ⁴⁾	50,0	DOTTO MORCONE S.R.L., IT, Mailand ²⁾	100,0
BMV Energie Beteiligungs GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree ²⁾	100,0	Dutchdelta Finance SARL, LU, Luxemburg ¹⁾	100,0
BMV Energie GmbH & Co. KG, DE, Fürstenwalde/Spree ⁵⁾	41,8	E-Bio Kyjov s.r.o., CZ, Otrokovice ⁵⁾	24,5
Braila Power S.A., RO, Chiscani village ²⁾	69,8	E WIE EINFACH GmbH, DE, Köln ¹⁾	100,0
Brattmyrliden Vind AB, SE, Malmö ²⁾	100,0	e.dialog GmbH, DE, Potsdam ²⁾	100,0
Breitbandnetz GmbH & Co. KG, DE, Breklum ⁵⁾	25,1	E.DIS AG, DE, Fürstenwalde/Spree ¹⁾	67,0
BTB Bayreuther Thermalbad GmbH, DE, Bayreuth ⁵⁾	33,3	e.discom Telekommunikation GmbH, DE, Rostock ²⁾	100,0
Bursjöliden Vind AB, SE, Malmö ²⁾	100,0	e.disnatur Erneuerbare Energien GmbH, DE, Potsdam ¹⁾	100,0
Bützower Wärme GmbH, DE, Bützow ⁵⁾	20,0	e.distherm Wärmedienstleistungen GmbH, DE, Potsdam ¹⁾	100,0
Carbiogas b.v., NL, Nuenen ⁵⁾	33,3	E.ON Achtzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
Cardinal Wind Farm LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	E.ON Anlagenservice GmbH, DE, Gelsenkirchen ¹⁾	100,0
Celle-Uelzen Netz GmbH, DE, Celle ¹⁾	97,5	E.ON Argentina S.A., AR, Buenos Aires ²⁾	100,0
Centrale Solare di Fiumesanto S.r.l., IT, Sassari ¹⁾	100,0	E.ON Asset Management GmbH & Co. EEA KG, DE, Grünwald ^{1), 8)}	100,0
Centro Energia Ferrara S.p.A, IT, Roma ⁴⁾	58,4	E.ON Austria GmbH, AT, Wien ¹⁾	75,1
Centro Energia Teverola S.p.A, IT, Roma ⁴⁾	58,4	E.ON Bayern Verwaltungs AG, DE, München ²⁾	100,0
Českomoravská distribuce s.r.o., CZ, České Budějovice ⁵⁾	50,0	E.ON Belgium N.V., BE, Brüssel ¹⁾	100,0
Champion WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	E.ON Benelux CCS Project B.V., NL, Rotterdam ²⁾	100,0
Champion Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	E.ON Benelux Geothermie B.V., NL, Rotterdam ²⁾	100,0
CHN Contractors Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON Benelux Holding b.v., NL, Rotterdam ¹⁾	100,0
CHN Electrical Services Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON Benelux Levering b.v., NL, Eindhoven ¹⁾	100,0
CHN Group Ltd, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON Benelux N.V., NL, Rotterdam ¹⁾	100,0
CHN Special Projects Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON Beteiligungen GmbH, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0
Citigen (London) Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Bioerdgas GmbH, DE, Essen ¹⁾	100,0
Colonia-Cluj-Napoca-Energie S.R.L., RO, Cluj ⁵⁾	33,3	E.ON Biofor Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
COMPANÍA EÓLICA ARAGONESA, S.A., ES, Zaragoza ³⁾	50,0	E.ON Brasil Energia LTDA, BR, City of São Paulo ²⁾	100,0
Cordova Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0		
Cottam Development Centre Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Business Services Benelux B.V., NL, Rotterdam ²⁾	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Rampion Offshore Wind Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Business Services Berlin GmbH, DE, Berlin ²⁾	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg East Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Business Services Cluj SRL, RO, Cluj ²⁾	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Robin Rigg West Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Business Services Czech Republic s.r.o., CZ, České Budějovice ²⁾	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Wind Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Business Services GmbH, DE, Hannover ^{1), 8)}	100,0	E.ON Climate & Renewables UK Zone Six Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Business Services Hannover GmbH, DE, Hemmingen ²⁾	100,0	E.ON Comercializadora de Último Recurso S.L., ES, Santander ¹⁾	100,0
E.ON Business Services Hungary Kft., HU, Budapest ²⁾	100,0	E.ON Connecting Energies GmbH, DE, Essen ^{1), 8)}	100,0
E.ON Business Services Iași S.R.L., RO, Iași ²⁾	100,0	E.ON Connecting Energies Italia S.r.l., IT, Mailand ²⁾	100,0
E.ON Business Services Italia S.r.l., IT, Mailand ²⁾	100,0	E.ON Connecting Energies Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Business Services Regensburg GmbH, DE, Regensburg ²⁾	100,0	E.ON Czech Holding AG, DE, München ^{1), 8)}	100,0
E.ON Business Services Slovakia spol. s.r.o., SK, Bratislava ²⁾	51,0	E.ON Czech Holding Verwaltungs-GmbH, DE, München ^{1), 8)}	100,0
E.ON Business Services Sverige AB, SE, Malmö ²⁾	100,0	E.ON Danmark A/S, DK, Frederiksberg ¹⁾	100,0
E.ON Carbon Sourcing GmbH, DE, Essen ^{1), 8)}	100,0	E.ON Dél-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Pécs ¹⁾	100,0
E.ON Carbon Sourcing North America LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Pécs ¹⁾	100,0
E.ON Casting Renovables, S.L., ES, Teruel ²⁾	50,0	E.ON Direkt GmbH, DE, Essen ^{1), 8)}	100,0
E.ON Česká republika, s.r.o., CZ, České Budějovice ¹⁾	100,0	E.ON Distribuce, a.s., CZ, České Budějovice ¹⁾	100,0
E.ON Citiri Contoare S.A., RO, Târgu Mureș ²⁾	100,0	E.ON Distribución, S.L., ES, Santander ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables Canada Ltd., CA, Saint John ¹⁾	100,0	E.ON Dreiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON E&P Algeria GmbH, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0
E.ON Climate & Renewables Carbon Sourcing Pte Ltd, SG, Singapur ²⁾	100,0	E.ON E&P Norge AS, NO, Stavanger ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH, DE, Hamburg ¹⁾	100,0	E.ON E&P UK Energy Trading Limited, GB, London ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables France Solar S.A.S., FR, Paris ¹⁾	100,0	E.ON E&P UK EU Limited, GB, London ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables GmbH, DE, Essen ¹⁾	100,0	E.ON E&P UK Limited, GB, London ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables Italia S.r.l., IT, Mailand ¹⁾	100,0	E.ON edis Contracting GmbH, DE, Fürstenwalde/Spree ²⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables Italia Solar S.r.l., IT, Mailand ¹⁾	100,0	E.ON edis energia Sp. z o.o., PL, Warschau ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables North America LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	E.ON Elektrárne s.r.o., SK, Tracovice ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Biomass Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Elnät Kramfors AB, SE, Kramfors ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Blyth Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Elnät Stockholm AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Developments Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Elnät Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Humber Wind Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Energia S.p.A., IT, Mailand ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Energía, S.L., ES, Santander ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables UK London Array Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Energiaszolgáltató Kft., HU, Budapest ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Offshore Wind Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Energiatermelő Kft., HU, Debrecen ¹⁾	100,0
E.ON Climate & Renewables UK Operations Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Energie 25. Beteiligungs-GmbH, DE, München ²⁾	100,0
		E.ON Energie 38. Beteiligungs-GmbH, DE, München ²⁾	100,0
		E.ON Energie 39. Beteiligungs-GmbH, DE, München ²⁾	100,0
		E.ON Energie AG, DE, München ^{1), 8)}	100,0
		E.ON Energie Deutschland GmbH, DE, München ¹⁾	100,0
		E.ON Energie Deutschland Holding GmbH, DE, München ¹⁾	99,8

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o., PL, Szczecin ¹⁾	100,0	E.ON Gazdasági Szolgáltató Kft., HU, Győr ¹⁾	100,0
E.ON Energie Real Estate investment GmbH, DE, München ²⁾	100,0	E.ON Generación, S.L., ES, Santander ¹⁾	100,0
E.ON Energie România S.A., RO, Târgu Mureș ¹⁾	53,4	E.ON Generation Belgium N.V., BE, Vilvoorde ¹⁾	100,0
E.ON Energie S.A.S., FR, Paris ¹⁾	100,0	E.ON Generation GmbH, DE, Hannover ¹⁾	100,0
E.ON Energie, a.s., CZ, České Budějovice ¹⁾	100,0	E.ON Global Commodities North America LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
E.ON Energies Renouvelables S.A.S., FR, Paris ¹⁾	100,0	E.ON Global Commodities SE, DE, Düsseldorf ¹⁾	100,0
E.ON Energihandel Nordic AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	E.ON Gruga Geschäftsführungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
E.ON Energijtjänster Kramfors AB, SE, Malmö ²⁾	100,0	E.ON Gruga Objektgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0
E.ON Energy Gas (Eastern) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON Hálózati Szolgáltató Kft., HU, Pécs ¹⁾	100,0
E.ON Energy Gas (Northwest) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON Hanse AG, DE, Quickborn ¹⁾	68,0
E.ON Energy Projects GmbH, DE, München ¹⁾	100,0	E.ON Hanse Wärme GmbH, DE, Hamburg ¹⁾	100,0
E.ON Energy Sales GmbH, DE, Düsseldorf ¹⁾	100,0	E.ON Human Resources International GmbH, DE, München ^{1), 8)}	100,0
E.ON Energy Sales Polska Sp. z o.o., PL, Warschau ²⁾	100,0	E.ON Hungária Zrt., HU, Budapest ¹⁾	100,0
E.ON Energy Solutions GmbH, DE, München ²⁾	100,0	E.ON Iberia Holding GmbH, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0
E.ON Energy Solutions Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Iberia Services, S.L., ES, Málaga ¹⁾	100,0
E.ON Energy Storage GmbH, DE, Essen ²⁾	100,0	E.ON Inhouse Consulting GmbH, DE, Essen ²⁾	100,0
E.ON Energy Trading NL Staff Company 2 B.V., NL, Voorburg ²⁾	100,0	E.ON Innovation Co-Investments Inc., US, Wilmington ²⁾	100,0
E.ON Energy Trading NL Staff Company B.V., NL, Rotterdam ²⁾	100,0	E.ON Instalatii Interioare S.A., RO, Târgu Mureș ²⁾	100,0
E.ON Energy Trading S.p.A., IT, Mailand ¹⁾	100,0	E.ON INTERNATIONAL FINANCE B.V., NL, Rotterdam ¹⁾	100,0
E.ON Energy Trading Srbija d.o.o., RS, Belgrad ²⁾	100,0	E.ON Invest GmbH, DE, Grünwald ²⁾	100,0
E.ON Energy Trading UK Staff Company Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON IT Bulgaria EOOD i.L., BG, Sofia ²⁾	100,0
E.ON Energy UK Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON IT UK Ltd., GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Erőművek Termelő és Üzemeltető Kft., HU, Budapest ¹⁾	100,0	E.ON Italia S.p.A., IT, Mailand ¹⁾	100,0
E.ON España, S.L., ES, Santander ¹⁾	100,0	E.ON JobCenter Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON Észak-dunántúli Áramhálózati Zrt., HU, Győr ¹⁾	100,0	E.ON Kärnkraft Finland AB, FI, Kajaani ²⁾	100,0
E.ON Europa, S.L., ES, Santander ²⁾	100,0	E.ON Kärnkraft Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON Exploration & Production GmbH, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0	E.ON Kernkraft GmbH, DE, Hannover ¹⁾	100,0
E.ON Facility Management GmbH, DE, München ^{1), 8)}	100,0	E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., HU, Nagykanizsa ¹⁾	99,8
E.ON Fastigheter Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs-GmbH, DE, Hannover ²⁾	100,0
E.ON Fernwärme GmbH, DE, Gelsenkirchen ¹⁾	100,0	E.ON Kraftwerke GmbH, DE, Landshut ¹⁾	100,0
E.ON Finanzanlagen GmbH, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0	E.ON Kundenservice GmbH, DE, Landshut ¹⁾	100,0
E.ON First Future Energy Holding B.V., NL, Rotterdam ¹⁾	100,0	E.ON Kundsupport Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON Försäkring Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	E.ON Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Försäljning Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	E.ON Mälarkraft Värme AB, SE, Håbo ¹⁾	99,8
E.ON France Management S.A.S., FR, Paris ²⁾	100,0	E.ON Masdar Integrated Carbon LLC, AE, Kalif A City, Abu Dhabi ⁵⁾	50,0
E.ON France S.A.S., FR, Paris ¹⁾	100,0	E.ON Metering GmbH, DE, München ²⁾	100,0
E.ON Gas Mobil GmbH, DE, Essen ²⁾	100,0	E.ON Mitte Vertrieb GmbH, DE, Kassel ¹⁾	100,0
E.ON Gas Storage GmbH, DE, Essen ¹⁾	100,0	E.ON Moldova Distributie S.A., RO, Iași ¹⁾	68,0
E.ON Gas Storage UK Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON NA Capital LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
E.ON Gas Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	E.ON NA Investments LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
E.ON Gashandel Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0		
E.ON Gasification Development AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0		
E.ON Gaz Distributie S.A., RO, Târgu Mureș ¹⁾	51,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Netz GmbH, DE, Bayreuth ¹⁾	100,0	E.ON Siebzehte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
E.ON New Build & Technology B.V., NL, Rotterdam ²⁾	100,0	E.ON Slovensko, a.s., SK, Bratislava ¹⁾	100,0
E.ON New Build & Technology BVBA, BE, Vilvoorde ²⁾	100,0	E.ON Smart Living AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON New Build & Technology GmbH, DE, Gelsenkirchen ¹⁾	100,0	E.ON Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON New Build & Technology Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON Tiszántúli Áramhálózati Zrt., HU, Debrecen ¹⁾	100,0
E.ON Nord Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	E.ON Trend s.r.o., CZ, České Budějovice ¹⁾	100,0
E.ON Nordic AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	E.ON Turkey Enerji Anonim Şirketi, TR, Ankara ²⁾	100,0
E.ON North America LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	E.ON Ügyfélszolgálati Kft., HU, Budapest ¹⁾	100,0
E.ON Off Grid Solution GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0	E.ON UK CHP Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Perspekt GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0	E.ON UK CoGeneration Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Polska Sp. z o.o. w likwidacji, PL, Warschau ²⁾	100,0	E.ON UK Directors Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Portfolio Solution GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0	E.ON UK Energy Services Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Power Plants Belgium BVBA, BE, Brüssel ²⁾	100,0	E.ON UK Energy Solutions Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Produktion Danmark A/S, DK, Frederiksberg ¹⁾	100,0	E.ON UK Gas Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Produzione Centrale Livorno Ferraris S.p.A., IT, Mailand ¹⁾	75,0	E.ON UK Holding Company Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON Produzione S.p.A., IT, Sassari ¹⁾	100,0	E.ON UK Industrial Shipping Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Project Earth Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	E.ON UK Ironbridge Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Provence Biomasse SARL, FR, Paris ²⁾	100,0	E.ON UK Pension Trustees Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON RAG Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf ¹⁾	100,0	E.ON UK plc, GB, Coventry ¹⁾	100,0
E.ON RE Investments LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	E.ON UK Power Technology Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Real Estate GmbH, DE, Essen ²⁾	100,0	E.ON UK Property Services Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Regenerabile România S.R.L., RO, Iași ²⁾	100,0	E.ON UK PS Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Renovables Financiera, S.L., ES, Madrid ²⁾	100,0	E.ON UK Retail Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Renovables, S.L., ES, Madrid ¹⁾	100,0	E.ON UK Secretaries Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Renovaveis Portugal, SGPS S.A., PT, Lissabon ¹⁾	100,0	E.ON UK Technical Services Limited, GB, Edinburgh ²⁾	100,0
E.ON Retail Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	E.ON UK Trustees Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
E.ON Risk Consulting GmbH, DE, Düsseldorf ¹⁾	100,0	E.ON US Corporation, US, Wilmington ¹⁾	100,0
E.ON România S.R.L., RO, Târgu Mureș ¹⁾	90,2	E.ON US Energy LLC, US, Red Bank ¹⁾	100,0
E.ON Ruhrgas Austria GmbH, AT, Wien ¹⁾	100,0	E.ON US Holding GmbH, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0
E.ON Ruhrgas BBL B.V., NL, Voorburg ¹⁾	100,0	E.ON Varme Danmark ApS, DK, Frederiksberg ¹⁾	100,0
E.ON Ruhrgas Dutch Holding B.V. in liquidatie, NL, Den Haag ²⁾	100,0	E.ON Värme Sverige AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON Ruhrgas GPA GmbH, DE, Essen ^{1), 8)}	100,0	E.ON Värme Timrå AB, SE, Sundsvall ¹⁾	90,9
E.ON Ruhrgas International GmbH, DE, Essen ^{1), 8)}	100,0	E.ON Värmekraft Sverige AB, SE, Karlshamn ¹⁾	100,0
E.ON Ruhrgas Nigeria Limited, NG, Abuja ²⁾	100,0	E.ON Vattenkraft Sverige AB, SE, Sundsvall ¹⁾	100,0
E.ON Ruhrgas Personalagentur GmbH, DE, Essen ²⁾	100,0	E.ON Verwaltungs AG Nr. 1, DE, München ²⁾	100,0
E.ON Ruhrgas Portfolio GmbH, DE, Essen ^{1), 8)}	100,0	E.ON Vierundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
E.ON Russia Beteiligungs GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0	E.ON Wind Denmark AB, SE, Malmö ²⁾	100,0
E.ON Russia Holding GmbH, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0	E.ON Wind Kårehamn AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ^{1), 8)}	100,0	E.ON Wind Norway AB, SE, Malmö ²⁾	100,0
E.ON Service GmbH, DE, Essen ²⁾	100,0	E.ON Wind Services A/S, DK, Rødbyhavn ¹⁾	100,0
E.ON Servicii Clienti SRL, RO, Târgu Mureș ¹⁾	100,0	E.ON Wind Sweden AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
E.ON Servicii S.R.L., RO, Târgu Mureș ¹⁾	100,0	E.ON Zwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
E.ON Servicii Tehnice S.R.L., RO, Bukarest ¹⁾	100,0		
E.ON Servisní, s.r.o., CZ, České Budějovice ¹⁾	100,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
E.ON Zweiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0	Ekopur d.o.o., SI, Ljubljana ²⁾	100,0
East Midlands Electricity Distribution Holdings, GB, Coventry ²⁾	100,0	Elecdedy CARCELÉN, S.A., ES, Albacete ⁴⁾	23,0
East Midlands Electricity Distribution Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	Electricity ON XXI, S.L., ES, Albacete ²⁾	100,0
East Midlands Electricity Generation (Corby) Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	Elektrizitätswerk Schwandorf GmbH, DE, Schwandorf ²⁾	100,0
East Midlands Electricity Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	Elevate Wind Holdco, LLC, US, Wilmington ³⁾	50,0
East Midlands Electricity Share Scheme Trustees Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	ELICA S.R.L., IT, Mailand ²⁾	100,0
EAV Beteiligungs-GmbH, DE, Helmstedt ¹⁾	100,0	Elmregia GmbH, DE, Schöningen ⁵⁾	49,0
EBG 1. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Essen ²⁾	100,0	Első Magyar Szélerőmű Kft., HU, Kulcs ²⁾	74,7
EBY Energiedienstleistungen Licht GmbH, DE, Regensburg ²⁾	100,0	Elverket Vallentuna AB, SE, Vallentuna ⁴⁾	43,4
EBY Gewerbeobjekt GmbH, DE, Regensburg ²⁾	100,0	EME Distribution No. 2 Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
EBY Immobilien GmbH & Co. KG, DE, Regensburg ²⁾	100,0	ENACO Energieanlagen- und Kommunikationstechnik GmbH, DE, Maisach ⁵⁾	26,0
EBY kaufmännische Energiedienstleistungen GmbH, DE, Regensburg ²⁾	100,0	Energest S.r.l., IT, Mira (VE) ²⁾	100,0
EBY Port 1 GmbH, DE, München ¹⁾	100,0	Energetika Malenovice, a.s., CZ, Zlín-Malenovice ²⁾	100,0
EBY Port 3 GmbH, DE, Regensburg ¹⁾	100,0	ENERGETIKA SERVIS s.r.o., CZ, České Budějovice ²⁾	100,0
EBY Port 5 GmbH, DE, Regensburg ²⁾	100,0	Energetyka Ciepłna miasta Skarżysko-Kamienna Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna ²⁾	88,8
EBY technische Energiedienstleistungen GmbH, DE, Regensburg ²⁾	100,0	Energetyka Ciepłna Opolszczyzny S.A., PL, Opole ⁵⁾	45,7
EC&R Asset Management, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energia Eolica Sud s.r.l., IT, Mailand ²⁾	100,0
EC&R Canada Ltd., CA, Saint John ¹⁾	100,0	Energías Renovables de Euskadi, S.L., ES, Bilbao ⁵⁾	30,0
EC&R Development, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energie und Wasser Potsdam GmbH, DE, Potsdam ⁴⁾	35,0
EC&R Energy Marketing, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energie und Wasser Wahlstedt/Bad Segeberg GmbH & Co. KG (ews), DE, Bad Segeberg ⁵⁾	50,1
EC&R Investco EPC Mgmt, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Energie-Agentur Weyhe GmbH, DE, Weyhe ⁵⁾	50,0
EC&R Investco Mgmt II, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energieerzeugungswerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht ⁵⁾	33,4
EC&R Investco Mgmt, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energienetze Bayern GmbH, DE, Regensburg ¹⁾	100,0
EC&R NA Solar PV, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Energienetze Schaaflheim GmbH, DE, Regensburg ²⁾	100,0
EC&R O&M, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energieversorgung Alzenau GmbH (EVA), DE, Alzenau ⁵⁾	69,5
EC&R Panther Creek Wind Farm III, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energieversorgung Buching-Trauchgau (EBT) Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Halblech ⁵⁾	50,0
EC&R QSE, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energieversorgung Putzbrunn GmbH & Co. KG, DE, Putzbrunn ⁵⁾	50,0
EC&R Services, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Energieversorgung Putzbrunn Verwaltungs GmbH, DE, Putzbrunn ⁵⁾	50,0
EC&R Sherman, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Energieversorgung Sehnde GmbH, DE, Sehnde ⁵⁾	30,0
EC&R Solar Development, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Energieversorgung Vechelde GmbH & Co KG, DE, Vechelde ⁵⁾	49,0
Economy Power Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	Energie-Wende-Garching GmbH & Co. KG, DE, Garching ⁵⁾	50,0
EEP 2. Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, München ²⁾	100,0	Energie-Wende-Garching Verwaltungs-GmbH, DE, Garching ⁵⁾	50,0
EEP Kraftwerksgesellschaft Oberburg mbH, DE, München ²⁾	100,0	Energiewerke Isernhagen GmbH, DE, Isernhagen ⁵⁾	49,0
EFG Erdgas Forchheim GmbH, DE, Forchheim ⁵⁾	24,9	Energy Collection Services Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
EFM GmbH & Co. Beta KG, DE, Karlsfeld ^{1), 8)}	100,0	Enerjisa Enerji A.Ş., TR, Istanbul ³⁾	50,0
EFR CEE Szolgáltató Kft., HU, Budapest ⁵⁾	37,0	Eneva Participações S.A., BR, Rio de Janeiro ⁵⁾	50,0
EFR Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, DE, München ⁵⁾	39,9	ENEVA S.A., BR, Rio de Janeiro ³⁾	37,9
EH-SZER Energetikai és Távközlési Hálózatépítő és Szerelő Kft., HU, Győr ¹⁾	100,0	Enfield Energy Centre Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Enfield Energy Services (Europe) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	Fernwärmeversorgung Herne GmbH, DE, Herne ⁵⁾	50,0
Enfield Operations (UK) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	FIDELIA Holding LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
ENSECO GmbH, DE, Unterschleißheim ⁵⁾	49,0	Fitas Verwaltung GmbH & Co. Dritte Vermietungs-KG, DE, Pullach i. Isartal ²⁾	90,0
Eólica de Levante, S.L., ES, Alicante ⁵⁾	25,0	FITAS Verwaltung GmbH & Co. REGIUM-Objekte KG, DE, Pullach i. Isartal ²⁾	90,0
Eólica de São Julião, Lda, PT, Lissabon ⁴⁾	45,0	Flatlands Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
EÓLICA MARÍTIMA Y PORTUARIA, SOCIEDAD LIMITADA, ES, Oviedo ²⁾	70,0	Forest Creek Investco, Inc., US, Wilmington ¹⁾	100,0
Eoliser Serviços de Gestão para parques eólicos, Lda, PT, Lissabon ¹⁾	100,0	Forest Creek WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
EOS PAX IIA, S.L., ES, Santiago de Compostela ⁴⁾	48,5	Forest Creek Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
EPS Polska Holding Sp. z o.o., PL, Warschau ¹⁾	100,0	Freya Bunde-Etzel GmbH & Co. KG, DE, Essen ³⁾	60,0
Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG), DE, Erfurt ³⁾	50,0	G.E.I. - Gestione Energetica Impianti S.p.A., IT, Crema ⁴⁾	48,9
Ergon Energia S.r.l. in liquidazione, IT, Brescia ⁴⁾	50,0	Gasag Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft, DE, Berlin ⁴⁾	36,9
Ergon Energy Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	Gasnetzgesellschaft Laatzen-Süd mbH, DE, Laatzen ⁵⁾	49,0
Ergon Holding Company Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	Gasspeicher Lehrte GmbH, DE, Helmstedt ²⁾	100,0
Ergon Holdings Ltd, MT, St. Julians ¹⁾	100,0	Gasum Oy, FI, Espoo ⁴⁾	20,0
Ergon Insurance Ltd, MT, St. Julians ¹⁾	100,0	Gas-Union GmbH, DE, Frankfurt/Main ⁴⁾	23,6
Ergon Nominees Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	Gasversorgung Bad Rodach GmbH, DE, Bad Rodach ⁵⁾	50,0
Ergon Overseas Holdings Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	Gasversorgung Ebermannstadt GmbH, DE, Ebermannstadt ⁵⁾	50,0
Ergosud S.p.A., IT, Rom ³⁾	50,0	Gasversorgung im Landkreis Gifhorn GmbH (GLG), DE, Wolfsburg ¹⁾	95,0
ERKA Vermögensverwaltungsgesellschaft mbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0	Gasversorgung Unterfranken Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Würzburg ⁴⁾	64,0
ESN EnergieSystemeNord GmbH, DE, Schwentinental ⁵⁾	47,5	Gasversorgung Vorpommern GmbH, DE, Trassenheide ⁵⁾	49,0
Esperanto Infrastructure II SARL, LU, Luxemburg ⁴⁾	49,0	Gasversorgung Wismar Land GmbH, DE, Lübow ⁵⁾	49,0
Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG, DE, Friedeburg-Etzel ⁷⁾	75,2	Gasversorgung Wismar Land Vertrieb GmbH, DE, Lübow ⁵⁾	49,0
Etzel Gas-Lager Management GmbH, DE, Friedeburg-Etzel ¹⁵⁾	75,2	Gasversorgung Wunsiedel GmbH, DE, Wunsiedel ⁵⁾	50,0
European Nuclear Energy Leadership Academy GmbH in Liquidation, DE, Garching ⁵⁾	26,3	Gelsenberg GmbH & Co. KG, DE, Düsseldorf ¹⁾	100,0
Evantec GmbH, DE, München ²⁾	100,0	Gelsenberg Verwaltungs GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
EVG Energieversorgung Gemünden GmbH, DE, Gemünden am Main ⁵⁾	49,0	Gelsenwasser Beteiligungs-GmbH, DE, München ²⁾	100,0
EVU Services GmbH, DE, Neumünster ²⁾	100,0	Gem. Ges. zur Förderung des E.ON Energy Research Center mbH, DE, Aachen ⁵⁾	50,0
EWC Windpark Cuxhaven GmbH, DE, München ⁵⁾	50,0	Gemeindewerke Gräfelfing GmbH & Co. KG, DE, Gräfelfing ⁵⁾	49,0
ews Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Bad Segeberg ⁵⁾	50,2	Gemeindewerke Gräfelfing Verwaltungs GmbH, DE, Gräfelfing ⁵⁾	49,0
Exporting Commodities International LLC, US, Marlton ⁴⁾	30,0	Gemeindewerke Leck GmbH, DE, Leck ⁵⁾	49,9
EZV Energie- und Service GmbH & Co. KG Untermain, DE, Würth am Main ⁵⁾	28,9	Gemeindewerke Uetze GmbH, DE, Uetze ⁵⁾	49,0
EZV Energie- und Service Verwaltungsgesellschaft mbH, DE, Würth am Main ⁵⁾	28,8	Gemeindewerke Wedemark GmbH, DE, Wedemark ⁵⁾	49,0
Falkenbergs Biogas AB, SE, Malmö ²⁾	65,0	Gemeindewerke Wietze GmbH, DE, Wietze ⁵⁾	49,0
Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., PL, Warschau ¹⁾	100,0	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal ¹⁾	100,0
Fernwärmeversorgung Freising Gesellschaft mit beschränkter Haftung (FFG), DE, Freising ⁵⁾	50,0	Gemeinschaftskernkraftwerk Grohnde Management GmbH, DE, Emmerthal ²⁾	83,2
		Gemeinschaftskernkraftwerk Isar 2 GmbH, DE, Essenbach ²⁾	75,0
		Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH, DE, Vohburg ¹⁾	50,2

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Kiel ⁵⁾	50,0	Holford Gas Storage Limited, GB, Edinburgh ¹⁾	100,0
Gemeinschaftskraftwerk Staudinger Verwaltungs-GmbH, DE, Großkrotzenburg ²⁾	100,0	Holsteiner Wasser GmbH, DE, Neumünster ⁵⁾	50,0
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Porta Westfalica ¹⁾	66,7	HSE AVG Beteiligungs-GmbH, DE, Darmstadt ⁵⁾	50,0
Gemeinschaftskraftwerk Weser GmbH & Co. oHG, DE, Emmerthal ¹⁾	66,7	HSN Magdeburg GmbH, DE, Magdeburg ¹⁾	74,9
Geólica Magallón, S.L., ES, Zaragoza ⁴⁾	36,2	HUGE Kft., HU, Budapest ²⁾	100,0
Geothermie-Wärmegeellschaft Braunau-Simbach mbH, AT, Braunau am Inn ⁵⁾	20,0	Hydropower Evolutions GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH, DE, Kiel ⁵⁾	33,3	Inadale Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, DE, Essen ⁵⁾	41,7	Induboden GmbH, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0
GHD Bayernwerk AG & Co. KG, DE, Dingolfing ²⁾	75,0	Induboden GmbH & Co. Grundstücksgesellschaft OHG, DE, Düsseldorf ¹⁾	100,0
GLG Netz GmbH, DE, Gifhorn ¹⁾	100,0	Induboden GmbH & Co. Industrierwerte OHG, DE, Düsseldorf ¹⁾	100,0
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, DE, Essen ⁵⁾	48,0	Industriekraftwerk Greifswald GmbH, DE, Kassel ⁵⁾	49,0
GOLLIPP Bioerdgas GmbH & Co KG, DE, Gollhofen ⁵⁾	50,0	Industry Development Services Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
GOLLIPP Bioerdgas Verwaltungs GmbH, DE, Nürnberg ⁵⁾	50,0	Informační služby - energetika, a.s., CZ, Prag ²⁾	100,0
Gondoskodás-Egymásért Alapítvány, HU, Debrecen ²⁾	100,0	InfraServ-Bayernwerk Gendorf GmbH, DE, Burghkirchen/Alz ⁵⁾	50,0
Grandview Wind Farm II, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Infrastructure Alliance Limited, JE, St. Helier ¹⁾	100,0
Grandview Wind Farm III, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Infrastrukturgesellschaft Stadt Nienburg/Weser mbH, DE, Nienburg/Weser ⁵⁾	49,9
Grandview Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	INTERARGEM GbR, DE, Bielefeld ²⁾	66,7
Green Sky Energy Limited, GB, Bury ¹⁾	100,0	Inversora de Gas Cuyana S.A., AR, Mendoza ²⁾	24,0
GrönGas Partner A/S, DK, Hirtshals ⁵⁾	50,0	Inversora de Gas del Centro S.A., AR, Córdoba ²⁾	75,0
Guyane Conhilac Energies SARL, FR, La Ciotat ²⁾	100,0	Inwestycyjna Spółka Energetyczna-IRB Sp. z o.o., PL, Warschau ⁵⁾	50,0
Hamburg Netz GmbH, DE, Hamburg ¹⁾	74,9	ISAM-Immobilien-GmbH, DE, München ²⁾	100,0
Hamburger Hof Versicherungs-Aktiengesellschaft, DE, Düsseldorf ²⁾	100,0	Jihočeská plynárenská, a.s., CZ, České Budějovice ²⁾	100,0
Hams Hall Management Company Limited, GB, Coventry ⁵⁾	46,6	Kalmar Energi Försäljning AB, SE, Kalmar ⁵⁾	40,0
Harzwasserwerke GmbH, DE, Hildesheim ⁴⁾	20,8	Kalmar Energi Holding AB, SE, Kalmar ⁴⁾	50,0
Havelstrom Zehdenick GmbH, DE, Zehdenick ⁵⁾	49,0	Karlshamn Kraft AB, SE, Karlshamn ¹⁾	70,0
Heizwerk Holzverwertungsgenossenschaft Stiftland eG & Co. oHG, DE, Neualbenreuth ⁵⁾	50,0	Kärnkraftsäkerhet & Utbildning AB, SE, Nyköping ⁵⁾	25,0
Helioenergy Electricidad Dos, S.A., ES, Sevilla ³⁾	50,0	Kernkraftwerk Brokdorf GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg ¹⁾	80,0
Helioenergy Electricidad Uno, S.A., ES, Sevilla ³⁾	50,0	Kernkraftwerk Brunsbüttel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg ⁴⁾	33,3
HEMAB Elförsäljning AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, DE, Gundremmingen ⁴⁾	25,0
Hermann Seippel-Unterstützungseinrichtung GmbH, DE, Essen ²⁾	100,0	Kernkraftwerk Krümmel GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg ⁴⁾	50,0
HEUREKA-Gamma AG, CH, Baden-Dättwil ²⁾	100,0	Kernkraftwerk Stade GmbH & Co. oHG, DE, Hamburg ¹⁾	66,7
HGC Hamburg Gas Consult GmbH, DE, Hamburg ²⁾	100,0	Kernkraftwerke Isar Verwaltungs GmbH, DE, Essenbach ¹⁾	100,0
Hibernia Gamma Beteiligungsgesellschaft mbH, DE, Frankfurt/Main ⁴⁾	39,4	KGW - Kraftwerk Grenzach-Wyhlen GmbH, DE, München ¹⁾	69,8
Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH (HKG), Gemeinsames europäisches Unternehmen, DE, Hamm ⁵⁾	26,0	Klåvbens AB, SE, Olofström ⁵⁾	50,0
Högbypörp Kraftvärme AB, SE, Malmö ²⁾	100,0	Kokereigasnetz Ruhr GmbH, DE, Essen ²⁾	100,0
		Kolbäckens Kraft KB, SE, Sundsvall ¹⁾	100,0
		Komáromi Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr ²⁾	100,0
		KommEnergie Erzeugungs GmbH, DE, Eichenau ⁵⁾	100,0
		KommEnergie GmbH, DE, Eichenau ⁵⁾	67,0
		Kommunale Energieversorgung GmbH Eisenhüttenstadt, DE, Eisenhüttenstadt ⁵⁾	49,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Celle gemeinnützige GmbH, DE, Celle ⁵⁾	25,0	MEON Pensions GmbH & Co. KG, DE, Grünwald ^{1), 8)}	100,0
Kommunale Klimaschutzgesellschaft Landkreis Uelzen gemeinnützige GmbH, DE, Celle ⁵⁾	25,0	MEON Verwaltungs GmbH, DE, Grünwald ²⁾	100,0
Kraftwerk Buer Betriebsgesellschaft mbH i.L., DE, Gelsenkirchen ⁵⁾	50,0	Měření dodávek plynu, a.s., CZ, Prag ²⁾	100,0
Kraftwerk Buer GbR, DE, Gelsenkirchen ⁵⁾	50,0	Metegra GmbH, DE, Laatzen ⁵⁾	25,0
Kraftwerk Burghausen GmbH, DE, München ¹⁾	100,0	Meter Services Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Kraftwerk Hattorf GmbH, DE, München ¹⁾	100,0	Metering Services Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Kraftwerk Obernburg GmbH, DE, Erlenbach am Main ⁵⁾	50,0	METHA-Methanhandel GmbH, DE, Essen ¹⁾	100,0
Kraftwerk Plattling GmbH, DE, München ¹⁾	100,0	MFG Flughafen-Grundstücksverwaltungsgesellschaft mbH & Co. Gamma oHG, DE, Grünwald ⁷⁾	90,0
Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH, DE, Schkopau ¹⁾	55,6	Midlands Electricity Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Kraftwerk Schkopau GbR, DE, Schkopau ¹⁾	58,1	Midlands Gas Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, DE, Essen ⁵⁾	41,7	Midlands Generation (Overseas) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Kurgan Grundstücks-Verwaltungsgesellschaft mbH & Co. oHG, DE, Grünwald ¹⁾	90,0	Midlands Power (UK) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
LandE GmbH, DE, Wolfsburg ¹⁾	69,6	Midlands Power International Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Landwehr Wassertechnik GmbH, DE, Schöppenstedt ²⁾	100,0	Midlands Sales Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Lighting for Staffordshire Holdings Limited, GB, Coventry ¹⁾	60,0	Mittlere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München ²⁾	60,0
Lighting for Staffordshire Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	Montan GmbH Assekuranz-Makler, DE, Düsseldorf ⁴⁾	44,3
Lillo Energy NV, BE, Beveren/Antwerpen ⁵⁾	50,0	Monte Elva Solar S.r.l., IT, Sassari ¹⁾	100,0
Limfjordens Bioenergi ApS, DK, Frederiksberg ²⁾	78,0	Mosoni-Duna Menti Szélerőmű Kft., HU, Győr ²⁾	100,0
Limited Liability Company E.ON IT, RU, Moskau ²⁾	100,0	Munkaból Vind AB, SE, Malmö ²⁾	100,0
London Array Limited, GB, Coventry ⁵⁾	30,0	Munnsville Investco, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
LSW Energie Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg ²⁾	57,0	Munnsville WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
LSW Holding GmbH & Co. KG, DE, Wolfsburg ⁴⁾	57,0	Munnsville Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
LSW Holding Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg ²⁾	57,0	Netz- und Windservice (NWS) GmbH, DE, Schwerin ²⁾	100,0
LSW Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Wolfsburg ⁵⁾	57,0	Netz Veltheim GmbH, DE, Porta Westfalica ¹⁾	66,7
Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, DE, Essen ¹⁾	100,0	Netzanschluss Mürow Oberdorf GbR, DE, Bremerhaven ⁵⁾	34,8
LUMEN DISTRIBUČNÍ SOUSTAVY, s.r.o., CZ, České Budějovice ⁵⁾	34,0	Netzgesellschaft Bad Münder GmbH & Co. KG, DE, Bad Münder ⁵⁾	49,0
Lumen Energy a.s., CZ, Prag ⁵⁾	40,0	Netzgesellschaft Barsinghausen GmbH & Co. KG, DE, Barsinghausen ⁵⁾	49,0
LUMEN SYNERGY s.r.o., CZ, České Budějovice ⁵⁾	34,0	Netzgesellschaft Gehrden mbH, DE, Gehrden ⁵⁾	49,0
Luminar S.r.l., IT, Mailand ¹⁾	100,0	Netzgesellschaft Hemmingen mbH, DE, Hemmingen ⁵⁾	49,0
Luna Lüneburg GmbH, DE, Lüneburg ⁵⁾	49,0	Netzgesellschaft Hildesheimer Land GmbH & Co. KG, DE, Giesen ⁵⁾	49,0
Maasvlakte CCS Project B.V., NL, Rotterdam ⁵⁾	50,0	Netzgesellschaft Hildesheimer Land Verwaltung GmbH, DE, Giesen ⁵⁾	49,0
Magic Valley Wind Farm I, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Netzgesellschaft Schwerin mbH (NGS), DE, Schwerin ⁵⁾	40,0
Magic Valley Wind Farm II, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Netzgesellschaft Stuhr/Weyhe mbH, DE, Weyhe ⁵⁾	49,0
Magic Valley Wind Farm III, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Neumünster Netz Beteiligungs-GmbH, DE, Neumünster ¹⁾	50,1
Mainkraftwerk Schweinfurt Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, München ²⁾	75,0	New Cogen Sp. z o.o., PL, Warschau ²⁾	96,0
Maricopa East Solar PV 2, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Nord Stream AG, CH, Zug ⁴⁾	15,5
Maricopa East Solar PV I, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	NORD-direkt GmbH, DE, Neumünster ²⁾	100,0
Maricopa West Solar PV, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Nordzucker Bioerdgas GmbH & Co. KG, DE, Braunschweig ²⁾	50,0
Matrix Control Solutions Limited, GB, Bury ¹⁾	100,0	Nordzucker Bioerdgas Verwaltung-GmbH, DE, Braunschweig ²⁾	50,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Northeolic Montebuño, S.L., ES, Madrid ²⁾	75,0	Powergen Power No. 3 Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
Nyíregyházi Kombinált Ciklusú Erőmű Kft., HU, Nyíregyháza ¹⁾	100,0	Powergen Retail Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
OAO E.ON Russia, RU, Surgut ¹⁾	83,7	Powergen Retail Supply Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
OAO Severneftegazprom, RU, Krasnoselkup ⁴⁾	25,0	Powergen Serang Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
OAO Shaturskaya Upravlyayuschaya Kompaniya, RU, Shatura ¹⁾	51,0	Powergen UK Holding Company Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Obere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft, DE, München ²⁾	60,0	Powergen UK Investments, GB, Coventry ¹⁾	100,0
Oebisfelder Wasser und Abwasser GmbH, DE, Oebisfelde ⁵⁾	49,0	Powergen UK Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Offshore Trassenplanungs GmbH, DE, Hannover ²⁾	50,0	Powergen UK Securities, GB, Coventry ²⁾	100,0
Offshore-Windpark Beta Baltic GmbH, DE, München ²⁾	100,0	Powergen US Holdings Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH, DE, München ²⁾	100,0	Powergen US Investments, GB, Coventry ¹⁾	100,0
OKG AB, SE, Oskarshamn ¹⁾	54,5	Powergen US Securities Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0
OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., IT, Mailand ³⁾	46,8	Powergen Weather Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
OOO E.ON Connecting Energies, RU, Moskau ²⁾	100,0	Pragoplyn, a.s., CZ, Prag ¹⁾	100,0
OOO E.ON E&P Russia, RU, Moskau ²⁾	100,0	Pražská plynárenská Distribuce, a.s., člen koncernu Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag ¹⁾	100,0
OOO E.ON Russia Power, RU, Moskau ²⁾	100,0	Pražská plynárenská Holding a.s., CZ, Prag ⁵⁾	49,0
OOO Teplosbyt, RU, Shatura ¹⁾	100,0	Pražská plynárenská Servis distribuce, a.s., člen koncernu Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag ²⁾	100,0
Oskarshamns Energi AB, SE, Oskarshamn ⁴⁾	50,0	Pražská plynárenská Správa majetku, s.r.o., člen koncernu Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag ²⁾	100,0
Östersjöfrakt AB, SE, Örebro ¹⁾	80,0	Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag ¹⁾	49,3
Östrand Energi AB, SE, Sundsvall ¹⁾	100,0	Promec Sp. z o.o., PL, Skarżysko-Kamienna ²⁾	100,0
Panrusgáz Zrt., HU, Budapest ⁵⁾	25,0	Prometheus, energetické služby, a.s., člen koncernu Pražská plynárenská, a.s., CZ, Prag ²⁾	100,0
Panther Creek Solar, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	PT Power Jawa Barat, ID, Jakarta ⁵⁾	40,0
Panther Creek Wind Farm I&II, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Purena GmbH, DE, Wolfenbüttel ¹⁾	94,5
Parque Eólico Barlavento, S.A., PT, Lissabon ¹⁾	90,0	Pyron Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
Patriot Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Q-Energie b.v., NL, Eindhoven ²⁾	53,3
PEG Infrastruktur AG, CH, Zug ¹⁾	100,0	Raab Karcher Electronic Systems plc, GB, Coventry ²⁾	100,0
Peißenberger Kraftwerksgesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Peißenberg ²⁾	100,0	RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, AT, Maria Enzersdorf ⁴⁾	30,0
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, DE, Peißenberg ⁵⁾	50,0	Rauschbergbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruppolding ²⁾	77,4
Perstorps Fjärrvärme AB, SE, Perstorp ⁵⁾	50,0	RDE Regionale Dienstleistungen Energie GmbH & Co. KG, DE, Würzburg ²⁾	78,8
Pioneer Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	RDE Verwaltungs-GmbH, DE, Würzburg ²⁾	100,0
Powergen (East Midlands) Investments, GB, Coventry ²⁾	100,0	REGAS GmbH & Co KG, DE, Regensburg ⁵⁾	50,0
Powergen (East Midlands) Loan Notes, GB, Coventry ²⁾	100,0	REGAS Verwaltungs-GmbH, DE, Regensburg ⁵⁾	50,0
Powergen Group Holdings Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSERVERSORGUNG AG, DE, Regensburg ⁵⁾	35,5
Powergen Group Investments, GB, Coventry ²⁾	100,0	regiocom Berlin GmbH, DE, Berlin ⁵⁾	50,0
Powergen Holdings B.V., NL, Amsterdam ¹⁾	100,0	regiocom GmbH, DE, Magdeburg ⁵⁾	50,0
Powergen Holdings SARL, LU, Luxemburg ²⁾	100,0	regiocom Halle GmbH, DE, Halle (Saale) ⁵⁾	50,0
Powergen International Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	regiocom Salzwedel GmbH, DE, Salzwedel ⁵⁾	50,0
Powergen Ireland Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0	regiolicht Niedersachsen GmbH, DE, Helmstedt ²⁾	100,0
Powergen Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0	Regnitzstromverwertung Aktiengesellschaft, DE, Erlangen ⁵⁾	33,3
Powergen LS SE, GB, Coventry ¹⁾	100,0		
Powergen Luxembourg Holdings SARL, LU, Luxemburg ¹⁾	100,0		
Powergen Power No. 1 Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0		
Powergen Power No. 2 Limited, GB, Coventry ¹⁾	100,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
REWAG REGENSBURGER ENERGIE- UND WASSER- VERSORGUNG AG & CO KG, DE, Regensburg ⁴⁾	35,5	SEE-Sul Energia Eólica, Lda, PT, Lissabon ¹⁾	100,0
RGE Holding GmbH, DE, Essen ^{1), 8)}	100,0	SERVICE plus GmbH, DE, Neumünster ²⁾	100,0
Rhein-Main-Donau Aktiengesellschaft, DE, München ¹⁾	77,5	Service Plus Recycling GmbH, DE, Neumünster ²⁾	100,0
Ringhals AB, SE, Varberg ⁴⁾	29,6	Settlers Trail Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
R-KOM Regensburger Telekommunikationsgesellschaft mbH & Co. KG, DE, Regensburg ⁵⁾	20,0	Sinergia Andaluza, S.L., ES, Granada ⁵⁾	25,0
R-KOM Regensburger Telekommunikationsverwaltungs- gesellschaft mbH, DE, Regensburg ⁵⁾	20,0	SINERGIA ARAGONESA, S.L., ES, Zaragoza ²⁾	60,0
RMD Wasserstraßen GmbH, DE, München ²⁾	100,0	ŠKO ENERGO, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav ⁵⁾	21,0
RMD-Consult GmbH Wasserbau und Energie, DE, München ²⁾	100,0	ŠKO-ENERGO FIN, s.r.o., CZ, Mladá Boleslav ⁴⁾	42,5
Rødsand 2 Offshore Wind Farm AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0	Snow Shoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
Roscoe WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	SO.MET. ENERGIA S.r.l., IT, Costigliole d'Asti (AT) ¹⁾	60,0
Roscoe Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Société des Eaux de l'Est S.A., FR, Saint-Avold (Creutzwald) ⁵⁾	25,0
Rose Rock Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Société Nationale d'Electricité et de Thermique, S.A. (SNET), FR, Paris ¹⁾	100,0
Rosengård Invest AB, SE, Malmö ⁵⁾	25,0	Söderåsens Bioenergi AB, SE, Billsholm ⁵⁾	51,0
RuhrEnergie GmbH, EVR, DE, Gelsenkirchen ¹⁾	100,0	Solar Energy s.r.o., CZ, Znojmo ⁵⁾	25,0
S.C. Congaz S.A., RO, Constanța ⁵⁾	28,6	Sollefteåforsens AB, SE, Sundsvall ⁴⁾	50,0
S.C. Salgaz S.A., RO, Salonta ²⁾	60,1	Sønderjysk Biogasproduktion I/S, DK, Vojens ⁵⁾	50,0
Safetec Entsorgungs- und Sicherheitstechnik GmbH, DE, Heidelberg ²⁾	100,0	SPIE Energy Solutions Harburg GmbH, DE, Hamburg ⁵⁾	35,0
San Juan de Bargas Eólica, S.L., ES, Zaragoza ⁴⁾	47,0	SQC Kvalificeringscentrum AB, SE, Stockholm ⁵⁾	33,3
Sand Bluff WF Holdco, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Städtische Betriebswerke Luckenwalde GmbH, DE, Luckenwalde ⁵⁾	29,0
Sand Bluff Wind Farm, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0	Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG, DE, Magdeburg ⁴⁾	26,7
SBI Jordberga AB, SE, Linköping ⁵⁾	20,0	Städtische Werke Magdeburg Verwaltungs-GmbH, DE, Magdeburg ⁵⁾	26,7
Scarweather Sands Limited, GB, Coventry ⁵⁾	50,0	Stadtnetze Neustadt a. Rbge. GmbH & Co. KG, DE, Neustadt a. Rbge. ⁵⁾	24,9
SCF2 S.R.L., IT, Rom ²⁾	100,0	Stadtnetze Neustadt a. Rbge. Verwaltungs-GmbH, DE, Neustadt a. Rbge. ⁵⁾	24,9
Schleswig-Holstein Netz AG, DE, Quickborn ¹⁾	93,6	Stadtversorgung Pattensen GmbH & Co. KG, DE, Pattensen ⁵⁾	49,0
Schleswig-Holstein Netz GmbH, DE, Rendsburg ²⁾	100,0	Stadtversorgung Pattensen Verwaltung GmbH, DE, Pattensen ⁵⁾	49,0
Schleswig-Holstein Netz Verwaltungs-GmbH, DE, Quickborn ¹⁾	100,0	Stadtwerke Bad Bramstedt GmbH, DE, Bad Bramstedt ⁵⁾	36,0
Sea Power & Fuel S.r.l., IT, Genua ⁵⁾	50,0	Stadtwerke Barth GmbH, DE, Barth ⁵⁾	49,0
SEC A Sp. z o.o., PL, Szczecin ²⁾	100,0	Stadtwerke Bergen GmbH, DE, Bergen ⁵⁾	49,0
SEC B Sp. z o.o., PL, Szczecin ²⁾	100,0	Stadtwerke Blankenburg GmbH, DE, Blankenburg ⁵⁾	30,0
SEC Barlinek Sp. z o.o., PL, Barlinek ²⁾	100,0	Stadtwerke Bogen GmbH, DE, Bogen ⁵⁾	41,0
SEC C Sp. z o.o., PL, Szczecin ²⁾	100,0	Stadtwerke Brandenburg an der Havel GmbH, DE, Brandenburg an der Havel ⁴⁾	36,8
SEC D Sp. z o.o., PL, Szczecin ²⁾	100,0	Stadtwerke Bredstedt GmbH, DE, Bredstedt ⁵⁾	49,9
SEC Dębno Sp. z o.o., PL, Dębno ²⁾	85,0	Stadtwerke Burgdorf GmbH, DE, Burgdorf ⁵⁾	49,0
SEC Energia Sp. z o.o., PL, Szczecin ²⁾	100,0	Stadtwerke Ebermannstadt Versorgungsbetriebe GmbH, DE, Ebermannstadt ⁵⁾	25,0
SEC HR Sp. z o.o., PL, Szczecin ²⁾	100,0	Stadtwerke Eggenfelden GmbH, DE, Eggenfelden ⁵⁾	49,0
SEC Łobez Sp. z o.o., PL, Łobez ²⁾	100,0	Stadtwerke Frankfurt (Oder) GmbH, DE, Frankfurt (Oder) ⁴⁾	39,0
SEC Myślibórz Sp. z o.o., PL, Mysliborz ²⁾	89,9		
SEC Połczyn-Zdrój Sp. z o.o., PL, Połczyn-Zdrój ²⁾	100,0		
SEC Słubice Sp. z o.o., PL, Słubice ²⁾	100,0		
SEC Strzelce Krajeńskie Sp. z o.o., PL, Strzelce Krajeńskie ²⁾	100,0		

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Stadtwerke Garbsen GmbH, DE, Garbsen ⁵⁾	24,9	Svenskt Gastekniskt Center AB, SE, Malmö ⁵⁾	30,0
Stadtwerke Geesthacht GmbH, DE, Geesthacht ⁵⁾	24,9	SVH Stromversorgung Haar GmbH, DE, Haar ⁵⁾	50,0
Stadtwerke Husum GmbH, DE, Husum ⁵⁾	49,9	SVI-Stromversorgung Ismaning GmbH, DE, Ismaning ⁵⁾	25,1
Stadtwerke Lüz GmbH, DE, Lüz ⁵⁾	25,0	SVO Holding GmbH, DE, Celle ¹⁾	50,1
Stadtwerke Ludwigsfelde GmbH, DE, Ludwigsfelde ⁵⁾	29,0	SVO Vertrieb GmbH, DE, Celle ¹⁾	100,0
Stadtwerke Neunburg vorm Wald Strom GmbH, DE, Neunburg vorm Wald ⁵⁾	24,9	SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, DE, Neustadt bei Coburg ⁵⁾	25,1
Stadtwerke Niebüll GmbH, DE, Niebüll ⁵⁾	49,9	SWS Energie GmbH, DE, Stralsund ⁴⁾	49,0
Stadtwerke Parchim GmbH, DE, Parchim ⁵⁾	25,2	Sydskraft Polen AB, SE, Malmö ¹⁾	100,0
Stadtwerke Premnitz GmbH, DE, Premnitz ⁵⁾	35,0	Szczecińska Energetyka Ciepła Sp. z o.o., PL, Szczecin ¹⁾	66,4
Stadtwerke Pritzwalk GmbH, DE, Pritzwalk ⁵⁾	49,0	Szombathelyi Erőmű Zrt., HU, Győr ²⁾	55,0
Stadtwerke Ribnitz-Damgarten GmbH, DE, Ribnitz-Damgarten ⁵⁾	39,0	Szombathelyi Távhőszolgáltató Kft., HU, Szombathely ⁵⁾	25,0
Stadtwerke Schwedt GmbH, DE, Schwedt/Oder ⁵⁾	37,8	Tapolcai Kogenerációs Erőmű Kft., HU, Győr ²⁾	100,0
Stadtwerke Tornesch GmbH, DE, Tornesch ⁵⁾	49,0	Tauerogasleitung GmbH, AT, Wals-Siezenheim ⁵⁾	46,7
Stadtwerke Vilshofen GmbH, DE, Vilshofen ⁵⁾	41,0	Tech Park Solar, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
Stadtwerke Wismar GmbH, DE, Wismar ⁴⁾	49,0	Teplárna Kyjov, a.s., CZ, Kyjov ²⁾	67,2
Stadtwerke Wittenberge GmbH, DE, Wittenberge ⁵⁾	22,7	Teplárna Tábor, a.s., CZ, Tábor ¹⁾	51,5
Stadtwerke Wolfenbüttel GmbH, DE, Wolfenbüttel ⁵⁾	26,0	Terminal Alpi Adriatico S.r.l., IT, Rom ¹⁾	100,0
Stadtwerke Wolmirstedt GmbH, DE, Wolmirstedt ⁵⁾	49,4	The Power Generation Company Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Statco Six Limited, GB, London ²⁾	100,0	Thor Cogeneration Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Stella Wind Farm II, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Thor Holdings Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Stella Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	Tipton Wind, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
Stensjön Kraft AB, SE, Stockholm ⁴⁾	50,0	TPG Wind Limited, GB, Coventry ⁵⁾	50,0
store-x Storage Capacity Exchange GmbH, DE, Leipzig ⁵⁾	32,0	Tractaments de Juneda, S.A., ES, Lérida ⁵⁾	26,4
Strom Germering GmbH, DE, Germering ²⁾	90,0	Trans Adriatic Pipeline AG, CH, Baar ⁵⁾	9,0
Stromnetzgesellschaft Bad Salzdetfurth-Diekhöfen mbH, DE, Bad Salzdetfurth ⁵⁾	49,0	Twin Forks Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
Stromversorgung Ahrensburg GmbH, DE, Ahrensburg ²⁾	100,0	TXU Europe (AH Online) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Stromversorgung Angermünde GmbH, DE, Angermünde ⁵⁾	49,0	TXU Europe (AHG) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Stromversorgung Ruhpolding Gesellschaft mit beschränkter Haftung, DE, Ruhpolding ²⁾	100,0	TXU Europe (AHGD) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Stromversorgung Unterschleißheim GmbH & Co. KG, DE, Unterschleißheim ²⁾	100,0	TXU Europe (AHST) Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
Stromversorgung Unterschleißheim Verwaltungs GmbH, DE, Unterschleißheim ²⁾	100,0	TXU Europe Group Trustee Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
strotög GmbH Strom für Töging, DE, Töging am Inn ⁵⁾	50,0	Überlandwerk Leinetal GmbH, DE, Gronau ⁵⁾	48,0
SüdWasser GmbH, DE, Erlangen ²⁾	100,0	Umspannwerk Miltzow-Mannhagen GbR, DE, Sundhagen ⁵⁾	22,2
SULPUR Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Erfurt KG i.L., DE, Schönefeld ²⁾	83,3	Umwelt- und Wärmeenergiegesellschaft Strasburg GmbH, DE, Strasburg ²⁾	100,0
Sunshine 1 S.r.l., IT, Mailand ²⁾	100,0	Unión de Generadores de Energía, S.A., ES, Zaragoza ⁵⁾	50,0
Surschiste, S.A., FR, Mazingarbe ²⁾	100,0	Untere Iller AG, DE, Landshut ²⁾	60,0
SV Civitella S.r.l., IT, Mailand ¹⁾	100,0	Uranit GmbH, DE, Jülich ³⁾	50,0
SV VII S.r.l., IT, Mailand ¹⁾	100,0	Utilities Center Maasvlakte Leftbank b.v., NL, Rotterdam ¹⁾	100,0
Svensk Kärnbränslehantering AB, SE, Stockholm ⁵⁾	34,0	Utility Debt Services Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
		Valencia Solar LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
		VEBA Electronics LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
		VEBACOM Holdings LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
		Venado Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %
Versorgungsbetrieb Waldbüttelbrunn GmbH, DE, Waldbüttelbrunn ⁵⁾	49,0	Wasserwirtschafts- und Betriebsgesellschaft Grafenwöhr GmbH, DE, Grafenwöhr ⁵⁾	49,0
Versorgungsbetriebe Helgoland GmbH, DE, Helgoland ⁵⁾	49,0	WEA Schönerlinde GbR mbH Kiepsch & Bosse & Beteiligungsges. e.disnatur mbH, DE, Berlin ²⁾	70,0
Versorgungskasse Energie (VVaG), DE, Hannover ¹⁾	81,0	Weißmalkraftwerk Röhrenhof Aktiengesellschaft, DE, Berneck ²⁾	93,5
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, DE, Karlstein ⁵⁾	20,0	West of the Pecos Solar LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
Veszprém-Kogeneráció Energiatermelő Zrt., HU, Győr ²⁾	100,0	Western Gas Limited, GB, Coventry ²⁾	100,0
VEW-VKR Fernwärmeleitung Shamrock-Bochum GbR, DE, Gelsenkirchen ²⁾	55,1	WEVG Salzgitter GmbH & Co. KG, DE, Salzgitter ¹⁾	50,2
Vici Wind Farm, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0	WEVG Verwaltungs GmbH, DE, Salzgitter ²⁾	50,2
Visioncash, GB, Coventry ¹⁾	100,0	Wildcat Wind Farm I, LLC, US, Wilmington ¹⁾	100,0
Volkswagen AG Preussen Elektra AG Offene Handelsgesellschaft, DE, Wolfsburg ⁵⁾	95,0	Wildcat Wind Farm II, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
Wärme- und Wasserversorgung Friedensstadt GmbH, DE, Trebbin ⁵⁾	50,0	Wildcat Wind Farm III, LLC, US, Wilmington ²⁾	100,0
Wärmeversorgung Schenefeld GmbH, DE, Schenefeld ⁵⁾	40,0	Windenergie Leinetal GmbH & Co. KG, DE, Freden ⁵⁾	46,7
Wärmeversorgungsgesellschaft Königs Wusterhausen mbH, DE, Königs Wusterhausen ²⁾	50,1	Windenergie Leinetal Verwaltungs GmbH, DE, Freden ⁵⁾	50,0
Warmtebedrijf Exploitatie N.V., NL, Rotterdam ⁵⁾	50,0	WINDENERGIEPARK WESTKÜSTE GmbH, DE, Kaiser-Wilhelm-Koog ²⁾	80,0
Wasser- und Abwassergesellschaft Vienenburg mbH, DE, Vienenburg ⁵⁾	49,0	Windpark Anhalt-Süd (Köthen) OHG, DE, Potsdam ²⁾	83,3
Wasserkraftnutzung im Landkreis Gifhorn GmbH, DE, Müden/Aller ⁵⁾	50,0	Windpark Mutzschen OHG, DE, Potsdam ²⁾	77,8
Wasserversorgung Sarstedt GmbH, DE, Sarstedt ⁵⁾	49,0	Windpark Naundorf OHG, DE, Potsdam ²⁾	66,7
Wasserwerk Gifhorn Beteiligungs-GmbH, DE, Gifhorn ⁵⁾	49,8	Windy Hills Limited, GB, County Tyrone ²⁾	100,0
Wasserwerk Gifhorn GmbH & Co KG, DE, Gifhorn ⁵⁾	49,8	WVM Wärmeversorgung Maßbach GmbH, DE, Maßbach ⁵⁾	22,2
Wasserwerks-Betriebsgemeinschaft Klein Heidorn GbR, DE, Neustadt a. Rbge. ⁵⁾	50,0	Yorkshire Windpower Limited, GB, Coventry ⁵⁾	50,0
		ZAO Gazprom YRGM Development, RU, Salekhard ⁷⁾	25,0
		Západoslovenská energetika, a.s. (ZSE), SK, Bratislava ⁴⁾	39,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS

Angaben zum Beteiligungsbesitz gem. § 313 Abs. 2 HGB (Stand 31. Dez. 2013)

Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %		
Sondervermögen			
E.ON Treasury 1, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
EBWFONDS, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
GRPFONDS, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
GSBW I, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
HANSEFONDS 2, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
On Balance 1, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
On Balance 2, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
On Balance 3, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
On Balance 4, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
On Balance 5, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
OP-Fonds ONE, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
TASSILO, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
VKE-FONDS, DE, Unterföhring ⁷⁾	100,0		
Gesellschaft, Sitz	Kapital- anteil %	Eigenkapital Mio €	Ergebnis Mio €
Übrige Beteiligungen			
AB Lesto, LT, Vilnius ^{6), 9)}	11,8	959,8	-12,8
Enovos International S.A., LU, Esch-sur-Alzette ^{6), 9)}	10,0	723,7	54,9
Forsmarks Kraftgrupp AB, SE, Östhammar ⁶⁾	8,5	38,0	0,3
infra fürth gmbh, DE, Fürth ⁶⁾	19,9	67,3	0,0
Powernext, S.A., FR, Paris ⁶⁾	5,0	22,0	4,9
<small>1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen · 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten) · 3) Gemeinschaftsunternehmen nach IAS 31 (bewertet nach Equity-Methode) · 4) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode) · 5) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung) · 6) übrige Beteiligungen · 7) Einbeziehung als konsolidiertes verbundenes Unternehmen nach SIC-12 · 8) Für die Gesellschaft wird § 264 (3) HGB bzw. § 264b HGB in Anspruch genommen · 9) Werte nach IFRS</small>			

Aufsichtsrat (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von E.ON-Aufsichtsratsmitgliedern)**Werner Wenning**

Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

Vorsitzender des Aufsichtsrats der Bayer AG

- Bayer AG (Vorsitz)
- Deutsche Bank AG (bis 23. Mai 2013)
- Henkel Management AG (seit 16. September 2013)
- HDI V.a.G. (bis 6. Mai 2013)
- Siemens AG (seit 23. Januar 2013)
- Talanx AG (bis 6. Mai 2013)
- Freudenberg & Co. KG (Gesellschafterausschuss, bis 29. Juni 2013)
- Henkel AG & Co. KGaA (Gesellschafterausschuss)

Prof. Dr. Ulrich Lehner

Mitglied des Gesellschafterausschusses der Henkel AG & Co. KGaA, stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

- Deutsche Telekom AG (Vorsitz)
- Henkel Management AG (bis 31. März 2013)
- Porsche Automobil Holding SE
- ThyssenKrupp AG (Vorsitz, seit 1. April 2013)
- Henkel AG & Co. KGaA (Gesellschafterausschuss)
- Novartis AG (Verwaltungsrat, stellvertretender Vorsitzender, Interimsvorsitz bis 31. Juli 2013)
- Dr. Oetker KG (Beirat)

Erhard Ott

Mitglied des Bundesvorstands ver.di und Leiter des Fachbereichs Ver- und Entsorgung, stellvertretender Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON SE

- Bremer Lagerhaus-Gesellschaft AG (stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender, bis 23. Mai 2013)

Gabriele Gratz

(bis 31. Dezember 2013)

Vorsitzende des Betriebsrats der E.ON Global Commodities SE, Betrieb Essen

- E.ON Ruhrgas AG (stellvertretende Vorsitzende, bis 2. Mai 2013)

Baroness Denise Kingsmill CBE

Anwältin am Supreme Court, Mitglied im britischen Oberhaus

- APR Energy plc
- International Consolidated Airlines Group S.A.

Eugen-Gheorghe Luha

Vorsitzender des Gas-Gewerkschaftsverbands Gaz România, Vorsitzender der Arbeitnehmervertreter Rumänien

René Obermann

Vorsitzender des Vorstands der Deutschen Telekom AG
 (bis 31. Dezember 2013)
 Vorstandsvorsitzender der Ziggo N.V.
 (seit 1. Januar 2014)

- ThyssenKrupp AG
 (seit 1. November 2013)
- T-Systems International GmbH (Vorsitz,
 bis 15. Dezember 2013)
- T-Mobile US Inc. (Board of Directors,
 bis 15. November 2013)

Klaus Dieter Raschke

Zweiter Vorsitzender des Spartenbetriebsrats Erzeugung

- E.ON Energie AG (bis 7. März 2013)
- E.ON Generation GmbH
- E.ON Kernkraft GmbH
- Versorgungskasse Energie VVaG

Eberhard Schomburg

Vorsitzender des Konzernbetriebsrats

- E.ON Energie AG (bis 7. März 2013)
- E.ON Kraftwerke GmbH

Fred Schulz

(seit 1. Januar 2014)
 Erster Stellvertreter des Vorsitzenden des Konzernbetriebsrats, Gesamtbetriebsratsvorsitzender der E.DIS AG

- E.DIS AG
- Szczecińska Energetyka
 Cieplna Sp. z o.o.

Dr. Karen de Segundo

Juristin

- British American Tobacco plc (Board of Directors)
- Lonmin plc (Board of Directors)
- Pöyry Oyj (Board of Directors)

Dr. Theo Siegert

Geschäftsführender Gesellschafter de Haen-Carstanjen & Söhne

- Henkel AG & Co. KGaA
- Merck KGaA
- DKSH Holding Ltd. (Verwaltungsrat)
- E. Merck OHG (Gesellschafterrat)

Willem Vis

Leiter Aus- und Weiterbildung
 Erzeugung E.ON Benelux N.V.

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidialausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender
 Erhard Ott, stv. Vorsitzender
 Prof. Dr. Ulrich Lehner, stv. Vorsitzender
 Klaus Dieter Raschke
 (bis 31. Dezember 2013)
 Eberhard Schomburg
 (seit 1. Januar 2014)

Prüfungs- und Risikoausschuss

Dr. Theo Siegert, Vorsitzender
 Klaus Dieter Raschke, stv. Vorsitzender
 Eberhard Schomburg
 Werner Wenning

Finanz- und Investitionsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender
 Gabriele Gratz, stv. Vorsitzende
 (bis 31. Dezember 2013)
 Fred Schulz
 (seit 1. Januar 2014)
 Karen de Segundo
 Willem Vis

Nominierungsausschuss

Werner Wenning, Vorsitzender
 Prof. Dr. Ulrich Lehner, stv. Vorsitzender
 Karen de Segundo

Vorstand (einschließlich Angaben zu weiteren Mandaten von Vorstandsmitgliedern)

Dr. Johannes Teyssen

geb. 1959 in Hildesheim,
Vorsitzender des Vorstands seit 2010
Mitglied des Vorstands seit 2004
Führungskräfte Konzern, Investor Relations, Kommunikation, Revision, Strategie & Unternehmensentwicklung

- Deutsche Bank AG
- Salzgitter AG

Dr.-Ing. Leonhard Birnbaum

geb. 1967 in Ludwigshafen,
Mitglied des Vorstands seit 2013
Globaler Handel, Dezentrale Erzeugung, Engineering & Großprojekte, Commercial Operations, Politik & Regulierung, Technologie & Innovation, Beratung

- E.ON Global Commodities SE¹⁾
(Vorsitz seit 11. Juli 2013)
- E.ON New Build & Technology GmbH¹⁾
(Vorsitz seit 6. August 2013)
- Georgsmarienhütte Holding GmbH
(2. stellvertretender Vorsitzender)

Jørgen Kildahl

geb. 1963 in Bærum, Norwegen,
Mitglied des Vorstands seit 2010
Brasilien, Russland, Türkei, Exploration & Produktion, Health, Safety & Environment, Corporate Incident & Crisis Management, Einkauf & Immobilienmanagement, Nachhaltigkeit

- E.ON Generation GmbH¹⁾
(Vorsitz bis 19. September 2013)
- E.ON Global Commodities SE¹⁾
(Vorsitz bis 2. September 2013)
- E.ON Ruhrgas AG¹⁾
(Vorsitz bis 2. Mai 2013)
- E.ON Sverige AB²⁾
(bis 22. August 2013)
- ENEVA S.A. (Vorsitz seit 4. Juli 2013)
- OAO E.ON Russia²⁾ (seit 12. Juni 2013, Vorsitz seit 3. Juli 2013)

Dr. Bernhard Reutersberg

geb. 1954 in Düsseldorf,
Mitglied des Vorstands seit 2010
Koordination regionale Einheiten, Verteilung und Vertrieb, konzernweites Programm E.ON 2.0

- E.ON Benelux N.V.²⁾ (Vorsitz)
- E.ON España S.L.²⁾
- E.ON France S.A.S.²⁾ (Vorsitz)
- E.ON Hungária Zrt.²⁾ (Vorsitz)
- E.ON Italia S.p.A.²⁾
- E.ON Sverige AB²⁾ (Vorsitz)
- Nord Stream AG
- OAO E.ON Russia²⁾
(Vorsitz, bis 2. Juli 2013)

Klaus Schäfer

geb. 1967 in Regensburg,
Mitglied des Vorstands seit 2013
Finanzen, Mergers & Acquisitions, Rechnungswesen & Controlling, Recht & Compliance, Steuern, IT & Business Services

- E.ON Business Services GmbH¹⁾
(Vorsitz seit 23. September 2013)
- Energieversorgung Mittelrhein GmbH
(Beirat, stellvertretender Vorsitz)
- Nord Stream AG (bis 18. Oktober 2013)

Mike Winkel

geb. 1970 in Neubrandenburg,
Mitglied des Vorstands seit 2013
Erzeugung, Erneuerbare Energien, Personal, Operational Efficiency

- E.ON Generation GmbH¹⁾
(Vorsitz seit 19. September 2013)
- E.ON Sverige AB²⁾
(seit 14. Juni 2013)
- OAO E.ON Russia²⁾

Prof. Dr. Klaus-Dieter Maubach

geb. 1962 in Schwelm,
Mitglied des Vorstands seit 2010
(bis 31. März 2013)

Dr. Marcus Schenck

geb. 1965 in Memmingen,
Mitglied des Vorstands seit 2006
(bis 30. September 2013)

Regine Stachelhaus

geb. 1955 in Böblingen,
Mitglied des Vorstands seit 2010
(bis 30. Juni 2013)

• Aufsichtsratsmandate gemäß § 100 Abs. 2 AktG
• Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1) freigestellte Konzernmandate 2) weitere Konzernmandate

Erläuternder Bericht des Vorstands zu den Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB sowie zu den Angaben nach § 289 Abs. 5 HGB

Der Vorstand hat sich mit den Angaben nach § 289 Abs. 4, § 315 Abs. 4 HGB im Lagebericht zum Stand 31. Dezember 2013 befasst und gibt hierzu folgende Erklärung ab:

Die im zusammengefassten Lagebericht der Gesellschaft enthaltenen Angaben zu den Übernahmehindernissen sind zutreffend und entsprechen den Kenntnissen des Vorstands. Daher beschränkt der Vorstand sich auf die folgenden Ausführungen:

Über die im Lagebericht gemachten Angaben hinaus (und gesetzliche Beschränkungen wie etwa das Stimmverbot nach § 136 des Aktiengesetzes) sind dem Vorstand keine Beschränkungen bekannt, die Stimmrechte oder die Übertragung von Aktien betreffen. Mitteilungen über Beteiligungen am Kapital der Gesellschaft, die zehn vom Hundert der Stimmrechte überschreiten, sind der Gesellschaft nicht gemacht worden und entfallen daher. Eine Beschreibung von Aktien mit Sonderrechten, die Kontrollbefugnis verleihen, entfällt, da solche Aktien nicht ausgegeben worden sind; ebenfalls entfallen kann die Erläuterung besonderer Stimmrechtskontrolle bei Beteiligungen von Arbeitnehmern, da die am Kapital der Gesellschaft beteiligten Arbeitnehmer ihre Kontrollrechte – wie andere Aktionäre auch – unmittelbar ausüben.

Soweit mit den Mitgliedern des Vorstands für den Fall eines Kontrollwechsels eine Entschädigung vereinbart ist, dient die Vereinbarung dazu, die Unabhängigkeit der Mitglieder des Vorstands zu erhalten.

Darüber hinaus hat der Vorstand sich zusätzlich mit den Angaben im zusammengefassten Lagebericht nach § 289 Abs. 5 HGB befasst. Die im zusammengefassten Lagebericht enthaltenen Angaben zu den wesentlichen Merkmalen des internen Kontroll- und Risikomanagementsystems im Hinblick auf den Rechnungslegungsprozess sind vollständig und umfassend.

Interne Kontrollen sind bei E.ON integraler Bestandteil der Rechnungslegungsprozesse. In einem konzernweit einheitlichen Rahmenwerk sind die Dokumentationsanforderungen und Verfahren für den Prozess der Finanzberichterstattung definiert. Die Einhaltung dieser Regelungen soll wesentliche Falschdarstellungen im Konzernabschluss, im zusammengefassten Lagebericht und in den Zwischenberichten aufgrund von Fehlern oder Betrug mit hinreichender Sicherheit verhindern.

Düsseldorf, 25. Februar 2014

E.ON SE
 Der Vorstand

Teyssen	Birnbaum	Kildahl
Reutersberg	Schäfer	Winkel

Mehrjahresübersicht ¹⁾					
in Mio €	2009	2010	2011	2012	2013
Umsatz und Ergebnis					
Umsatz	79.974	92.863	112.954	132.093	122.450
EBITDA ²⁾	12.975	13.346	9.293	10.771	9.315
EBIT ²⁾	9.291	9.454	5.438	7.012	5.681
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	8.669	6.281	-1.861	2.613	2.510
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	8.420	5.853	-2.219	2.189	2.142
Wertentwicklung					
ROACE/2009 ROCE (in %)	12,2	14,4	8,4	11,1	9,2
Kapitalkosten vor Steuern (in %)	9,1	8,3	8,3	7,7	7,5
Value Added ³⁾	2.362	4.000	90	2.139	1.066
Vermögensstruktur					
Langfristige Vermögenswerte	113.046	106.657	102.221	96.563	94.703
Kurzfristige Vermögenswerte	39.568	46.224	50.651	43.863	36.022
Gesamtvermögen	152.614	152.881	152.872	140.426	130.725
Kapitalstruktur					
Eigenkapital	43.986	45.585	39.613	38.820	36.385
<i>Gezeichnetes Kapital</i>	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	3.607	3.932	3.876	3.862	2.915
Langfristige Schulden	70.775	69.580	67.129	65.027	61.054
<i>Rückstellungen</i>	21.692	23.631	25.672	28.601	26.888
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	30.657	28.880	24.029	21.937	18.237
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	18.426	17.069	17.428	14.489	15.929
Kurzfristige Schulden	37.853	37.716	46.130	36.579	33.286
<i>Rückstellungen</i>	4.715	4.950	4.985	4.049	4.372
<i>Finanzverbindlichkeiten</i>	7.120	3.611	5.885	4.007	5.023
<i>Übrige Verbindlichkeiten und Sonstiges</i>	26.018	31.527	35.260	28.523	23.891
Gesamtkapital	152.614	152.881	152.872	140.426	130.725
Cashflow/Investitionen					
Operativer Cashflow ⁴⁾	8.590	10.614	6.610	8.808	6.375
Zahlungswirksame Investitionen	8.655	8.286	6.524	6.997	8.086
Kennziffern					
Eigenkapitalquote (in %)	29	30	26	28	28
Deckung des langfristig gebundenen Vermögens (in %) (langfristiges Kapital in Prozent des langfristig gebundenen Vermögens)	102	108	104	108	103
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (31. Dezember)	-44.606	-37.821	-36.520	-35.845	-31.991
Debt Factor ⁵⁾	3,4	2,8	3,9	3,3	3,4
Operativer Cashflow in % des Umsatzes	11,1	11,4	5,9	6,7	5,2
Aktie					
Ergebnis je Aktie in € (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	4,42	3,07	-1,16	1,15	1,12
Eigenkapital ⁶⁾ je Aktie (in €)	21,19	21,86	18,76	18,33	17,54
Höchstkurs (in €)	30,47	29,36	25,11	19,52	14,71
Tiefstkurs (in €)	18,19	21,13	12,88	13,80	11,94
Jahresendkurs ⁷⁾ (in €)	29,23	22,94	16,67	14,09	13,42
Dividende je Aktie ⁸⁾ (in €)	1,50	1,50	1,00	1,10	0,60
Dividendensumme	2.858	2.858	1.905	2.097	1.145
Marktkapitalisierung ^{7), 9)} (in Mrd €)	55,7	43,7	31,8	26,9	25,6
Langfristiges Rating der E.ON SE					
Moody's	A2	A2	A3	A3	A3
Standard & Poor's	A	A	A	A-	A-
Mitarbeiter					
Mitarbeiter (31. Dezember)	85.108	85.105	78.889	72.083	62.239

1) um nicht fortgeführte Aktivitäten angepasste Werte · 2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte · 3) ab 2010 Ausweis auf Basis der Stichtagsbetrachtung · 4) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten · 5) Verhältnis zwischen wirtschaftlicher Netto-Verschuldung und EBITDA · 6) Anteil der Gesellschafter der E.ON SE · 7) Ende Dezember · 8) für das jeweilige Geschäftsjahr, Vorschlag für 2013 · 9) auf Basis ausstehender Aktien

Rechtlich zurechenbare Kraftwerksleistung												
31. Dezember in MW	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		E.ON-Konzern	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Kernenergie	5.403	5.403	-	-	-	-	-	-	-	-	5.403	5.403
Braunkohle	500	852	-	-	-	-	-	-	-	-	500	852
Steinkohle	5.279	5.661	-	-	-	-	-	-	-	-	5.279	5.661
Erdgas	3.637	3.637	-	-	484	721	-	-	-	-	4.121	4.358
Öl	1.003	1.003	-	-	101	112	-	-	-	-	1.104	1.115
Wasserkraft	-	-	1.904	2.010	7	22	-	-	-	-	1.911	2.032
Windkraft	-	-	168	196	-	-	-	-	-	-	168	196
Sonstige	-	24	-	-	32	357	-	-	-	-	32	381
Inland	15.822	16.580	2.072	2.206	624	1.212	-	-	-	-	18.518	19.998
Kernenergie	2.799	2.782	-	-	-	-	-	-	-	-	2.799	2.782
Braunkohle	-	-	-	-	-	-	29	79	1.263	1.276	1.292	1.355
Steinkohle	6.993	10.649	-	-	-	-	-	-	-	-	6.993	10.649
Erdgas	12.590	13.239	-	-	-	-	1.353	1.509	7.050	7.041	20.993	21.789
Öl	1.727	3.138	-	-	-	-	-	-	-	-	1.727	3.138
Wasserkraft	-	-	3.028	3.022	-	-	31	43	-	-	3.059	3.065
Windkraft	-	-	4.558	4.430	-	-	1	1	-	-	4.559	4.431
Sonstige	-	-	916	161	-	-	234	254	-	-	1.150	415
Ausland	24.109	29.808	8.502	7.613	-	-	1.648	1.886	8.313	8.317	42.572	47.624
Summe	39.931	46.388	10.574	9.819	624	1.212	1.648	1.886	8.313	8.317	61.090	67.622

Voll konsolidierte Kraftwerksleistung												
31. Dezember in MW	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		E.ON-Konzern	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Kernenergie	5.746	5.746	-	-	-	-	-	-	-	-	5.746	5.746
Braunkohle	900	1.252	-	-	-	-	-	-	-	-	900	1.252
Steinkohle	5.219	5.600	-	-	-	-	-	-	-	-	5.219	5.600
Erdgas	4.210	4.210	-	-	81	508	-	-	-	-	4.291	4.718
Öl	1.003	1.003	-	-	101	120	-	-	-	-	1.104	1.123
Wasserkraft	-	-	2.072	2.244	10	13	-	-	-	-	2.082	2.257
Windkraft	-	-	203	226	-	-	-	-	-	-	203	226
Sonstige	-	-	-	-	32	374	-	-	-	-	32	374
Inland	17.078	17.811	2.275	2.470	224	1.015	-	-	-	-	19.577	21.296
Kernenergie	2.511	2.511	-	-	-	-	-	-	-	-	2.511	2.511
Braunkohle	-	-	-	-	-	-	19	69	1.509	1.524	1.528	1.593
Steinkohle	6.993	10.649	-	-	-	-	-	-	-	-	6.993	10.649
Erdgas	12.333	13.305	-	-	-	-	1.323	1.478	8.419	8.408	22.075	23.191
Öl	2.028	3.439	-	-	-	-	-	-	-	-	2.028	3.439
Wasserkraft	-	-	2.808	2.832	-	-	31	55	-	-	2.839	2.887
Windkraft	-	-	4.179	4.269	-	-	-	-	-	-	4.179	4.269
Sonstige	-	-	845	100	-	-	234	274	-	-	1.079	374
Ausland	23.865	29.904	7.832	7.201	-	-	1.607	1.876	9.928	9.932	43.232	48.913
Summe	40.943	47.715	10.107	9.671	224	1.015	1.607	1.876	9.928	9.932	62.809	70.209

Strombeschaffung																
in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Eigenerzeugung	146,7	160,7	29,2	28,6	-	-	1,3	3,4	5,0	6,2	63,0	64,2	-	-	245,2	263,1
Bezug	28,3	28,1	6,3	8,0	540,3	565,2	163,6	180,5	142,7	148,9	4,5	4,6	-408,3	-437,4	477,4	497,9
Gemeinschaftskraftwerke	12,7	11,8	1,1	2,2	-	-	0,2	0,3	-	-	-	-	-	-	14,0	14,3
Globaler Handel/Fremde	15,6	16,3	5,2	5,8	540,3	565,2	163,4	180,2	142,7	148,9	4,5	4,6	-408,3	-437,4	463,4	483,6
Summe	175,0	188,8	35,5	36,6	540,3	565,2	164,9	183,9	147,7	155,1	67,5	68,8	-408,3	-437,4	722,6	761,0
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-1,8	-2,2	-1,0	-1,0	-	-	-4,5	-5,4	-8,7	-9,2	-2,2	-2,3	-	-	-18,2	-20,1
Stromabsatz	173,2	186,6	34,5	35,6	540,3	565,2	160,4	178,5	139,0	145,9	65,3	66,5	-408,3	-437,4	704,4	740,9

Stromabsatz																
in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	0,2	0,2	-	-	21,6	23,9	53,1	55,9	-	-	-	-	74,9	80,0
Industrie- und Geschäftskunden	3,5	3,7	-	-	-	-	26,1	34,1	71,9	72,2	-	-	-0,4	-0,6	101,1	109,4
Vertriebspartner	22,9	24,5	8,0	8,1	-	-	75,6	88,8	0,7	0,7	-	-	-4,4	-5,0	102,8	117,1
Kundengruppen	26,4	28,2	8,2	8,3	-	-	123,3	146,8	125,7	128,8	-	-	-4,8	-5,6	278,8	306,5
Großhandelsmarkt/Globaler Handel	146,8	158,4	26,3	27,3	540,3	565,2	37,1	31,7	13,3	17,1	65,3	66,5	-403,5	-431,8	425,6	434,4
Summe	173,2	186,6	34,5	35,6	540,3	565,2	160,4	178,5	139,0	145,9	65,3	66,5	-408,3	-437,4	704,4	740,9

Gasabsatz										
	Globaler Handel		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
in Mrd kWh	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	29,2	26,0	97,4	100,0	-	-	126,6	126,0
Industrie- und Geschäftskunden	6,2	6,9	111,5	132,8	49,7	49,8	-3,8	-5,0	163,6	184,5
Vertriebspartner	26,9	25,6	296,0	302,0	0,0	0,1	-24,3	-24,3	298,6	303,4
Kundengruppen	33,1	32,5	436,7	460,8	147,1	149,9	-28,1	-29,3	588,8	613,9
Deutschland	463,7	473,2	-	-	-	-	-463,7	-473,2	-	-
Ausland	59,4	90,6	-	-	-	-	-10,3	-31,2	49,1	59,4
Großhandelsmarkt/Globaler Handel	696,6	703,2	37,4	46,1	16,8	19,9	-297,0	-280,4	453,8	488,8
Summe	1.252,8	1.299,5	474,1	506,9	163,9	169,8	-799,1	-814,1	1.091,7	1.162,1

Finanzglossar

Anleihe

Inhaberschuldverschreibung, die das Recht auf Rückzahlung des Nennwertes zuzüglich einer Verzinsung verbrieft. Anleihen werden von der „öffentlichen Hand“, von Kreditinstituten oder Unternehmen begeben und über Banken verkauft. Sie dienen dem Emittenten zur mittel- und langfristigen Finanzierung durch Fremdkapital.

At-equity-Bilanzierung

Verfahren zur Berücksichtigung von Beteiligungsgesellschaften, die nicht auf Basis einer Vollkonsolidierung mit allen Aktiva und Passiva in den Konzernabschluss einbezogen werden. Hierbei wird der Beteiligungsbuchwert um die Entwicklung des anteiligen Eigenkapitals der Beteiligung fortgeschrieben. Diese Veränderung geht in die Gewinn- und Verlustrechnung der Eigentümergesellschaft ein.

Beeinflussbare Kosten

Mit dieser Kennzahl messen wir die operativen Kosten, die durch das Management maßgeblich steuerbar sind. Sie beinhaltet Teile des Materialaufwands (insbesondere Instandhaltungskosten und Aufwendungen für bezogene Waren), Teile der sonstigen betrieblichen Erträge und Aufwendungen und den Großteil des Personalaufwands.

Beta-Faktor

Maß für das relative Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum Gesamtmarkt (Beta größer 1 = höheres Risiko, Beta kleiner 1 = niedrigeres Risiko).

Capital Employed

Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Kapital wider. Bei der Ermittlung wird das unverzinslich zur Verfügung stehende Kapital von den betrieblich gebundenen lang- und kurzfristigen Vermögenswerten der Geschäftsfelder abgezogen. Hierbei werden die übrigen Beteiligungen nicht zu Marktwerten, sondern zu ihren Anschaffungskosten angesetzt.

Commercial Paper (CP)

Kurzfristige Schuldverschreibungen von Unternehmen und Kreditinstituten. CP werden im Regelfall auf abgezinster Basis emittiert. Die Rückzahlung erfolgt dann zum Nennbetrag.

Contractual Trust Arrangement (CTA)

Treuhandmodell für die Finanzierung von Pensionsrückstellungen. Im Rahmen des CTA überträgt das Unternehmen sicherungshalber für die Erfüllung seiner Pensionsverpflichtungen Vermögen auf einen unabhängigen und rechtlich selbstständigen Treuhänder.

Credit Default Swap (CDS)

Finanzinstrument zur Absicherung von Ausfallrisiken bei Krediten, Anleihen oder Schuldnernamen.

Debt Factor

Verhältnis von wirtschaftlicher Netto-Verschuldung zu EBITDA. Der Debt Factor dient als Steuerungsgröße für die Kapitalstruktur.

Debt-Issuance-Programm

Vertraglicher Rahmen und Musterdokumentation für die Begebung von Anleihen im In- und Ausland.

EBIT

Das von E.ON verwendete EBIT (Earnings before Interest and Taxes) ist ein bereinigtes Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern. Bereinigt werden im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben (vergleiche neutrales Ergebnis).

EBITDA

Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – entspricht dem von E.ON verwendeten EBIT vor Abschreibungen beziehungsweise Amortisation. Das EBITDA ist unsere wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte.

Eigenkapitalverzinsung

Bei der Eigenkapitalverzinsung handelt es sich um die Verzinsung, die ein Eigenkapitalinvestor aus der Anlage (hier: in E.ON-Aktien) erhält. Diese Verzinsung berechnet sich nach Unternehmenssteuern, aber vor der individuellen Besteuerung auf Ebene des Investors.

Equity-Bewertung

(siehe At-equity-Bilanzierung)

Fair Value

Wert, zu dem Vermögensgegenstände, Schulden und derivative Finanzinstrumente zwischen sachverständigen, vertragswilligen und voneinander unabhängigen Geschäftspartnern gehandelt würden.

Finanzderivate

Vertragliche Vereinbarungen, die sich auf einen Basiswert (zum Beispiel Referenzzinssätze, Wertpapierpreise, Rohstoffpreise etc.) und einen Nominalbetrag (zum Beispiel Fremdwährungsbetrag, bestimmte Anzahl von Aktien etc.) beziehen.

Geschäfts- oder Firmenwert (Goodwill)

Im Konzernabschluss aus der Kapitalkonsolidierung nach Auflösung stiller Reserven/Lasten resultierender Wert aus der Aufrechnung des Beteiligungsbuchwertes der Muttergesellschaft mit dem anteiligen Eigenkapital der Tochtergesellschaft.

Grundkapital

Aktienkapital einer Aktiengesellschaft, entspricht zahlenmäßig dem Nennwert aller ausgegebenen Aktien. In der Bilanz wird es als gezeichnetes Kapital auf der Passivseite ausgewiesen.

Impairment-Test

Werthaltigkeitsprüfung, bei der der Buchwert eines Vermögensgegenstands mit seinem erzielbaren Betrag (Fair Value) verglichen wird. Für den Fall, dass der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet, ist eine außerplanmäßige Abschreibung (Impairment) auf den Vermögensgegenstand vorzunehmen. Von besonderer Bedeutung für Firmenwerte (Goodwill), die mindestens einmal jährlich einem solchen Impairment-Test zu unterziehen sind.

International Financial Reporting Standards (IFRS)

Internationale Rechnungslegungsvorschriften, die aufgrund der Verordnung des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates von kapitalmarktorientierten EU-Unternehmen anzuwenden sind.

Investitionen

Zahlungswirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung.

Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung dient der Ermittlung und Darstellung des Zahlungsmittelflusses, den ein Unternehmen in einem Geschäftsjahr aus laufender Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit erwirtschaftet oder verbraucht hat.

Kapitalkosten

Kapitalkosten für das eingesetzte Kapital werden als gewichteter Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten ermittelt (Weighted-Average Cost of Capital, WACC). Eigenkapitalkosten entsprechen der Rendite, die Anleger bei einer Investition in Aktien erwarten. Die Fremdkapitalkosten orientieren sich an den Marktkonditionen für Kredite und Anleihen. In den Fremdkapitalkosten wird berücksichtigt, dass Fremdkapitalzinsen steuerlich abzugsfähig sind (Tax Shield).

Kaufpreisverteilung

Aufteilung des Kaufpreises nach einer Unternehmensakquisition auf die einzelnen Vermögensgegenstände und Schulden.

Konsolidierung

Der Konzernabschluss wird so aufgestellt, als ob alle Konzernunternehmen ein rechtlich einheitliches Unternehmen bilden. Alle Aufwendungen und Erträge sowie Zwischenergebnisse aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen Transaktionen zwischen den Konzernunternehmen werden durch Aufrechnung (Aufwands- und Ertrags- sowie Zwischenergebniskonsolidierung) eliminiert. Beteiligungen an Konzernunternehmen werden gegen deren Eigenkapital aufgerechnet (Kapitalkonsolidierung) und alle konzerninternen Forderungen und Verbindlichkeiten eliminiert (Schuldenkonsolidierung), da solche Rechtsverhältnisse innerhalb einer juristischen Person nicht existieren. Aus der Summierung und Konsolidierung der verbleibenden Posten der Jahresabschlüsse ergeben sich die Konzernbilanz und die Konzern-Gewinn- und Verlustrechnung.

Nachhaltiger Konzernüberschuss

Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Anteilen ohne beherrschenden Einfluss, die um außergewöhnliche Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen – neben den Effekten aus der Marktbewertung von Derivaten – Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss). Darüber hinaus werden außergewöhnliche Steuereffekte und das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten beim nachhaltigen Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Netto-Finanzposition

Saldo aus einerseits liquiden Mitteln und langfristigen Wertpapieren sowie andererseits Finanzverbindlichkeiten (einschließlich der Effekte aus der Währungssicherung) gegenüber Kreditinstituten und Dritten sowie aus Beteiligungsverhältnissen.

Neutrales Ergebnis

Das neutrale Ergebnis enthält Geschäftsvorfälle, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben. Hierzu zählen vor allem Buchgewinne und -verluste aus größeren Desinvestitionen sowie Restrukturierungsaufwendungen (vergleiche EBIT).

Nicht fortgeführte Aktivitäten

Abgrenzbare Geschäftseinheiten, die zum Verkauf bestimmt sind oder bereits veräußert wurden. Sie unterliegen besonderen Ausweisregeln.

Operativer Cashflow

Aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten erwirtschafteter Mittelzufluss/-abfluss.

Option

Recht, den zugrunde liegenden Optionsgegenstand (beispielsweise Wertpapiere oder Devisen) zu einem vorweg fest vereinbarten Preis (Basispreis) zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise in einem bestimmten Zeitraum vom Kontrahenten (Stillhalter) zu kaufen (Kaufoption/Call) oder an ihn zu verkaufen (Verkaufsoption/Put).

Profit at Risk (PaR)

Risikomaß, das die potenzielle negative Abweichung von der erwarteten Marge aufgrund von Marktpreisveränderungen angibt, die mit einer gegebenen Konfidenzwahrscheinlichkeit (zum Beispiel 95 Prozent) über die Haltedauer in Abhängigkeit von der Marktliquidität nicht überschritten wird. Die wesentlichen Marktpreise sind hierbei Strom-, Gas-, Kohle- und CO₂-Preise.

Purchase Price Allocation

(siehe Kaufpreisverteilung)

Rating

Klassifikation kurz- und langfristiger Schuldtitel oder Schuldner entsprechend der Sicherheit der zukünftigen Zins- und Tilgungszahlungen in Bonitätsklassen oder Ratingkategorien. Die Hauptfunktion eines Ratings ist, Transparenz und somit Vergleichbarkeit für Investoren und Gläubiger hinsichtlich des Ausfallrisikos einer Finanzanlage zu schaffen.

ROACE

Return on Average Capital Employed – Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle des operativen Geschäfts. Der ROACE wird als Quotient aus dem EBIT und dem durchschnittlich investierten Kapital (Average Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Vermögen wider.

ROCE

Return on Capital Employed – Renditemaß für die periodische Erfolgskontrolle. Der ROCE wird als Quotient aus dem EBIT und dem investierten Kapital (Capital Employed) berechnet. Das Capital Employed spiegelt das im Konzern gebundene und zu verzinsende Vermögen wider.

Syndizierte Kreditlinie

Von einem Bankenkonsortium verbindlich zugesagte Kreditlinie.

Value Added

Zentraler Indikator für den absoluten Wertbeitrag einer Periode. Als Residualgewinn drückt er den Erfolgsüberschuss aus, der über die Kosten des Eigen- und Fremdkapitals hinaus erwirtschaftet wird. Der Value Added wird als Produkt von Rendite-Spread (ROACE – Kapitalkosten) und dem durchschnittlichen Kapitaleinsatz (Average Capital Employed) berechnet.

Value at Risk (VaR)

Risikomaß, das den potenziellen Verlust angibt, den ein Portfolio mit einer gegebenen Konfidenzwahrscheinlichkeit (zum Beispiel 99 Prozent) über eine bestimmte Haltedauer (zum Beispiel einen Tag) nicht überschreiten wird. Aufgrund von Korrelationen zwischen einzelnen Transaktionen ist das Risiko eines Portfolios in der Regel geringer als die Summe der individuellen Risiken.

Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste

Die versicherungsmathematische Berechnung der Pensionsrückstellungen beruht im Wesentlichen auf zu prognostizierenden Parametern (wie zum Beispiel den Lohn- und Rententwicklungen). Wenn sich die tatsächlichen Entwicklungen später von den Annahmen unterscheiden, resultieren daraus versicherungsmathematische Gewinne oder Verluste.

Werthaltigkeitsprüfung

(siehe Impairment-Test)

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

Kennziffer, die die Netto-Finanzposition um die Pensionsrückstellungen und die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen erweitert, wobei Vorauszahlungen an den schwedischen Nuklearfonds abgezogen werden.

Working Capital

Finanzkennzahl, die sich aus den kurzfristigen operativen Vermögenswerten abzüglich der kurzfristigen operativen Verbindlichkeiten ergibt.

Weitere Informationen

E.ON SE
E.ON-Platz 1
40479 Düsseldorf

T 02 11-45 79-0
F 02 11-45 79-5 01
info@eon.com
www.eon.com

Für Journalisten
T 02 11-45 79-4 53
presse@eon.com

Für Analysten und Aktionäre
T 02 11-45 79-3 45
investorrelations@eon.com

Für Anleiheinvestoren
T 02 11-45 79-5 63
creditorrelations@eon.com

Produktion:

Satz:

Druck:

Jung Produktion, Düsseldorf
Addon Technical Solutions, Düsseldorf
Werbedruck GmbH Horst Schreckhase, Spangenberg



Das für diesen Geschäftsbericht verwendete Papier wurde aus Zellstoffen hergestellt, die aus verantwortungsvoll bewirtschafteten und gemäß den Bestimmungen des Forest Stewardship Council zertifizierten Forstbetrieben stammen.

Finanzkalender

30. April 2014	Hauptversammlung 2014
13. Mai 2014	Zwischenbericht Januar – März 2014
13. August 2014	Zwischenbericht Januar – Juni 2014
12. November 2014	Zwischenbericht Januar – September 2014
11. März 2015	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2014
7. Mai 2015	Hauptversammlung 2015
7. Mai 2015	Zwischenbericht Januar – März 2015
12. August 2015	Zwischenbericht Januar – Juni 2015
11. November 2015	Zwischenbericht Januar – September 2015

