

2015

Januar Februar März

April Mai Juni

Juli August September

Oktober November Dezember

2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen ¹⁾			
1.-3. Quartal	2015	2014	+/- %
Stromabsatz ²⁾	578,0 Mrd kWh	557,4 Mrd kWh	+4
Gasabsatz ²⁾	1.276,7 Mrd kWh	720,7 Mrd kWh	+76
Umsatz	84.301 Mio €	80.538 Mio €	+5
EBITDA ³⁾	5.361 Mio €	6.528 Mio €	-18
EBIT ³⁾	2.924 Mio €	3.846 Mio €	-24
Nachhaltiger Konzernüberschuss ³⁾	962 Mio €	1.373 Mio €	-30
Investitionen	2.659 Mio €	3.110 Mio €	-15
Operativer Cashflow ⁴⁾	5.741 Mio €	7.439 Mio €	-23
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (30.9. bzw. 31.12.)	28.123 Mio €	33.394 Mio €	-16
Mitarbeiter (30.9. bzw. 31.12.)	56.749	58.811	-4
Anzahl ausstehender Aktien in Mio Stück (30.9. bzw. 31.12.)	1.952	1.933	+1

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) weitere Informationen auf den Seiten 46 und 47 unter „Energiewirtschaftliche Tabellen“
3) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Kurz-Glossar unten)
4) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

Kurz-Glossar

EBITDA Wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Unser EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) ist ein bereinigtes Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis, Steuern und Abschreibungen. Bereinigt werden im Wesentlichen solche Aufwendungen und Erträge, die einmaligen beziehungsweise seltenen Charakter haben.

EBIT Unser 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.

Investitionen Zahlungswirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung.

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.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung Kennziffer, die die Netto-Finanzposition um die Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen (ohne Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement) sowie um die Pensionsrückstellungen und die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbaupflichtungen erweitert, wobei Vorauszahlungen an den schwedischen Nuklearfonds abgezogen werden.

1. Januar bis 30. September 2015

- EBITDA und nachhaltiger Konzernüberschuss erwartungsgemäß unter den Vorjahreswerten
- Erwartungen zur langfristigen Entwicklung von Preisen und Rahmenbedingungen führen zu erheblichen Wertberichtigungen
- Wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 5,3 Mrd € gesunken
- Prognose für EBITDA und nachhaltigen Konzernüberschuss für das Jahr 2015 bestätigt

Inhalt

- 4 Brief des Vorstandsvorsitzenden
- 5 E.ON-Aktie
- 6 Zwischenlagebericht
 - 6 Grundlagen des Konzerns
 - 7 Wirtschaftsbericht
 - 7 Branchenbezogene Rahmenbedingungen
 - 10 Geschäftsverlauf
 - 12 Ertragslage
 - 17 Finanzlage
 - 19 Vermögenslage
 - 20 Mitarbeiter
 - 20 Nachtragsbericht
 - 21 Prognosebericht
 - 22 Risikobericht
 - 24 Chancenbericht
- 25 Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht
- 26 Verkürzter Zwischenabschluss
 - 26 Gewinn- und Verlustrechnung
 - 27 Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
 - 28 Bilanz
 - 29 Kapitalflussrechnung
 - 30 Entwicklung des Konzerneigenkapitals
 - 32 Anhang
- 46 Energiewirtschaftliche Tabellen
- 49 Finanzkalender

4

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

im ganzen E.ON-Konzern wird mit voller Kraft an der Umsetzung unserer Strategie gearbeitet. Die Aufteilung unserer Aktivitäten in E.ON und Uniper kommt zügig voran. Und wir sind weiter zuversichtlich, den ehrgeizigen Zeitplan einhalten zu können. E.ON wird sich wie geplant auf Kundenlösungen, Erneuerbare Energien und Netze konzentrieren. Uniper bietet das konventionelle Portfolio mit einem starken Akzent auf Gaskraftwerken und globalem Energiehandel. Und das schon ab Januar 2016. Dafür sind jetzt praktisch alle Voraussetzungen geschaffen. In Großbritannien und Schweden gibt es bereits seit dem 1. Oktober jeweils operative Uniper-Unternehmen. Auch die Zuordnung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter zu E.ON und Uniper ist fast abgeschlossen.

Auch mit der Entscheidung vom September, die deutschen Kernenergie-Aktivitäten als „PreussenElektra“ unter dem Dach von E.ON zu belassen, schreiten wir im Projektplan zeitlich unverändert voran. Wir haben zum richtigen Zeitpunkt das Richtige getan, um unser Projekt nicht durch absehbare politische Entscheidungen zu gefährden. Inzwischen hat das Bundeskabinett das sogenannte Nachhaftungsgesetz beschlossen. Zeitgleich hat die Bundesregierung entschieden, eine Kommission einzusetzen, die für die Finanzierung der Kernenergieverpflichtungen eine langfristig tragfähige Lösung suchen soll, ohne die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der betroffenen Unternehmen zu gefährden. Die Kommission soll bis Ende Februar ein Konzept vorlegen. Für uns steht fest: Staat und Unternehmen sind gemeinsam in die friedliche Nutzung der Kernenergie in Deutschland eingestiegen, und sie tragen jetzt auch eine gemeinsame Verantwortung für den Ausstieg. Und für E.ON sage ich noch einmal, dass wir unseren Teil der Verantwortung übernehmen werden. Ihre E.ON-Aktie, verehrte Aktionäre, war in den vergangenen Wochen auf Berg- und Talfahrt. Medienspekulationen um angeblich nicht ausreichende Rückstellungen für Verpflichtungen aus der Kernenergie und eine allgemeine Unsicherheit über die politischen Rahmenbedingungen in Deutschland belasteten die Kursentwicklung stark. Mitte Oktober stand fest, dass wir den Stresstest bestanden haben. Das Bundeswirtschaftsministerium hat klargestellt, dass es keine Beanstandungen an der Bilanzierungspraxis der Unternehmen gibt, die zugrunde gelegte Kostenbasis richtig kalkuliert und die Rückstellungshöhe angemessen ist. Die von den Gutachtern errechneten Sensitivitäten zeigen – abhängig von angelegten Zinssätzen und Kostensteigerungen – eine erhebliche Spannweite auf. Im günstigsten Fall sind die Rückstellungen der Betreiberunternehmen erheblich überdimensioniert. Im Falle eines über Jahrzehnte andauernden Nullzinsniveaus ergäbe sich ein deutlicher Nachfinanzierungsbedarf. Dieses Extremszenario wurde vom Bundeswirtschaftsministerium jedoch als sehr unwahrscheinlich bewertet. Die klaren Aussagen der Bundesregierung zum Stresstest haben auch dazu geführt, dass die jüngsten Kursverluste teilweise aufgeholt werden konnten. Die erfolgreich abgeschlossene Vereinbarung zur Veräußerung unseres norwegischen Explorations- und Produktionsgeschäfts hat zusätzlich positive Impulse für die E.ON-Aktie geschaffen.

Das operative Geschäft Ihrer E.ON verlief in den ersten neun Monaten weit weniger volatil als der Aktienkurs. Unser EBITDA von 5,4 Mrd € und der operative Cashflow von 5,7 Mrd € liegen zwar jeweils deutlich unter den Vorjahreswerten. Sie bewegen sich aber im Rahmen der Erwartungen für das Gesamtjahr 2015, die wir bereits Anfang des Jahres geäußert hatten. Die wirtschaftliche Netto-Verschuldung haben wir per Ende September deutlich um rund 5 Mrd € auf nun 28,1 Mrd € zurückgeführt. Die Ertragslage im dritten Quartal war aber insbesondere durch außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von über 8 Mrd € geprägt. Der Anlass für die Wertminderungen beruhte im Wesentlichen auf aktualisierten Annahmen zur langfristigen Entwicklung von Strom- und Primärenergiepreisen sowie der politischen Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die erwartete Profitabilität. Der Erlös aus dem Verkauf des norwegischen Gas- und Ölfördergeschäfts an DEA Deutsche Erdoel wird im vierten Quartal erwartet und dann einen weiteren positiven Cash-Effekt haben. Und unsere drei großen Projekte Amrumbank West und Humber Gateway (zwei Nordsee-Windparks, zusammen rund 500 MW) sowie Berezovskaya 3 in Russland (Kohlekraftwerk, 800 MW) sind umgesetzt und liefern ihre vollen Beiträge. Die beiden Windparks werden künftig E.ON-Assets, das Großkraftwerk bei Krasnojarsk wird Uniper zugeordnet. Beide Unternehmen erhalten somit neue profitable Anlagen, die ihre jeweilige Ausrichtung optimal unterstützen.

Die Zahlen nach neun Monaten lagen im Rahmen der Erwartungen. Ich bin sicher, dass die operative Kraft Ihres Unternehmens noch deutlicher zum Tragen kommt, wenn E.ON und Uniper sich ab dem nächsten Jahr zu zwei schlagkräftigen Einheiten auf ihren Märkten formiert haben. E.ON wird dann konzentriert in die neue Energiewelt aufbrechen, und Uniper hat die besten Voraussetzungen, ein führendes Unternehmen in der klassischen Energiewelt zu sein. In diesen Wochen stellen wir dafür entscheidende Weichen.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teysen

E.ON-Aktie

Am Ende des dritten Quartals 2015 lag der Kurs der E.ON-Aktie (inklusive wiederangelegter Dividende) um 44 Prozent unter dem Kurs zum Jahresende 2014 und entwickelte sich damit schlechter als der Branchenindex STOXX Utilities (-5 Prozent) und als der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (+1 Prozent).

In den ersten neun Monaten 2015 stieg der Börsenumsatz an E.ON-Aktien trotz niedrigerer Durchschnittskurse aufgrund deutlich höherer gehandelter Stückzahlen um 18 Prozent auf 27,1 Mrd € gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreszeitraum.

Im Jahr 2015 hatten unsere Aktionäre die Möglichkeit, ihren Dividendenanspruch entweder in bar zu erhalten oder teilweise gegen E.ON-Aktien zu tauschen. Aufgrund einer Annahmquote von rund 37 Prozent wurden über 19 Mio eigene Aktien ausgegeben, sodass sich die Anzahl ausstehender Aktien bereits zum 30. Juni 2015 auf 1.952 Mio erhöhte.

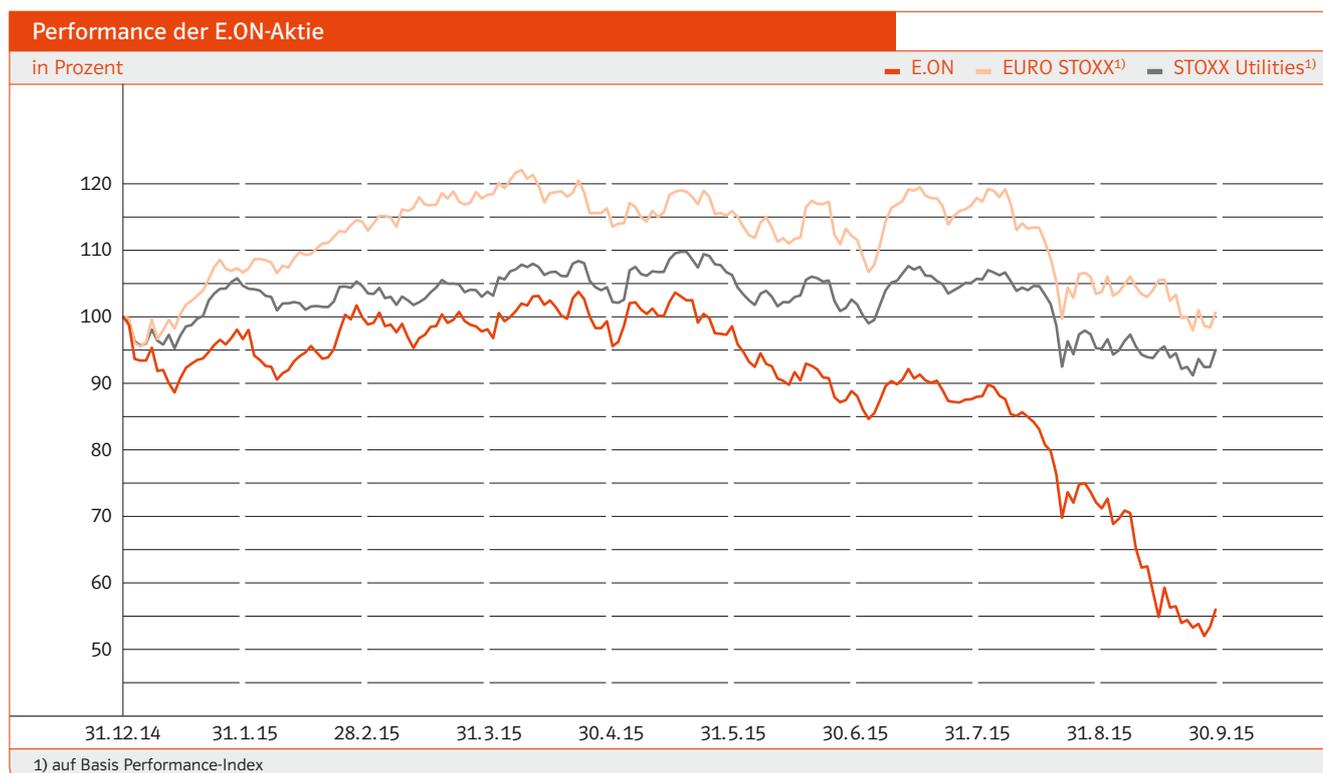
Aktuelle Informationen zur E.ON-Aktie finden Sie auf unserer Website unter www.eon.com.

E.ON-Aktie		
	30.9.2015	31.12.2014
Anzahl ausstehender Aktien in Mio	1.952	1.933
Schlusskurs in €	7,68	14,20
Marktkapitalisierung in Mrd € ¹⁾	15,0	27,4

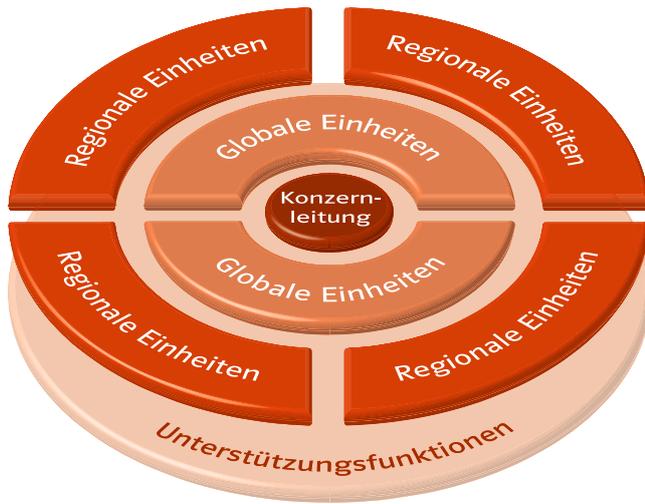
1) auf Basis ausstehender Aktien

Kurse und Umsätze		
1.-3. Quartal	2015	2014
Höchstkurs in € ¹⁾	14,74	15,31
Tiefstkurs in € ¹⁾	7,13	12,93
Umsatz E.ON-Aktien ²⁾ in Mio Stück	2.260,8	1.651,8
in Mrd €	27,1	23,0

1) Xetra
2) Quelle: Bloomberg, alle deutschen Börsen



6 Zwischenlagebericht



Grundlagen des Konzerns

Geschäftsmodell

E.ON ist ein bedeutendes privates Energieunternehmen. Der Konzern wird von der Konzernleitung in Düsseldorf geführt und ist in globale und regionale Einheiten gegliedert.

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 Stakeholdermanagement.

Alle Funktionen, die wertvolle Unterstützung für unser Kerngeschäft leisten und nicht ortsgebunden sind, sind funktional organisiert: IT, Einkauf, Personalwesen, Versicherung, Beratung sowie kaufmännische Steuerungssysteme. So erzielen wir Synergieeffekte und profitieren vom Fachwissen, das länderübergreifend in unserem Konzern vorhanden ist.

Änderungen in der Berichterstattung

Im Zuge der geplanten Veräußerung unserer Aktivitäten in Italien und Spanien hatten wir unsere dortigen regionalen Einheiten nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 seit dem vierten Quartal 2014 als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesen. Die Erzeugungsaktivitäten in Italien und Spanien sind dagegen bis zum Abgang in der Berichterstattung 2014 und 2015 enthalten. Die Transaktionen hinsichtlich unserer Aktivitäten in Spanien und der Erzeugungsaktivitäten in Italien wurden inzwischen abgeschlossen. Nach strategischer

Überprüfung des Strom- und Gasvertriebs in Italien hat E.ON Anfang August 2015 entschieden, dieses Geschäft weiterzuentwickeln. Für das Jahr 2015 und rückwirkend für das Jahr 2014 werden deshalb ab dem dritten Quartal 2015 nur noch die Zahlen – auch die energiewirtschaftlichen Angaben – um die Beiträge der regionalen Einheit Spanien bereinigt und deren Geschäftsentwicklung wird nicht mehr kommentiert. Ferner werden die Nordseeaktivitäten der Einheit Exploration & Produktion als Abgangsgruppe ausgewiesen. Darüber hinaus wurde das Handelsgeschäft im Bereich Großkunden von der regionalen Einheit Deutschland an die Einheit Globaler Handel übertragen. Die Vorjahreszahlen wurden entsprechend angepasst.

Die globalen Einheiten

Vier globale Einheiten sind für Erzeugung, Erneuerbare Energien, globalen Handel und Exploration & Produktion verantwortlich. Darüber hinaus sind die Projektmanagement- und Engineering-Kompetenzen des Konzerns in der globalen Einheit Technologien gebündelt, um den Neubau sowie den Betrieb bestehender Anlagen überall dort zu unterstützen, wo E.ON aktiv ist. Darüber hinaus verantwortet diese Einheit die konzernweiten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten.

Erzeugung

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

Erneuerbare Energien

Auch unsere weltweiten Aktivitäten im Bereich Erneuerbare Energien – Wasser- und Windkraft sowie Fotovoltaik – steuern wir global.

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 Aktivitäten auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarkts, wie zum Beispiel Pipelines, Langfristlieferverträge oder Speicher.

Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist in den Fokusregionen britische und norwegische Nordsee sowie Russland aktiv.

Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa – einschließlich dezentraler Erzeugung – wird von insgesamt zehn regionalen Einheiten operativ gesteuert. Dazu zählen neben dem deutschen Markt Großbritannien, Schweden, Italien, Frankreich, die Niederlande, Ungarn, Tschechien, die Slowakei und Rumänien. Ferner wollen wir in Europa den Bereich dezentrale Energie gezielt ausbauen. Mit der Geschäftseinheit E.ON Connecting Energies konzentrieren wir uns auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen für unsere Kunden. Diese Einheit ordnen wir den weiteren EU-Ländern zu.

Unser als Fokusregion geführtes Stromerzeugungsgeschäft in Russland und unsere Aktivitäten in weiteren Nicht-EU-Ländern – diese beinhalten unser Engagement in der Türkei und in Brasilien – werden als Nicht-EU-Länder zusammengefasst.

Wirtschaftsbericht

Branchenbezogene Rahmenbedingungen

Energiapolitisches Umfeld

Auch in diesem Jahr befasste sich die energiepolitische Debatte vor allem mit der weiteren Umsetzung der Energiewende. Neben der Diskussion um die Ausgestaltung eines Auktionsmodells für Erneuerbare Energien waren Lösungsmöglichkeiten zur Stabilisierung der Versorgungssicherheit, insbesondere der konventionellen Erzeugung, zentraler Bestandteil der Debatte.

Nach dem zuvor konsultierten Grün- und Weißbuch mit Reformüberlegungen zum Strommarkt wurde das Strommarktgesetz Anfang November 2015 auf den parlamentarischen Weg gebracht. Dazu gehören die freie wettbewerbliche Preisbildung, die Stärkung der Bilanzkrestreue, die Integration der Ladeinfrastruktur für Elektromobile in das Stromversorgungssystem, die Erhöhung der Transparenz und die Einbettung des Strommarktes in den europäischen Binnenmarkt. Durch ein fortlaufendes Monitoring soll die Versorgungssicherheit überwacht werden. Es sollen eine Kapazitätsreserve und eine Sicherheitsbereitschaft eingeführt werden, die die Stromversorgung gegen nicht vorhersehbare Ereignisse absichern und dem Klimaschutz dienen, indem sie CO₂-Emissionen aus Braunkohle verringern. Die Netzreserve, die die Stabilität des Stromnetzes sichert, soll weiterentwickelt und entfristet werden. Zusätzlich sollen die Vergütungsregelungen von Redispatch-Maßnahmen und der Netzreserve angepasst werden. Zudem ist eine Neubaureserve von bis zu 2 GW für den Süden von Deutschland ab 2021/22 vorgesehen. Mehr Anbieter sollen Zugang zu den Regelleistungsmärkten bekommen, um so den Wettbewerb auf diesen Märkten zu erhöhen und damit die Kosten für die Verbraucher zu senken.

Branchensituation

Zum Ende des dritten Quartals 2015 lag der Energieverbrauch nach ersten Berechnungen der AG Energiebilanzen mit 333,0 Mio t SKE um rund 2 Prozent über dem des Vorjahres. Der Erdgasverbrauch nahm um 10 Prozent auf 69,6 Mio t SKE zu. Ursache war im Wesentlichen die im Vergleich zum Vorjahr bisher durchschnittlich kühlere Witterung, durch die der Einsatz von Erdgas zur Wärmeerzeugung stieg. Die Erneuerbaren Energien erhöhten ihren Beitrag um insgesamt 9 Prozent auf 40,3 Mio t SKE.

In England, Schottland und Wales wurden in den ersten neun Monaten 2015 mit rund 208 Mrd kWh 2,2 Prozent weniger Strom verbraucht als im Vorjahr. Der Gasverbrauch nahm um 10 Prozent (ohne den Einsatz in Kraftwerken) auf 380 Mrd kWh zu. Dies war auf verschiedene Faktoren, wie zum Beispiel die Witterung und die wirtschaftliche Erholung, zurückzuführen.

In den nordeuropäischen Ländern wurde mit 275,6 Mrd kWh etwas mehr Strom verbraucht als im Vorjahreszeitraum (272,9 Mrd kWh). Die Netto-Stromexporte in Nachbarländer betragen rund 11,1 Mrd kWh im Vergleich zu rund 8,0 Mrd kWh im Vorjahr.

In Ungarn lag der Stromverbrauch nach ersten Schätzungen durch einen höheren Verbrauch von Industriekunden mit 26,7 Mrd kWh um 1,4 Prozent über dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch nahm durch niedrigere durchschnittliche Temperaturen und einen höheren Verbrauch von Industriekunden um 6,8 Prozent auf 8.386 Mio m³ zu.

Der Stromverbrauch in Italien nahm um 1,9 Prozent auf 237,4 Mrd kWh (Vorjahr: 233,0 Mrd kWh) zu. Der Gasverbrauch erhöhte sich aufgrund der gestiegenen Lieferungen an Gaskraftwerke und der temperaturbedingt höheren Abnahme der Haushaltskunden um 8,4 Prozent auf 500,0 Mrd kWh (461,1 Mrd kWh).

In Frankreich wurden bis August mit 316,0 Mrd kWh vor allem durch die niedrigen Temperaturen im Februar 3,4 Prozent mehr Strom verbraucht. Trotz der wirtschaftlichen Erholung der Großindustrie blieb die Nachfrage, bereinigt um die Temperatureffekte, durch geringere Verbräuche der Privat-, Geschäfts- und kleineren Industriekunden auf dem Vorjahresniveau.

In der Russischen Föderation und im russischen Verbundsystem (ohne isolierte Systeme) wurde mit 762,8 Mrd kWh beziehungsweise 746,5 Mrd kWh rund 1 Prozent mehr Strom erzeugt als im Vorjahr. Der Stromverbrauch in Gesamtrossland lag mit 752,9 Mrd kWh auf dem Vorjahresniveau.

8 Zwischenlagebericht

Energiepreisentwicklung

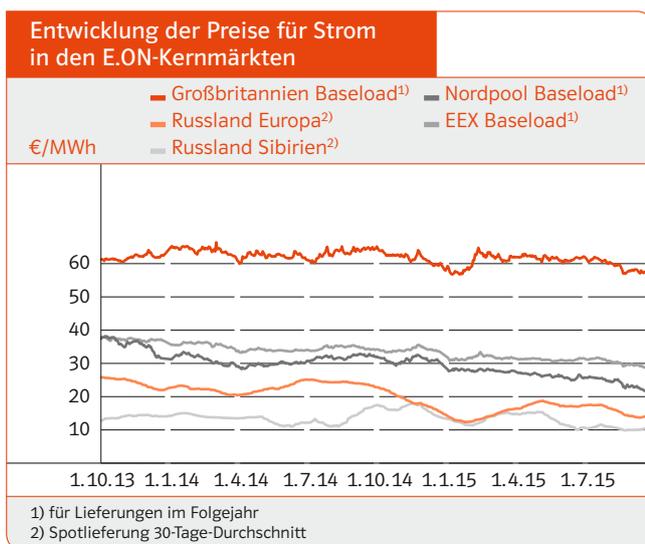
In den ersten drei Quartalen 2015 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa sowie der Strommarkt in Russland von fünf wesentlichen Faktoren beeinflusst:

- 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.

Das Wirtschaftswachstum lag im Berichtszeitraum im Rahmen der Erwartungen und prägte dementsprechend die Entwicklung auf den Rohstoffmärkten und damit auch die Preise für Brennstoffe. Der Euro wies bei unveränderter zinspolitischer Ausrichtung in den USA und der Euro-Zone keine klare Tendenz auf. Der russische Rubel geriet im Zug des erneuten Ölpreisverfalls massiv unter Druck und erreichte ein neues Allzeittief.

Nachfrage aus China. Eine kurze Erholung der Preise Ende August war hauptsächlich durch den Ölpreis getrieben, eine grundlegende Änderung auf dem Markt war damit aber nicht verbunden, zumal die Produzentenseite momentan, aufgrund der gegenüber dem US-Dollar schwachen lokalen Währungen (hauptsächlich des russischen Rubels und des kolumbianischen Pesos), die niedrigen internationalen Preise verkraften kann.

Im dritten Quartal erlebten die Gaspreise an den europäischen Handelsplätzen einen erneuten Preisrückgang und reagierten damit auf den Rückgang der Ölpreise und die insgesamt niedrigen Rohstoffpreise. Die Preise für Lieferungen im Folgejahr fielen ebenfalls weiter und somit schrumpfte auch die Handelsspanne zwischen Sommer- und Winterpreisen. Die Speicherfüllstände lagen, mit Ausnahme von Zentraleuropa und Großbritannien, durch verstärkte Einspeicherungen zum Beginn des Quartals auf einem normalen Level. Die Importe aus Russland und Norwegen waren, abgesehen von einigen geplanten Wartungsmaßnahmen, stabil.



Nach einem recht stabilen zweiten Quartal waren die Ölpreise im Juli und August wieder stark rückläufig und erreichten Mitte August sogar knapp die 40-Dollar-Grenze. Gründe hierfür waren das Nuklearabkommen mit dem Iran, der durch die erwartete Zinserhöhung erstarkte US-Dollar sowie die chinesischen Börsenturbulenzen, die Zweifel an der chinesischen Ölnachfrage nährten. Ende August war allerdings aufgrund des Produktionsrückgangs in den Vereinigten Staaten wieder eine leichte Erholung zu beobachten.

Die Kohlepreise setzten ihren Abwärtstrend im dritten Quartal nach einer kurzen Atempause im zweiten Quartal fort. Treiber waren vor allem der schwache Ölpreis und die rückläufige



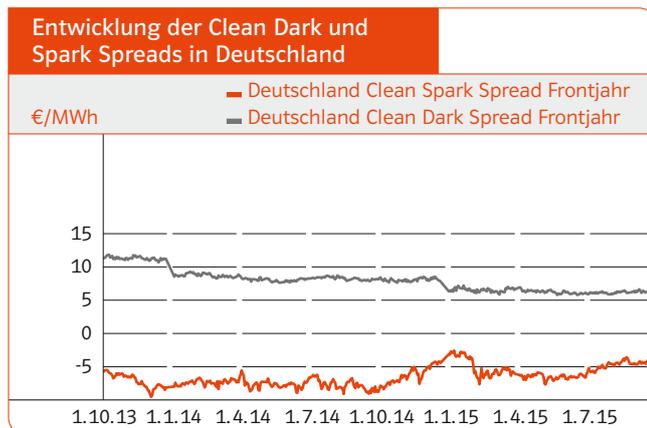
Die Preise für CO₂-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances - EUA) wurden weiterhin hauptsächlich durch politische Diskussionen zur Reform des Emissionshandelssystems beeinflusst. Maßgeblich war hier der Vorschlag der Europäischen Kommission zur Revision der Phase 4, mit der Aufgabe, sich des voraussichtlichen Ungleichgewichts nach 2020 anzunehmen. Darüber hinaus hat der Europäische Rat im September den Vorschlag zur Marktstabilitätsreserve befürwortet und somit steht einer Einführung in Jahr 2019 nichts mehr im Wege.

Die deutschen Strompreise setzten ihren rückläufigen Preistrend auch im dritten Quartal fort. Nach einer kurzen Erholung gegen Ende des zweiten Quartals fielen die Preise für Lieferungen im Folgejahr weiter und erreichten im September sogar ein Zwölfjahrestief. Gründe hierfür waren weiterhin die rückläufigen

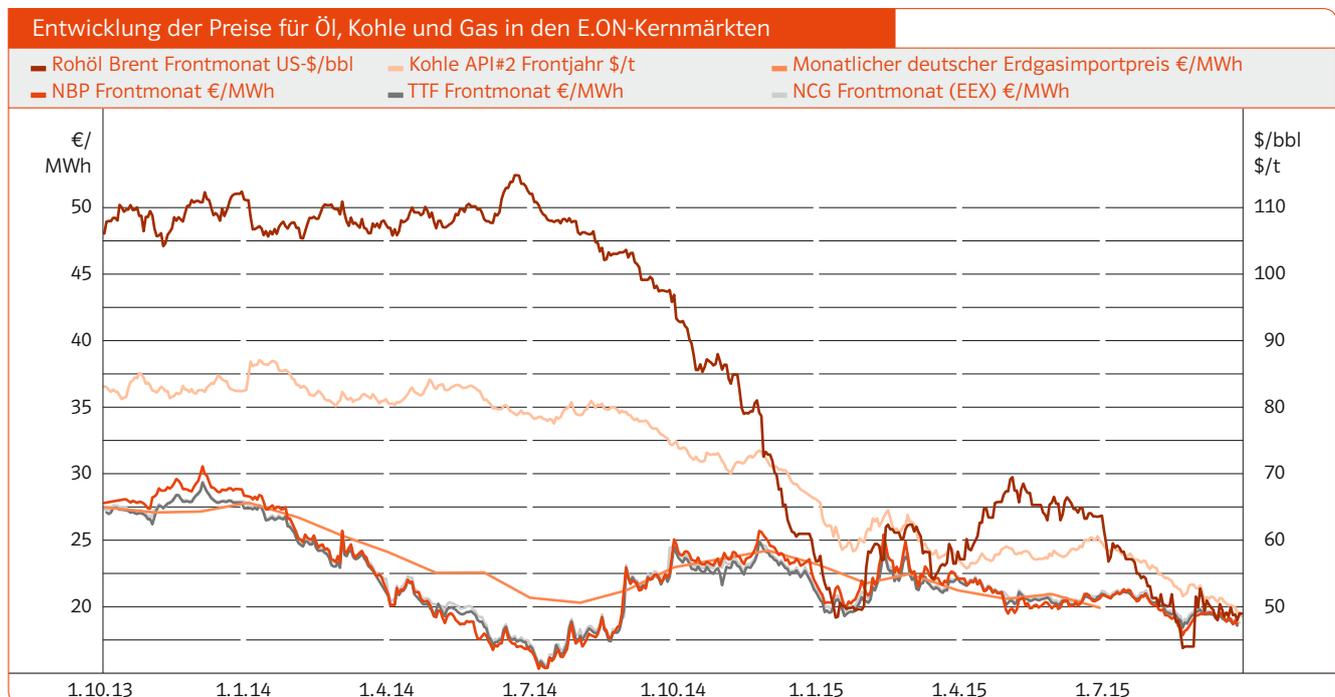
Brennstoffpreise, hauptsächlich für Kohle. Darüber hinaus war der von der Regierung angekündigte Umfang der in die Kapazitätsreserve zu überführenden Braunkohlekapazitäten geringer als erwartet, was zu zusätzlichem Preisdruck führte.

Auch in Großbritannien waren die Preise durch den Rückgang der Brennstoffpreise geprägt. Aufgrund der höheren Steuer auf CO₂-Emissionen und des dadurch bedingten stärkeren Einsatzes von Gaskraftwerken wirkte sich dabei neben dem niedrigen Kohlepreis auch der fallende Gaspreis preissenkend aus.

Die erste Jahreshälfte 2015 war das regenreichste Halbjahr in der nordischen Region seit über 20 Jahren. Die überdurchschnittlichen Regenfälle und die späte Schneeschmelze beeinflussten dementsprechend auch die Preise im dritten Quartal, die sich, mit Ausnahme einer kurzen Erholung im August, weiter abwärts bewegten. Neben den hohen Ständen in den Wasserreservoirs und den niedrigen Preisen für Kohle spielten aber auch wartungsbedingte Exporteinschränkungen eine maßgebliche Rolle. Der durchschnittliche Spotpreis war daher im Juli so niedrig wie seit 15 Jahren nicht mehr.



Die Preise auf dem russischen Strommarkt verzeichneten im dritten Quartal wieder einen leichten Anstieg. In der europäischen Zone war der Haupttreiber die vorab angekündigte Erhöhung der regulierten Gastarife. Der Verbrauch war aufgrund der milden Temperaturen etwas niedriger als üblich, aber aufgrund vermehrter Wartungsaktivitäten in den Kernkraftwerken ging die Erzeugung ebenfalls zurück. Der Preisanstieg in der sibirischen Preiszone war weniger ausgeprägt, da dort hauptsächlich Kohlekraftwerke im Einsatz sind. Die Nachfrageentwicklung bewegte sich im typischen Rahmen, die Erzeugung aus Wasserkraft war nach wie vor relativ hoch. Zusätzlich gab es erneut Restriktionen für den Export in die europäische Zone aufgrund von Wartungsarbeiten am Netz.

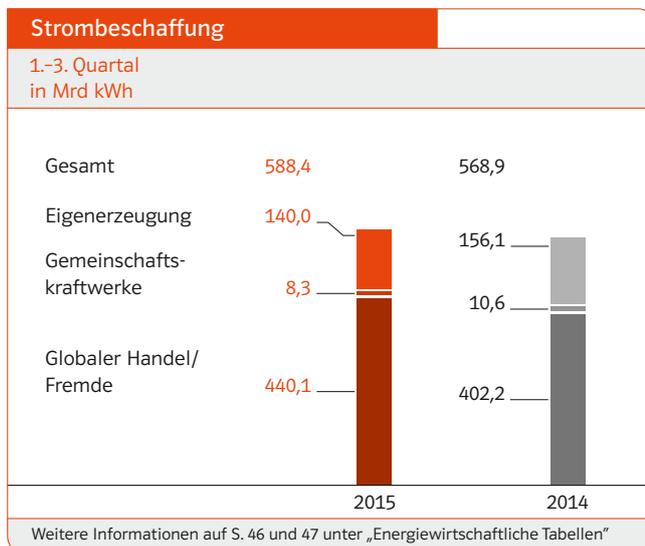


10 Zwischenlagebericht

Geschäftsverlauf

Strombeschaffung

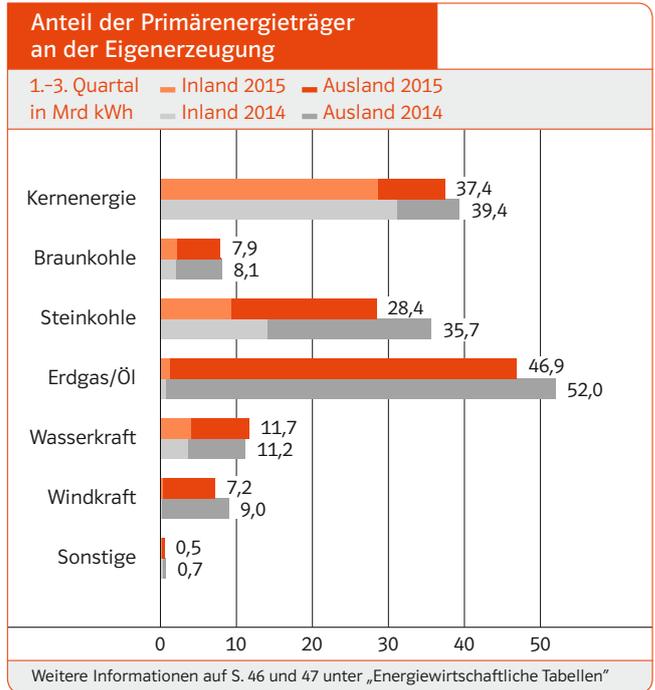
In den ersten neun Monaten 2015 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge um 16,1 Mrd kWh oder 10 Prozent unter dem Vorjahreswert. Der Rückgang betraf im Wesentlichen die globale Einheit Erzeugung, die Region Russland sowie die Erneuerbaren Energien. Bei den weiteren EU-Ländern verringerte sich die Eigenerzeugung um insgesamt 1,0 Mrd kWh auf 1,7 Mrd kWh und bei der regionalen Einheit Deutschland um 0,1 Mrd kWh auf 0,3 Mrd kWh. Der Strombezug erhöhte sich dagegen um 35,6 Mrd kWh beziehungsweise 9 Prozent auf 448,4 Mrd kWh.



Die Eigenerzeugung der globalen Einheit Erzeugung lag mit 80,5 Mrd kWh um 9,6 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau von 90,1 Mrd kWh. Ursachen waren neben dem Verkauf der Erzeugungsaktivitäten in Italien und Spanien insbesondere der durch die derzeitige Marktsituation bedingte geringere Einsatz der kohlebefeierten Kraftwerke in England und Deutschland sowie die Stilllegung von Kohlekraftwerken wie auch des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld in Deutschland.

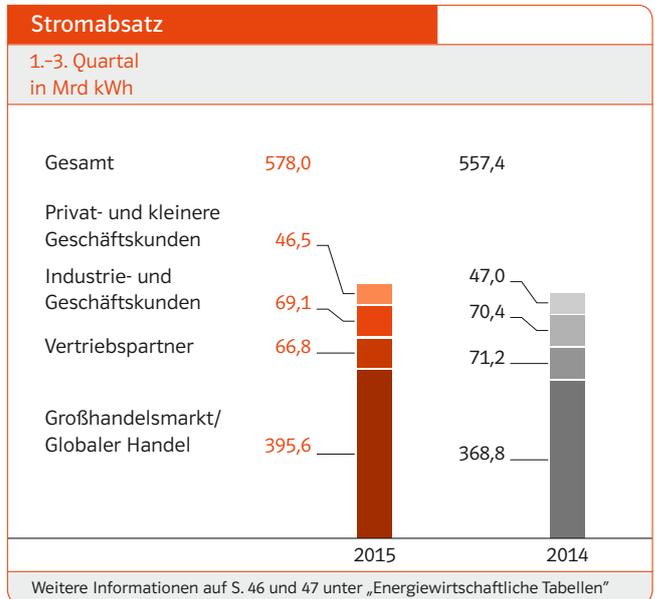
Bei der regionalen Einheit Russland verringerte sich die Eigenerzeugung im Wesentlichen durch unfallbedingte Stillstände von Kraftwerksblöcken am Standort Surgutskaya um 10 Prozent auf 38,6 Mrd kWh (Vorjahr: 42,7 Mrd kWh).

In der globalen Einheit Erneuerbare Energien verringerte sich die Eigenerzeugung um 1,3 Mrd kWh auf 18,9 Mrd kWh (Vorjahr: 20,2 Mrd kWh). Ursache war der Abgang von Aktivitäten im Rahmen unserer Build-and-sell-Strategie im Bereich Wind/Solar/Sonstiges.



Stromabsatz

Im Berichtszeitraum 2015 lag der Stromabsatz im E.ON-Konzern 20,6 Mrd kWh oder 4 Prozent über dem Vorjahresniveau.



Der Rückgang des Stromabsatzes an Privat- und kleinere Geschäftskunden um 0,5 Mrd kWh betraf insbesondere die regionale Einheit Deutschland. Dort wirkten sich gesunkene Durchschnittsverbräuche aufgrund verstärkter Energieeffizienzmaßnahmen der Kunden negativ aus. Bei den weiteren EU-Ländern ergab sich insgesamt keine Abweichung gegenüber dem Vorjahr.

Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden lag um insgesamt 1,3 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Gründe waren insbesondere der verschärfte Wettbewerb und durchschnittlich niedrigere individuelle Abnahmemengen in Großbritannien sowie wettbewerbsbedingte Kundenverluste in Deutschland.

Im Bereich Vertriebspartner ging der Absatz um 4,4 Mrd kWh zurück. Dies betraf insbesondere die Einheit Globaler Handel sowie die globalen Einheiten Erzeugung und Erneuerbare Energien. Gründe waren geringere Absätze an interne und externe Vertriebspartner im Handelsbereich, die geringere Erzeugung der Kohlekraftwerke in Deutschland sowie gesunkene Erzeugungsmengen infolge der Veräußerungen von Aktivitäten in Spanien und Portugal im Bereich Wind/Solar/Sonstiges. Dagegen wirkte sich ein Absatzanstieg im Zusammenhang mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien in Deutschland positiv aus.

Der Stromabsatz im Bereich Handel lag insbesondere aufgrund gestiegener Handelsaktivitäten der Einheit Globaler Handel 26,8 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau.

Gasbeschaffung und Gasproduktion

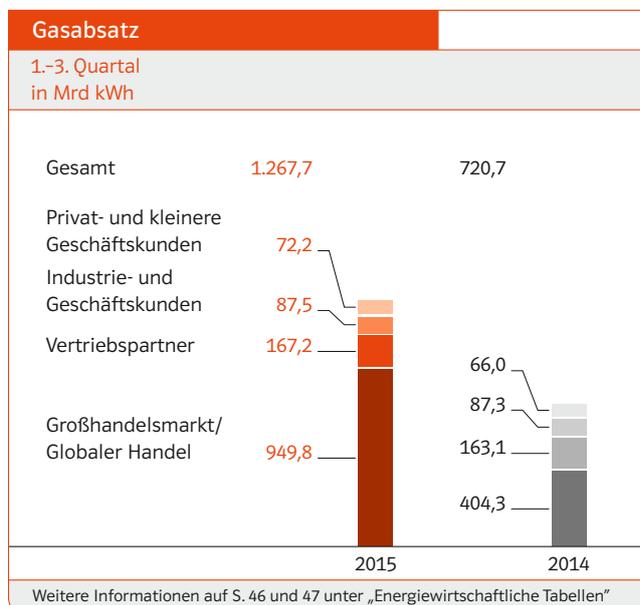
In den ersten neun Monaten 2015 bezog die Einheit Globaler Handel rund 1.460 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten.

Upstream-Produktion			
1.-3. Quartal	2015	2014	+/- %
Öl/Kondensate (in Mio Barrel)	8,8	8,6	+2
Gas (in Mio Standard-m ³)	1.480,9	1.420,0	+4
Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)	18,1	17,4	+4

Der wesentliche Grund für den Produktionsanstieg der globalen Einheit Exploration & Produktion aus den Nordseefeldern bei Öl und Kondensaten war die wieder aufgenommene Förderung aus dem Feld Njord/Hyme. Zu dem Anstieg trugen auch größere Mengen aus dem Feld Elgin/Franklin bei. Die Felder Merganser und Rita verzeichneten dagegen einen Produktionsrückgang. Der Anstieg der Gasproduktion war vor allem auf größere Mengen aus den Feldern Njord/Hyme und Elgin/Franklin zurückzuführen, die teilweise durch geringere Volumen aus den Feldern Orca und Rita kompensiert wurden. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen standen uns im Berichtszeitraum 2015 aus dem at equity einbezogenen sibirischen Feld Yushno Russkoje 4.324 Mio m³ Erdgas zu (Vorjahr: 4.313 Mio m³).

Gasabsatz

Der Gasabsatz nahm im Berichtszeitraum 2015 um 547,0 Mrd kWh beziehungsweise 76 Prozent zu.



Der Gasabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden nahm im Vergleich zum Vorjahr um 6,2 Mrd kWh zu. Der wesentliche Grund waren in nahezu allen regionalen Einheiten die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Temperaturen. In Frankreich konnten darüber hinaus Kunden hinzugewonnen werden. In Tschechien führte dagegen insbesondere der Abgang einer Mehrheitsbeteiligung im ersten Quartal 2014 zu einem Absatzrückgang.

Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden lag mit einem Anstieg um 0,2 Mrd kWh auf dem Vorjahresniveau. Bei der globalen Einheit Handel und den weiteren EU-Ländern nahm der Absatz im Wesentlichen witterungsbedingt um insgesamt 1,7 Mrd kWh zu. Dagegen sank der Absatz der regionalen Einheit Deutschland durch wettbewerbsbedingte Kundenverluste um 1,5 Mrd kWh.

Im Bereich Vertriebspartner stieg der Absatz um 4,1 Mrd kWh. Dies war im Wesentlichen auf witterungsbedingte Zuwächse bei E.ON Energy Sales zurückzuführen, die von der regionalen Einheit Deutschland auf die Einheit Globaler Handel übertragen wurde.

Der Gasabsatz im Bereich Handel nahm durch erheblich höhere Volumina im Großhandelsbereich, die auch auf die durchschnittlich niedrigeren Temperaturen zurückzuführen waren, um 545,5 Mrd kWh zu.

12 Zwischenlagebericht

Ertragslage

Geschäftsentwicklung

In den ersten neun Monaten 2015 haben sich unsere Geschäfte im Rahmen der Erwartungen entwickelt. Der Umsatz lag mit 84,3 Mrd € 5 Prozent über dem Vorjahresniveau. Unser EBITDA ging um rund 1,2 Mrd € auf 5,4 Mrd € zurück. Positiv wirkten sich insbesondere ein witterungsbedingt höherer Absatz bei der regionalen Einheit Deutschland sowie ein insgesamt gesteigerter Ergebnisbeitrag der weiteren EU-Länder aus. Diese positiven Effekte wurden aber durch Ergebnisrückgänge infolge der Stilllegung von Erzeugungskapazitäten in Deutschland, der Abgabe der Aktivitäten in Italien und Spanien sowie geringerer Großhandelspreise im gesamten Strombereich und niedrigerer Ölpreise für die Produktion aus den Nordseefeldern mehr als kompensiert. Der nachhaltige Konzernüberschuss sank dementsprechend um 0,4 Mrd € auf rund 1,0 Mrd €.

Nicht fortgeführte Aktivitäten

Die nachfolgende Tabelle zeigt Umsatz, EBITDA, Investitionen und Mitarbeiter der regionalen Einheit Spanien, die im Zuge der geplanten beziehungsweise im ersten Quartal 2015 vollzogenen Veräußerung als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen wird und deshalb nur noch als Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten zum Konzernüberschuss (siehe Tabelle auf Seite 16) beiträgt:

Nicht fortgeführte Aktivitäten		
1.-3. Quartal in Mio €	Spanien	
	2015	2014
Umsatz	355	872
EBITDA	34	110
Investitionen	5	34
Mitarbeiter 30.9./31.12.	-	572

Transferpreissystem

Die Lieferungen unserer Erzeugungseinheiten an die Einheit Globaler Handel werden über ein marktbasierendes 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 2015 reflektieren die Marktpreisentwicklung und waren deshalb niedriger als die Preise für die Lieferperiode 2014.

Umsatz

In den ersten neun Monaten 2015 lag der Umsatz mit 84,3 Mrd € rund 3,8 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Grund hierfür war der deutliche Umsatzanstieg in der Einheit Globaler Handel, im Wesentlichen bedingt durch erheblich höhere Volumina im

Gasgeschäft. Der Umsatz folgte der Absatzentwicklung nicht in gleichem Maße, weil die Gaspreise im Winter 2015 unter denen des Jahres 2014 lagen und deutlich weniger finanzielle Handelsgeschäfte mit Gasoptionen getätigt wurden. Darüber hinaus verzeichneten die regionale Einheit Deutschland und die weiteren EU-Länder einen leichten Umsatzzuwachs. Dagegen ging der Umsatz insbesondere in den globalen Einheiten Erzeugung sowie Exploration & Produktion zurück. Gründe waren neben dem weiteren Verfall der Marktpreise für Strom vor allem ein mengenbedingter Umsatzrückgang in Deutschland, der im Wesentlichen auf die Stilllegung von Erzeugungskapazitäten sowie die Veräußerung des konventionellen Kraftwerksgeschäfts in Italien und Spanien zurückzuführen war, und die gesunkenen Preise für Öl aus den Nordseefeldern.

Umsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014	+/- %
Erzeugung	5.877	7.270	-19
Erneuerbare Energien	1.806	1.809	-
Globaler Handel	63.008	58.080	+8
Exploration & Produktion	1.334	1.683	-21
Deutschland	14.534	14.481	-
Weitere EU-Länder	15.052	14.819	+2
Nicht-EU-Länder	785	1.170	-33
Konzernleitung/Konsolidierung	-18.095	-18.774	-
Summe	84.301	80.538	+5

Weitere Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 258 Mio € um 18 Prozent über dem Wert des Vorjahres von 219 Mio €. Dieser Anstieg ist überwiegend auf aktivierte Leistungen im Zusammenhang mit IT-Projekten zurückzuführen.

Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen um 54 Prozent auf 8.602 Mio € (Vorjahr: 5.574 Mio €). Dies war einerseits auf höhere Erträge aus Währungskursdifferenzen in Höhe von 2.942 Mio € (2.052 Mio €) zurückzuführen. Andererseits basierte dieser Anstieg auf der Entwicklung der Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten, die sich um 1.290 Mio € auf 3.217 Mio € (1.927 Mio €) erhöhten. Hier trugen insbesondere die um 1.201 Mio € auf 2.897 Mio € (1.696 Mio €) gestiegenen Erträge aus der Marktbewertung von Warentermingeschäften zu diesem Anstieg bei. Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten befinden sich in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen. Daneben haben sich die sonstigen betrieblichen Erträge auch infolge von Kosten, die im Zusammenhang mit den Kraftwerksblöcken Oskarshamn I und II entstanden sind und die an den Mitgesellschafter weiterbelastet werden, erhöht.

Der Materialaufwand nahm um 7 Prozent auf 75.497 Mio € (Vorjahr: 70.442 Mio €) zu. Ursache hierfür waren vor allem gestiegene Gasbezugskosten bei der Einheit Globaler Handel.

Der Personalaufwand erhöhte sich um rund 1 Prozent auf 3.102 Mio € (Vorjahr: 3.059 Mio €). Geringere Aufwendungen aus Restrukturierungsprogrammen sowie damit verbundene Einsparungen wurden dabei durch höhere Aufwendungen für die betriebliche Altersversorgung mehr als ausgeglichen.

Die Abschreibungen haben sich im Geschäftsjahr 2015 um 7.979 Mio € auf 10.964 Mio € erhöht (Vorjahr: 2.985 Mio €). Dieser Anstieg ist insbesondere auf Wertberichtigungen des dem Segment Erzeugung sowie dem Segment Exploration & Produktion zugeordneten Firmenwerts zurückzuführen. Außerdem haben außerplanmäßige Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen sowie auf immaterielle Vermögenswerte in diesen beiden Segmenten zur Erhöhung der Abschreibungen beigetragen. Kompensierend wirkte sich der Wegfall planmäßiger Abschreibungen bei den veräußerten spanischen und italienischen Aktivitäten aus. Zudem bedingten auch die Wertberichtigungen des Vorjahres eine Verminderung der planmäßigen Abschreibungen im Jahr 2015.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen erhöhten sich um 22 Prozent auf 8.758 Mio € (Vorjahr: 7.192 Mio €). Die Gründe hierfür lagen hauptsächlich in gestiegenen Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen. Diese sind um 829 Mio € auf 3.196 Mio € (2.367 Mio €) gestiegen. Zudem haben um 673 Mio € auf 2.736 Mio € erhöhte Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten zu diesem Anstieg beigetragen (2.063 Mio €). Ursächlich für diese Entwicklung waren dabei insbesondere höhere Aufwendungen aus der Marktbewertung von Commodity-Derivaten.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen nahm um 513 Mio € auf 279 Mio € (Vorjahr: -234 Mio €) zu. Dies war im Wesentlichen auf außerplanmäßige Abschreibungen auf eine Beteiligung im Bereich der Nicht-EU-Länder im ersten Quartal 2014 zurückzuführen. Zudem trug die Enerjisa-Beteiligung zum Anstieg des Equity-Ergebnisses bei.

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 14 des Anhangs).

Im Berichtszeitraum 2015 lag unser EBITDA um rund 1,2 Mrd € unter dem Vorjahreswert. Positive Auswirkungen hatten

- ein witterungsbedingt höherer Absatz bei der regionalen Einheit Deutschland sowie
- ein insgesamt gesteigener Ergebnisbeitrag der weiteren EU-Länder.

Diese positiven Effekte wurden mehr als kompensiert durch

- die Stilllegung von Erzeugungskapazitäten in Deutschland, die Abgabe von Aktivitäten in Italien und Spanien sowie geringere Großhandelspreise im gesamten Strombereich und
- niedrigere Ölpreise für die Produktion aus den Nordseefeldern.

EBITDA ¹⁾			
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014	+/- %
Erzeugung	1.057	1.553	-32
Erneuerbare Energien	923	1.107	-17
Globaler Handel	259	444	-42
Exploration & Produktion	714	942	-24
Deutschland	1.428	1.257	+14
Weitere EU-Länder	1.248	1.226	+2
Nicht-EU-Länder	183	339	-46
Konzernleitung/Konsolidierung	-451	-340	-
Summe	5.361	6.528	-18

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Erzeugung

Das EBITDA der globalen Einheit Erzeugung lag um 495 Mio € unter dem Vorjahreswert.

1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014
Kernenergie	686	901	450	697
Fossile Erzeugung	351	674	3	173
Sonstiges	20	-22	69	-27
Summe	1.057	1.553	522	843

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Bereich Kernenergie nahm das EBITDA gegenüber dem Vorjahr um 215 Mio € ab. Dies war im Wesentlichen durch die Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld in Deutschland und durch Produktionsausfälle in Schweden begründet.

14 Zwischenlagebericht

In der fossilen Erzeugung nahm das EBITDA um 323 Mio € ab. Neben dem Verkauf der fossilen Erzeugungsaktivitäten in Spanien und Italien war dies vor allem auch durch die Stilllegung von Kraftwerken in Deutschland begründet. Ferner resultierte ein Ergebnisrückgang aus dem geringeren Einsatz der Gasblöcke am Standort Irsching durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dagegen stieg das Ergebnis des Bereichs Biomasse insbesondere durch die positive Entwicklung der Aktivitäten in Großbritannien. Dort führte ein Zwischenfall 2014 in Ironbridge zur Stilllegung von Block 1 und zu einem vorübergehenden Produktionsstopp von Block 2. Im Jahr 2015 wurde zudem das Kraftwerk Blackburn Meadows in Betrieb genommen.

Erneuerbare Energien

Das EBITDA im Segment Erneuerbare Energien verringerte sich um 184 Mio € beziehungsweise 17 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert.

Erneuerbare Energien				
1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014
Wasserkraft	423	534	383	442
Wind/Solar/Sonstiges	500	573	245	322
Summe	923	1.107	628	764

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Vergleich zum Vorjahr sank das EBITDA im Bereich Wasserkraft um 21 Prozent beziehungsweise 111 Mio €. Die Ursachen hierfür waren vor allem gesunkene Großhandelspreise und die Abgabe der Aktivitäten in Spanien.

Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lag das EBITDA im Berichtszeitraum um 13 Prozent oder 73 Mio € unter dem Vorjahreswert. Gründe waren die Abgabe von Aktivitäten und hohe Erträge im Rahmen unserer Build-and-sell-Strategie im Jahr 2014.

Globaler Handel

Das EBITDA der Einheit Globaler Handel lag 185 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Globaler Handel				
1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014
Kohle/Öl/Fracht/LNG	21	36	21	36
Strom- und Gasgeschäft	127	305	53	238
Infrastruktur/Sonstiges	111	103	107	99
Summe	259	444	181	373

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das EBITDA im Bereich Kohle/Öl/Fracht/LNG lag aufgrund der rückläufigen Entwicklung im britischen Kohlegeschäft 15 Mio € unter dem Vorjahresniveau.

Im Strom- und Gasgeschäft ging das EBITDA um 178 Mio € zurück. Die wesentliche Ursache war ein positiver unterjähriger Effekt im Bereich Strom im Jahr 2014 im Zusammenhang mit CO₂-Zertifikaten, der sich im vierten Quartal wieder neutralisiert hat. Wir rechnen deshalb nicht mit signifikanten Ergebniseffekten im Zusammenhang mit CO₂-Zertifikaten für das Gesamtjahr 2015 im Vergleich zu 2014. Im Bereich Gas lag das Ergebnis auf dem Vorjahresniveau, da positive Ergebniseffekte aus der Optimierung im Gas-Midstream-Geschäft durch geringere Margen kompensiert wurden.

Im Bereich Infrastruktur/Sonstiges übertraf das EBITDA das Vorjahresniveau um 8 Mio €. Grund waren vor allem negative Ergebniseffekte im Jahr 2014 im Zusammenhang mit unseren Regasifizierungsanlagen. Der Wegfall von Buchgewinnen und Ergebnisbeiträgen im Zuge der Veräußerung von Minderheitsbeteiligungen wirkte sich dagegen negativ aus.

Exploration & Produktion

Das EBITDA der Einheit Exploration & Produktion lag mit 714 Mio € (Vorjahr: 942 Mio €) 24 Prozent unter dem Vorjahreswert. Grund hierfür waren insbesondere die gesunkenen Preise für Öl aus den Nordseefeldern. Das EBIT betrug im Berichtszeitraum 222 Mio € (459 Mio €).

Deutschland

Die regionale Einheit Deutschland konnte das EBITDA um 171 Mio € steigern.

Deutschland				
1.-3. Quartal in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2015	2014	2015	2014
Verteilnetzgeschäft	1.159	1.118	758	700
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	269	139	224	87
Summe	1.428	1.257	982	787

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Verteilnetzgeschäft lag das Ergebnis unter anderem witterungsbedingt um 41 Mio € über dem Vorjahresniveau.

Das Ergebnis im Bereich Unreguliert/Sonstiges nahm gegenüber dem Vorjahr um rund 130 Mio € zu. Gründe waren im Wesentlichen die konsequente Kundenausrichtung und die

günstige Marktentwicklung im Vertrieb sowie der im Vorjahresvergleich kältere Winter und damit verbundene positive Entwicklungen im Vertriebs- und Wärmegeschäft. Daneben führten positive Einmaleffekte aus geringeren Risikovorsorgen zu einer Ergebnisverbesserung.

Weitere EU-Länder

Das EBITDA in den weiteren EU-Ländern lag um 22 Mio € beziehungsweise 2 Prozent über dem Vorjahresniveau.

Weitere EU-Länder		EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014	2015	2014	
Großbritannien (in Mio £)	204 (148)	212 (172)	127 (92)	148 (121)	
Schweden (in Mio SEK)	442 (4.145)	458 (4.137)	256 (2.404)	277 (2.507)	
Tschechien (in Mio CZK)	236 (6.459)	234 (6.440)	171 (4.684)	165 (4.550)	
Ungarn (in Mio HUF)	150 (46.465)	151 (46.509)	71 (22.125)	80 (24.565)	
Übrige regionale Einheiten	216	171	151	107	
Summe	1.248	1.226	776	777	

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Großbritannien sank das EBITDA aufgrund von gesunkenen Margen um 8 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert. Darüber hinaus wirkten sich regulierungsbedingt höhere operative Kosten negativ aus. Dagegen wirkten sich Währungsumrechnungseffekte positiv aus.

Das EBITDA in der Region Schweden ging aufgrund negativer Währungsumrechnungseffekte um 16 Mio € zurück. In lokaler Währung stieg das EBITDA leicht an. Ursachen waren vor allem höhere Netztarife und gestiegene Durchleitungsmengen im Stromverteilnetz. Dagegen wirkten sich die Kosten im Zusammenhang mit einem Sturm im Januar und die entfallenen Ergebnisbeiträge der im Juni 2014 abgegebenen Wärmeaktivitäten negativ aus.

In Tschechien lag das EBITDA auf dem Vorjahresniveau. Positive Effekte aus dem Verkauf eines Wärmekraftwerks und der Veräußerung von Dienstleistungsaktivitäten wurden dabei durch fehlende Ergebnisbeiträge durch die Entkonsolidierung einer Mehrheitsbeteiligung im ersten Quartal 2014 ausgeglichen.

Das EBITDA der Region Ungarn lag ebenfalls auf dem Vorjahresniveau und entfiel im Wesentlichen auf das Verteilnetzgeschäft.

Bei den übrigen regionalen Einheiten nahm das EBITDA um 45 Mio € zu. Dies war im Wesentlichen auf höhere Ergebnisse in Rumänien, den Niederlanden und bei E.ON Connecting Energies zurückzuführen. In Rumänien wurde die Steigerung des EBITDA durch positive Effekte aus der 2014 erfolgten Tarifierhöhung im Gasverteilnetzgeschäft und witterungsbedingt gestiegene Gasabsätze verursacht. Dieser Zuwachs wurde teilweise durch geringere Rückerstattungen von Gasbeschaffungskosten aus Vorperioden kompensiert. In den Niederlanden führten eine positive Entwicklung im Wärmegeschäft und höhere Strom- und Gasabsätze sowie in Frankreich vor allem verbesserte Margen im Strom- und Gasbereich zu höheren Ergebnisbeiträgen. Bei E.ON Connecting Energies steigerten insbesondere operative Effekte im Industrie-Kraft-Wärme-Kopplungs-Geschäft das Ergebnis. Darüber hinaus wirkten sich die Einbeziehung einer Gesellschaft zur Strom- und Wärmeerzeugung in einem russischen Gewerbepark und der Ausbau des Geschäfts mit Energieeffizienzlösungen für Industrie- und Gewerbekunden in Deutschland positiv auf die Ergebnisentwicklung aus.

Nicht-EU-Länder

Das EBITDA in den Nicht-EU-Ländern ging insgesamt um 46 Prozent beziehungsweise 156 Mio € zurück.

Nicht-EU-Länder		EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014	2015	2014	
Russland (in Mio RUB)	215 (14.325)	401 (19.272)	149 (9.914)	288 (13.860)	
Weitere Nicht-EU-Länder	-32	-62	-33	-62	
Summe	183	339	116	226	

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Russland lag das EBITDA 46 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Wesentliche Gründe hierfür waren negative Währungsumrechnungseffekte und der gesunkene Stromabsatz. In lokaler Währung nahm das EBITDA nur um 26 Prozent ab.

Das EBITDA der weiteren Nicht-EU-Länder entfällt auf die at equity einbezogenen Aktivitäten in Brasilien und der Türkei. Die Ergebnisverbesserung um 30 Mio € war in erster Linie auf größere Erzeugungsmengen aus Wasserkraft, einen positiven Beitrag des Energiehandels und geringere Abschreibungen von Forderungen im Endkundengeschäft in der Türkei zurückzuführen.

16 Zwischenlagebericht

Konzernüberschuss

Der Anteil der Gesellschafter der E.ON SE am Konzernfehlbetrag und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen infolge der erforderlichen hohen Wertberichtigungen in den ersten neun Monaten 2015 bei -6,1 Mrd € (Vorjahr: -14 Mio €) beziehungsweise -3,14 € (-0,01 €). Im dritten Quartal 2015 betrug der Konzernfehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE -8.640 Mio € gegenüber -1.949 Mio € im dritten Quartal 2014 und das Ergebnis je Aktie -3,73 € (-0,44 €).

Konzernüberschuss		
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014
EBITDA¹⁾	5.361	6.528
Planmäßige Abschreibung	-2.325	-2.620
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-112	-62
EBIT³⁾	2.924	3.846
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.127	-1.255
Netto-Buchgewinne/-verluste	377	310
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-324	-342
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ^{2), 3)}	-8.177	-701
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	576	-790
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	-5.751	1.068
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	72	-898
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-5.679	170
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	9	85
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-5.670	255
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	-6.101	-14
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	431	269

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 verbesserte sich um 128 Mio €. Dazu trugen die Reduzierung unserer Netto-Finanzposition und, infolge der leicht gestiegenen Zinsen, die Bewertungseffekte aus sonstigen langfristigen Rückstellungen bei.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-909	-1.429
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	-218	174
Summe	-1.127	-1.255

In den ersten neun Monaten 2015 lagen die Netto-Buchgewinne 67 Mio € über dem Vorjahreswert. Die Buchgewinne resultierten vor allem aus der Veräußerung von Wertpapieren, den restlichen Anteilen an E.ON Energy from Waste sowie Netzteilen in Deutschland und dem Verkauf von Aktivitäten in Italien und Finnland. Der Vorjahreswert enthielt Buchgewinne aus dem Verkauf von Wertpapieren, der Veräußerung einer Mehrheitsbeteiligung in Tschechien sowie von Netzteilen in Deutschland und diversen Kleinstwärmekraftwerken in Schweden.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Vergleich zum Vorjahr um 18 Mio € gesunken. Die Aufwendungen fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Rahmen der eingeleiteten internen Kostensenkungsprogramme an.

Die Ertragslage im Berichtszeitraum 2015 wurde insbesondere durch außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 8,6 Mrd € sowie Zuschreibungen in Höhe von 0,4 Mrd € geprägt. Der Anlass für den Wertminderungstest beruhte im Wesentlichen auf aktualisierten Annahmen zur langfristigen Entwicklung von Strom- und Primärenergiepreisen – gestützt auf renommierte Prognose-Institute und unsere eigenen Einschätzungen – sowie der politischen Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die erwartete Profitabilität. Die Wertberichtigungen mussten wir insbesondere bei unserer globalen Einheit Erzeugung vornehmen. Darüber hinaus fielen Wertberichtigungen in den Einheiten Exploration & Produktion, Erneuerbare Energien, Globaler Handel, Russland und in den weiteren EU-Ländern an. Im Berichtszeitraum 2014 entfielen die Wertberichtigungen auf unsere Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern sowie unseren globalen Einheiten Erzeugung, Exploration & Produktion sowie Erneuerbare Energien.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 30. September 2015 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von 232 Mio € (Vorjahr: -347 Mio €). Darüber hinaus wirkten sich 2015 insbesondere Erträge aus der Weiterbelastung von Kosten an den Mitgesellschafter, die im Zusammenhang mit den Kraftwerksblöcken Oskarshamn I und II entstanden sind, aus. Im Jahr 2014 belasteten Wertberichtigungen auf Gasvorräte, Wertpapiere und bei den Aktivitäten in den Nicht-EU-Ländern sowie Aufwendungen im Zusammenhang mit Anleiherückkäufen das Ergebnis.

Auf Basis des negativen Ergebnisses ergibt sich ein Steuerertrag von 72 Mio € gegenüber einem Steueraufwand von 898 Mio € im Vorjahr. Der Rückgang der Steuerquote 2015 auf 1 Prozent beruht im Wesentlichen auf nicht steuerentlastend wirkenden Abschreibungsbeträgen. Im Vorjahr führten insbesondere Effekte aus der Wertänderung aktiver latenter Steuern zu einer Erhöhung der Steuerquote auf 84 Prozent.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten wird gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen und enthält die Ergebnisbeiträge der regionalen Einheit Spanien und aus vertraglichen Verpflichtungen bereits veräußerter Einheiten.

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		
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014
Konzernfehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	-6.101	-14
Netto-Buchgewinne/-verluste	-377	-310
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	324	342
Impairments/Wertaufholungen	8.177	701
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-576	790
Steuern und Anteile ohne beherrschenden Einfluss auf das neutrale Ergebnis	-446	-54
Außergewöhnliche Steuereffekte	-32	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitä- ten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	-7	-82
Summe	962	1.373

Finanzlage

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

Finanzposition

Im Vergleich zum 31. Dezember 2014 (33,4 Mrd €) sank unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 5,3 Mrd € auf 28,1 Mrd €. Der hohe operative Cashflow und die Erlöse aus Desinvestitionen überstiegen die Investitionen sowie die Dividendenzahlung der E.ON SE und führten zu einer deutlichen Verbesserung der Netto-Finanzposition. Positiv auf die wirtschaftliche Netto-Verschuldung wirkte sich zudem die Reduzierung der Pensionsrückstellung um 1 Mrd € auf 4,6 Mrd € aus, die überwiegend aus leicht gestiegenen Zinsen resultierte.

E.ONs Debt-Issuance-Programm, mit dem die Emission von Schuldtiteln von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht wird, wurde im April 2015 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €, hiervon waren zum 30. September 2015 rund 11 Mrd € genutzt.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		
in Mio €	30.9.2015	31.12.2014
Liquide Mittel	7.728	6.067
Langfristige Wertpapiere	4.837	4.781
Finanzschulden	-17.785	-19.667
Effekte aus Währungssicherung	261	34
Netto-Finanzposition	-4.959	-8.785
Pensionsrückstellungen	-4.578	-5.574
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbaupflichtungen ¹⁾	-18.586	-19.035
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	-28.123	-33.394

1) reduziert um Forderungen gegenüber dem schwedischen Nuklearfonds

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's („S&P“) und Moody's mit einem Langfrist-Rating von BBB+ beziehungsweise Baa1 bewertet. Moody's hat das Rating im März 2015 von A3 auf Baa1 angepasst, S&P im Mai 2015 von A- auf BBB+. Im September 2015 wurde der Ausblick von S&P als „stabil“ bestätigt, während Moody's den Ausblick auf „negativ“ angepasst hat. Beide Ratings wurden zuvor im Dezember 2014 nach Ankündigung der Abspaltung eines Mehrheitsanteils an den konventionellen Up- und Midstream-Geschäften in eine neue Gesellschaft unter Beobachtung für eine Herabstufung gesetzt. Die Kurzfrist-Ratings liegen bei A-2 (S&P) und P-2 (Moody's).

18 Zwischenlagebericht

Investitionen

Im Berichtszeitraum 2015 lagen die Investitionen um 451 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 2,6 Mrd € (Vorjahr: 2,6 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betragen 0,1 Mrd € gegenüber 0,5 Mrd € im Vorjahr.

Investitionen			
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014	+/- %
Erzeugung	435	549	-21
Erneuerbare Energien	826	854	-3
Globaler Handel	86	95	-9
Exploration & Produktion	86	55	+56
Deutschland	469	400	+17
Weitere EU-Länder	575	535	+7
Nicht-EU-Länder	130	616	-79
Konzernleitung/Konsolidierung	52	6	+767
Summe	2.659	3.110	-15
<i>Instandhaltungsinvestitionen</i>	400	498	-20
<i>Wachstums- und Ersatzinvestitionen</i>	2.259	2.612	-14

Im Berichtszeitraum 2015 investierte die globale Einheit Erzeugung 21 Prozent weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen lagen dabei mit 435 Mio € um 114 Mio € unter dem Vorjahreswert von 549 Mio €. Dies war unter anderem auf die Verschiebung der Inbetriebnahme des Kohlekraftwerks Datteln 4 zurückzuführen. Weitere wesentliche Projekte waren zum Beispiel die Umrüstung des Kraftwerks Provence 4 auf Biomasse, die Revisionsarbeiten am Kernkraftwerksblock Oskarshamn II in Schweden, der Kraftwerksneubau in Maasvlakte in den Niederlanden und Umweltschutzmaßnahmen im Kraftwerk Ratcliffe in Großbritannien.

Im Segment Erneuerbare Energien lagen die Investitionen mit 826 Mio € um 28 Mio € unter dem Vorjahreswert von 854 Mio €. Im Bereich Wasserkraft stiegen die Investitionen zum Erhalt bestehender Anlagen leicht auf 57 Mio € (Vorjahr: 55 Mio €). Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges hat die Investitionen auf 769 Mio € gesenkt (799 Mio €). Die Investitionen entfielen vor allem auf Offshore-Projekte in Europa.

Die Investitionen der Einheit Globaler Handel – im Wesentlichen in IT, Gasspeichergeschäft und Beteiligungen im Gas- und Ölgeschäft – nahmen mit 86 Mio € (Vorjahr: 95 Mio €) um 9 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert ab. Der Rückgang war insbesondere auf geringere Investitionen in das Gasspeichergeschäft und die Infrastruktur zurückzuführen. Dagegen sind die Beteiligungsinvestitionen im Vergleich zum Vorjahr von 10 Mio € auf 41 Mio € gestiegen.

Die globale Einheit Exploration & Produktion investierte 86 Mio € (Vorjahr: 55 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Der Anstieg ist insbesondere auf höhere Investitionen in die Felder Elgin/Franklin, Skarv, Corfe, Manhattan, Zulu, Bister und Salander zurückzuführen.

Die regionale Einheit Deutschland investierte mit 469 Mio € deutlich mehr als im Vorjahr. Der Anstieg resultierte überwiegend aus Nachholeffekten aus dem Vorjahr sowie einer früheren Bearbeitung von Investitionsprojekten. Darüber hinaus wirkten sich höhere Ersatz- und Erhaltungsinvestitionen zur Stärkung der Versorgungssicherheit gegenüber dem Vorjahr aus. Im laufenden Jahr betragen die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte 466 Mio € und entfielen im Wesentlichen (421 Mio €) auf das Netzgeschäft. Die restlichen Investitionen betrafen überwiegend das Wachstumsgeschäft dezentrale Erzeugung.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern lagen 40 Mio € über dem Vorjahresniveau. Die Region Großbritannien investierte 107 Mio € (Vorjahr: 87 Mio €). Der Anstieg resultiert vor allem aus Währungsumrechnungseffekten. In der Region Schweden lagen die Investitionen mit 218 Mio € über dem Vorjahresniveau (200 Mio €). Die Investitionen flossen in die Instandhaltung und den Ausbau bestehender Anlagen sowie in den Netzausbau und die Netzmodernisierung beziehungsweise in neue Anschlüsse im Verteilnetz. In Tschechien lagen die Investitionen mit 86 Mio € (86 Mio €) auf dem Vorjahresniveau. Die regionale Einheit Ungarn investierte mit 77 Mio € (66 Mio €) mehr in die Strom- und Gasinfrastruktur als im Vorjahr. Darüber hinaus wurden einige Investitionen von 2014 ins Jahr 2015 verschoben. Die Investitionen in den anderen EU-Ländern lagen bei 87 Mio € (96 Mio €). Der Rückgang resultierte aus dem Erwerb einer Gesellschaft zur Strom- und Wärmeerzeugung in Russland im zweiten Quartal 2014 durch E.ON Connecting Energies. Dagegen stiegen die Investitionen – vor allem in das Strom- und Gasnetz – in Rumänien um 13 Mio €.

Bei den Nicht-EU-Ländern entfielen die Investitionen mit 130 Mio € (Vorjahr: 616 Mio €) im Berichtszeitraum 2015 ausschließlich auf Russland (Vorjahr: 269 Mio €), rund 108 Mio € davon auf das Neubauprogramm. 347 Mio € wurden im Vorjahr in unsere Aktivitäten in Brasilien und der Türkei investiert.

Cashflow

Der operative Cashflow lag bei 5,7 Mrd €. Der höhere Vorjahreswert von 7,4 Mrd € resultierte vor allem aus der im Berichtszeitraum 2014 erhaltenen vorläufigen Erstattung der Kernbrennstoffsteuer nach dem positiven Entscheid durch

das Finanzgericht Hamburg. Positive Effekte aus Veränderungen des Working Capitals und geringeren Netto-Zins- und steuerzahlungen wurden durch den Ergebnismrückgang weitgehend kompensiert.

Aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten resultierten im Berichtszeitraum Mittelabflüsse von 0,5 Mrd €, nach 2,9 Mrd € im Vorjahreszeitraum. Die Verbesserung von rund 2,4 Mrd € ist mit 0,9 Mrd € auf höhere Einzahlungen aus Desinvestitionen zurückzuführen, in denen der Verkauf der Aktivitäten in Spanien, den Bereichen Solar und konventionelle Erzeugung in Italien sowie die Veräußerung der restlichen Anteile an der früheren E.ON Energy from Waste enthalten sind. Verstärkt wird dieser Effekt durch um 0,5 Mrd € geringere Auszahlungen für Investitionen vor allem im Beteiligungsbe- reich sowie durch eine Abnahme der verfügbungsbeschränkten Zahlungsmittel von 0,2 Mrd €, der in der Vorjahresperiode eine Zunahme von 0,5 Mrd € gegenüberstand.

In den ersten neun Monaten 2015 zeigt der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten Geldabflüsse von 3,6 Mrd € nach 5,5 Mrd € im Vorjahr. Diese Veränderung ist im Wesentlichen auf eine um 1,6 Mrd € geringere Netto-Rückführung von Finanzverbindlichkeiten sowie auf die um 0,1 Mrd € geringere Dividendenzahlung an die Gesellschafter der E.ON SE zurückzuführen.

Vermögenslage

Die langfristigen Vermögenswerte verringerten sich zum 30. September 2015, verglichen mit dem Stand vom 31. Dezember 2014, deutlich. Das war vor allem auf außerplanmäßige Wertberichtigungen sowie den Ausweis der britischen und norwegischen Nordseeaktivitäten der Einheit Exploration & Produktion als Abgangsgruppe zurückzuführen. Dagegen erhöhten sich die Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten.

Die kurzfristigen Vermögenswerte lagen ebenfalls deutlich unter dem Niveau des Vorjahres. Gründe hierfür waren im Wesentlichen der Verkauf der Aktivitäten der regionalen Einheit

Spanien sowie der italienischen und spanischen Erzeugungsaktivitäten. Die Erhöhung der kurzfristigen Vermögenswerte durch den Ausweis der Nordseeaktivitäten der Einheit Exploration & Produktion als Abgangsgruppe wurde durch den Abbau der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen mehr als kompensiert. Gegenläufig verzeichneten wir unter anderem durch die Zahlung der Kaufpreise deutlich höhere liquide Mittel.

Die Eigenkapitalquote lag zum 30. September 2015 deutlich unter dem Vorjahresniveau. Gründe hierfür waren im Wesentlichen der Konzernfehlbetrag aufgrund außerplanmäßiger Wertberichtigungen sowie die ausgeschütteten Dividenden. Die Erhöhung des Eigenkapitals durch Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen glich die Verringerung des Eigenkapitals durch wechselkursbedingte Veränderungen auf Vermögenswerte und Schulden in Höhe von rund 0,2 Mrd € mehr als aus.

Die langfristigen Schulden nahmen gegenüber dem Vorjahr um 2 Prozent ab. Ursachen waren vor allem die Verringerung der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie die planmäßig geringeren Finanzverbindlichkeiten.

Die kurzfristigen Schulden lagen 15 Prozent unter dem Stand zum Ende des Vorjahres. Das resultierte im Wesentlichen aus dem Abbau von Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, niedrigeren Finanzverbindlichkeiten sowie dem Verkauf der spanischen Aktivitäten und der italienischen konventionellen Erzeugungsaktivitäten. Leicht gegenläufig wirkte sich der Ausweis der Nordseeaktivitäten der Einheit Exploration & Produktion als Abgangsgruppe aus.

Die nachfolgenden Finanzkennziffern spiegeln die Vermögens- und Kapitalstruktur von E.ON wider:

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 27 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2014: 32 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 110 Prozent (31. Dezember 2014: 108 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	30.9.2015	%	31.12.2014	%
Langfristige Vermögenswerte	74.474	66	83.065	66
Kurzfristige Vermögenswerte	38.078	34	42.625	34
Aktiva	112.552	100	125.690	100
Eigenkapital	20.245	18	26.713	21
Langfristige Schulden	61.891	55	63.335	51
Kurzfristige Schulden	30.416	27	35.642	28
Passiva	112.552	100	125.690	100

20 Zwischenlagebericht

Mitarbeiter

Am 30. September 2015 waren im E.ON-Konzern weltweit 56.749 Mitarbeiter, 1.261 Auszubildende sowie 172 Vorstände und Geschäftsführer beschäftigt. Die Zahl der Mitarbeiter ist damit im Vergleich zum 31. Dezember 2014 um 4 Prozent gesunken. Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter (35.271) ist mit 62 Prozent gegenüber dem Vorjahr gleich geblieben.

Mitarbeiter ¹⁾			
	30.9.2015	31.12.2014	+/- %
Erzeugung	6.221	7.491	-17
Erneuerbare Energien	1.661	1.723	-4
Globaler Handel	1.182	1.371	-14
Exploration & Produktion	240	236	+2
Deutschland	11.587	11.627	-
Weitere EU-Länder	24.905	25.048	-1
Nicht-EU-Länder	5.227	5.300	-1
Konzernleitung/Sonstige ²⁾	5.726	6.015	-5
Summe	56.749	58.811	-4

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende
2) einschließlich E.ON Business Services

In der globalen Einheit Erzeugung ist der Mitarbeiterrückgang im Wesentlichen durch den Verkauf der Gesellschaften in Spanien und Italien sowie E.ON-2.0-Maßnahmen begründet. Der Rückgang wurde teilweise durch die Übernahme von Auszubildenden ausgeglichen.

In der globalen Einheit Erneuerbare Energien hatten die Verkäufe von Aktivitäten in Spanien und Italien sowie die Reorganisation der Einheit Wasserkraft wesentlichen Einfluss auf den Mitarbeiterrückgang. Gegenläufig wirkten sich der Ausbau der Sparten Wind- und Solarenergie sowie ein weiterer Aufbau der Organisation bei E.ON Climate & Renewables aus.

In der Einheit Globaler Handel waren die Hauptgründe für den Mitarbeiterrückgang E.ON-2.0-Maßnahmen und weitere Einsparungsmaßnahmen.

Der Belegschaftsrückgang in der regionalen Einheit Deutschland war im Wesentlichen durch E.ON-2.0-Maßnahmen bedingt (insbesondere durch Freiwilligeninitiativen, Vorruhestand und das Auslaufen befristeter Verträge). Gegenläufig wirkte sich die Übernahme von rund 270 Auszubildenden aus.

Bei den weiteren EU-Ländern ging die Mitarbeiteranzahl leicht zurück. Mitarbeiterrückgänge ergaben sich insbesondere aufgrund von E.ON-2.0-Maßnahmen und natürlicher Fluktuation. Der Geschäftsaufbau bei E.ON Connecting Energies sowie die Übernahme von Leiharbeitnehmern in Ungarn wirkten sich gegenläufig aus.

Die Mitarbeiterzahlen der Nicht-EU-Länder betreffen nur die Belegschaft der regionalen Einheit Russland. Hier führte die Fertigstellung des Kraftwerks Berezovskaya zu geplantem Personalabbau. Ferner sorgte die Umsetzung von technischen Optimierungsprogrammen für einen Mitarbeiterrückgang.

Im Bereich Konzernleitung/Sonstige verringerte sich die Mitarbeiterzahl durch E.ON-2.0-Maßnahmen, insbesondere im Bereich Facility Management, sowie durch freiwillige Fluktuation, auslaufende befristete Verträge und weitere Einsparungsmaßnahmen.

Nachtragsbericht

E.ON hat im Oktober 2015 eine Vereinbarung über die Veräußerung aller Anteile an der E.ON Exploration & Production Norge AS an DEA Deutsche Erdoel AG (DEA) unterzeichnet. Weitere Informationen befinden sich in Textziffer 4 des Anhangs.

E.ON hat Anfang November 2015 bekannt gegeben, dass sich der kanadische Energiekonzern Enbridge mit einem Anteil in Höhe von 24,9 Prozent am Offshore-Windpark Rampion im britischen Ärmelkanal beteiligt. Enbridge wird damit einer von drei Anteilseignern der Rampion Offshore Wind Limited. E.ON hält mit 50,1 Prozent die Mehrheit, weitere 25 Prozent besitzt die UK Green Investment Bank.

Prognosebericht

Neue Strategie

E.ON hat das Ziel, bevorzugter Partner für innovative Energielösungen zu werden. Die künftige E.ON wird sich ab dem kommenden Jahr von Essen aus mit insgesamt rund 43.000 Mitarbeitern in Europa und den USA auf die Kernbereiche Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen fokussieren. Die Geschäftsfelder europäische und internationale Stromerzeugung und globaler Energiehandel mit knapp 14.000 Mitarbeitern werden einem neuen Unternehmen mit Namen Uniper zugeordnet. Uniper wird zum 1. Januar 2016 an den Start gehen, seinen Sitz in Düsseldorf haben und soll im Jahr 2016 mehrheitlich an die Aktionäre der E.ON SE abgespalten werden.

Das Anfang Januar 2015 gestartete Projekt „One2two: Best in both worlds“, das die operative Aufteilung in zwei starke Konzerne sowie die Abspaltung der oben genannten Geschäftsfelder vorbereitet, folgt weiterhin erfolgreich seinem ambitionierten Zeitplan. Alle für Ende September geplanten gesellschaftsrechtlichen Restrukturierungen konnten umgesetzt werden. Dies gilt auch für die Restrukturierungen der Uniper-Geschäfte in Großbritannien und Schweden. Rund 300 Verfahren zum Einverständnis der gesellschaftsrechtlichen Übertragung von Kraftwerken bei Ämtern, Behörden und Mitgesellschaftern sind eingeleitet. Ebenfalls planmäßig verlaufen die Aufteilung von knapp 800 Lieferverträgen und das Rebranding von rund 180 Standorten. Sowohl für die künftige E.ON als auch für Uniper sind die Führungskräfte auf den verschiedenen Ebenen weitestgehend benannt.

Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Kernenergie-diskussion in Deutschland wurde entschieden, den verbleibenden Betrieb und Rückbau der konzerneigenen deutschen Kernenergiekraftwerke in der Verantwortung von E.ON zu belassen. Einem entsprechenden Vorstandsbeschluss hat der Aufsichtsrat der E.ON SE am 9. September 2015 einstimmig zugestimmt, um möglichen Risiken für die Umsetzung der

Konzernstrategie vorzubeugen. Die strategische Neuausrichtung des Konzerns wird hierdurch nicht berührt. Die deutsche Kernenergie stellt kein strategisches Geschäftsfeld der künftigen E.ON dar, sondern wird zukünftig von einer gesonderten operativen Einheit mit dem Namen „PreussenElektra“ gesteuert. Der Konzern betreibt derzeit in Deutschland noch drei aktive Kernkraftwerke und hält Minderheitsbeteiligungen an drei weiteren Anlagen. Der Anteil der deutschen Kernenergie am heutigen Erzeugungsportfolio von E.ON liegt bei rund 8 Prozent.

Gesamtwirtschaftliche Situation

In ihrem Zwischenbericht vom September 2015 zeigte sich die OECD enttäuscht über die wirtschaftliche Entwicklung im Euro-Raum, da die Rahmenbedingungen aus niedrigen Ölpreisen, Euro-Abwertung und weiterhin niedrigem Zinsniveau gute Voraussetzungen für ein schnelleres Wachstum geboten hätten. Insgesamt attestierte die OECD den Industrieländern eine gute wirtschaftliche Erholung. Das sich verschlechternde weltwirtschaftliche Umfeld belastet jedoch das Wachstum in den Schwellenländern. Vor allem die unklaren Wachstumsaussichten für die chinesische Volkswirtschaft bergen ein Risiko für die Weltwirtschaft.

Ergebnisentwicklung

Unsere Prognosen für das Gesamtjahr 2015 sind nach wie vor durch die angespannten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprägt.

Wir erwarten für den Konzern weiterhin ein EBITDA im Bereich von 7,0 bis 7,6 Mrd €.

Für den nachhaltigen Konzernüberschuss rechnen wir nach wie vor für das Jahr 2015 mit einem Ergebnis zwischen 1,4 und 1,8 Mrd €.

22 Zwischenlagebericht

Zu den Segmenten im Einzelnen:

Für die globale Einheit Erzeugung rechnen wir für das Jahr 2015 mit einem deutlich unter dem Vorjahr liegenden EBITDA. Negativ wirkt sich weiterhin die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt aus. Weitere negative Faktoren sind die vorgezogene Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld und die Veräußerung von Erzeugungskapazitäten in Italien und Spanien.

Wir erwarten für den Bereich Erneuerbare Energien, dass das Ergebnis deutlich unter dem Vorjahresniveau liegen wird. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges wird von gestiegenen Erzeugungskapazitäten profitieren, die im Jahr 2015 geplante Abgabe von Aktivitäten im Rahmen unserer Build-and-sell-Strategie verzögert sich allerdings bis in das Jahr 2016. Im Bereich Hydro werden sinkende Preise und Unternehmensabgänge das Ergebnis belasten.

Bei unserem Globalen Handel rechnen wir damit, dass das EBITDA aufgrund erwarteter Verbesserungen im Strom- und Gasgeschäft deutlich über dem Wert des Vorjahres liegen wird.

In der Exploration & Produktion erwarten wir 2015 ein EBITDA, das erheblich unter dem des Vorjahres liegen wird. Gründe sind einerseits niedrigere Commodity-Preise und Währungsumrechnungseffekte sowie andererseits die planmäßig geringere Produktion aus Nordseefeldern.

Bei der regionalen Einheit Deutschland gehen wir davon aus, dass der Ergebnisbeitrag 2015 deutlich über dem Niveau des Vorjahres liegen wird. Wir erwarten auf der Basis einer Normalisierung der Witterung und weiterer Effizienzsteigerungen eine Verbesserung in allen Bereichen und eine Fortsetzung des positiven Trends hinsichtlich der Kundenentwicklung und -bindung.

Für die weiteren EU-Länder rechnen wir im Jahr 2015 mit einem EBITDA auf dem Niveau des Vorjahres. Weiteren positiven Effekten aus Effizienzsteigerungen stehen geringere Margen im Vertrieb in Ungarn und entfallene Ergebnisbeiträge aus Abgängen von Aktivitäten im Jahr 2014 in Tschechien und Schweden gegenüber.

Im Jahr 2015 erwarten wir bei den Nicht-EU-Ländern im Wesentlichen durch negative Währungsumrechnungseffekte bei unserer Einheit in Russland einen deutlichen Rückgang des EBITDA.

Risikobericht

Unser Risikomanagementsystem und die Maßnahmen zur Risikobegrenzung haben wir im zusammengefassten Lagebericht 2014 detailliert beschrieben.

Risikolage

Im Zuge unserer geschäftlichen Aktivitäten sind wir einer Reihe von Risiken ausgesetzt, die untrennbar mit unserem unternehmerischen Handeln verbunden sind. Die sich hieraus ergebenden Marktrisiken, operativen, externen, strategischen und technologischen Risiken sowie die Kontrahentenrisiken haben wir im zusammengefassten Lagebericht 2014 ausführlich erörtert. Zum Ende der ersten neun Monate 2015 bleiben die dort beschriebenen Risiken im Wesentlichen unverändert bestehen.

Bei den folgenden externen Risiken hat sich der Sachstand wesentlich verändert oder sie sind gegenüber dem Ende des Jahres 2014 hinzugekommen:

Im April 2015 hat das Bundeswirtschaftsministerium einen sogenannten „Stresstest“ in Auftrag gegeben, der die Kernenergierückstellungen der Betreiber überprüft. Die Ergebnisse wurden im Oktober kommuniziert. Zudem hat der Bundeswirtschaftsminister am 2. September 2015 einen Referentenentwurf zur Gewährleistung der Haftung der Kernenergiebetreiber vorgelegt. Weiterhin wurde eine Kommission eingesetzt, die auf Basis des vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachtens sowie der Ergebnisse des Stresstests Vorschläge für Empfehlungen erarbeiten soll, wie die Sicherstellung der Finanzierung von Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerke sowie der Entsorgung der radioaktiven Abfälle gewährleistet werden kann.

Das Standortauswahlgesetz (StandAG) schreibt neben der alternativen Standortsuche den Erkundungsstopp für den Standort Gorleben normativ fest. Gorleben befindet sich daher nunmehr im Offenhaltungsbetrieb. Die hieraus entstehenden Kosten wurden den Ablieferungspflichtigen auferlegt. Das StandAG geht hierfür von einem zusätzlichen Kostenvolumen

von insgesamt über 2 Mrd € für die Branche aus. E.ON hat gegen die Kostenbescheide Rechtsmittel eingelegt. Zudem hat das StandAG die Pflicht der Betreiber begründet, Wiederaufarbeitungsabfälle in standortnahen Zwischenlagern unterzubringen. Gegen diese Pflicht hat E.ON 2014 in drei Bundesländern Feststellungsklage eingereicht sowie Verfassungsbeschwerde eingelegt. Aufgrund von Gesprächen zwischen dem Bundesumweltministerium und den betroffenen Unternehmen hat E.ON in den Klageverfahren das Ruhendstellen der Verfahren beantragt.

In Umsetzung des Aktionsprogramms Klimaschutz der Bundesregierung vom 3. Dezember 2014 sollen ab 2016 Braunkohlekraftwerke gegen Entschädigung sukzessive vom Markt genommen werden. Die rechtliche Umsetzung erfolgt im Entwurf des Strommarktgesetzes in der sogenannten Sicherheitsbereitschaft. Die erwartete Restmenge an CO₂ zur Schließung der vermuteten Lücke zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels im Jahr 2020 soll unter anderem eine stärkere Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung erbringen. E.ON-Anlagen sind von der Schließung nicht betroffen.

Vattenfall hat am 28. April 2015 angekündigt, die Blöcke 1 und 2 des Kernkraftwerks Ringhals infolge der niedrigen Marktpreise für Strom im Vergleich zu den ursprünglichen Restlaufzeiten vorzeitig stillzulegen. In einer außerordentlichen Gesellschafterversammlung wurde beschlossen, Ringhals 2 im Jahr 2019 und Ringhals 1 im Jahr 2020 stillzulegen. E.ON ist mit 29,56 Prozent an Ringhals beteiligt und hat in dieser Versammlung gegen die Entscheidung gestimmt. E.ON ist der Meinung, dass die Blöcke wie ursprünglich geplant bis 2026 und 2025 betrieben werden sollten. Die vorzeitige Stilllegung wird voraussichtlich zu weiteren Wertberichtigungen und Aufwendungen führen.

Auf Basis des Evaluierungsberichts der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierungsverordnung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie am 16. März 2015 ein Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens veröffentlicht. Aus den Eckpunkten ergeben sich keine wesentlichen Veränderungen der Investitionsbedingungen. Beim regulatorischen Effizienzvergleich sind Anpassungen denkbar. Die Diskussion hierüber ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Anders als angekündigt hat das Bundeskabinett bisher noch

keinen Beschluss über die novellierte Anreizregulierungsverordnung gefasst. Diesem müsste im nächsten Schritt auch der Bundesrat zustimmen.

In Großbritannien untersucht die britische Wettbewerbsbehörde (CMA) im Rahmen einer Sektoruntersuchung den Energiemarkt. Anlass ist der Verdacht, dass die britischen Strom- und Gasmärkte unter anderem unter mangelndem Wettbewerb zwischen den sechs marktführenden Energieversorgern und einer Überregulierung leiden könnten. Am 7. Juli 2015 hat die CMA zusammenfassende Berichte zu ihrem vorläufigen Untersuchungsergebnis (Provisional Findings) und möglichen Abhilfemaßnahmen (Possible Remedies) veröffentlicht. Die CMA muss ihren Abschlussbericht nach einer Fristverlängerung nunmehr bis zum 25. Juni 2016 vorlegen. Zur Behebung der festgestellten Probleme kann sie Korrekturen der Marktordnung bis hin zu Eingriffen in die Strukturen der Unternehmen anordnen. Das Ergebnis der Untersuchung ist bislang offen. Es kann sowohl Risiken als auch Chancen für E.ON und die übrigen Marktteilnehmer bergen.

Die Einheit Globaler Handel hat Regasifizierungskapazitäten für Flüssiggas (LNG) in den Niederlanden und Großbritannien langfristig gebucht. Hieraus resultieren Zahlungsverpflichtungen bis zu den Jahren 2031 beziehungsweise 2029. In den USA besteht eine Zahlungsverpflichtung über 20 Jahre bis ins Jahr 2038 resultierend aus einem langfristigen LNG-FOB-Take-or-pay-Vertrag. Eine Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation oder ein rückläufiges LNG-Angebot für den nordwesteuropäischen Markt sowie eine nachlassende globale LNG-Nachfrage könnten zu einer geringeren Auslastung der Regasifizierungsanlagen oder des LNG-Vertrages als geplant führen.

24 Zwischenlagebericht

Beurteilung der Risikosituation

Zum Ende der ersten neun Monate 2015 hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2014 nicht wesentlich verändert. In Zukunft können sich politische und regulatorische Eingriffe, der zunehmende Wettbewerb auf dem Gasmarkt und die damit einhergehende Entwicklung der Mengen und Preise sowie eventuelle Verzögerungen und höhere Kosten bei Neubauvorhaben im Strom- oder Gasbereich nachteilig auf die Ertragslage auswirken. Aus heutiger Sicht sind jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnten.

Chancenbericht

Die Erfassung der Chancen im E.ON-Konzern und die wesentlichen Chancen für unsere Geschäfte haben wir im zusammengefassten Lagebericht 2014 beschrieben. Zum Ende der ersten drei Quartale 2015 haben sich die Chancen nicht wesentlich verändert. Bei der folgenden Chance hat sich der Sachstand geändert.

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 ist nach unserer Auffassung aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen rechtswidrig, sodass E.ON auch gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vorgeht. Diese Rechtsauffassung ist sowohl durch das Finanzgericht Hamburg als auch durch das Finanzgericht München bestätigt worden. Nachdem die vorläufig gewährte Aussetzung der Steuer durch den Bundesfinanzhof zwischenzeitlich aufgehoben wurde, hat sich der Europäische Gerichtshof im Hinblick auf die ihm vorgelegten Fragen im Juni 2015 zugunsten der Europarechtskonformität der Steuer ausgesprochen. Die endgültige Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts steht noch aus.

Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht

An die E.ON SE, Düsseldorf

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, verkürzten Kapitalflussrechnung, Entwicklung des Konzerneigenkapitals sowie ausgewählten erläuternden Anhangangaben – und den Konzernzwischenlagebericht der E.ON SE, Düsseldorf, für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. September 2015, die Bestandteile des Quartalsfinanzberichts nach § 37x Abs. 3 WpHG sind, einer prüferischen Durchsicht unterzogen. Die Aufstellung des verkürzten Konzernzwischenabschlusses nach den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und des Konzernzwischenlageberichts nach den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, eine Bescheinigung zu dem verkürzten Konzernzwischenabschluss und dem Konzernzwischenlagebericht auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht abzugeben.

Wir haben die prüferische Durchsicht des verkürzten Konzernzwischenabschlusses und des Konzernzwischenlageberichts unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze für die prüferische Durchsicht von Abschlüssen unter ergänzender Beachtung des International Standard on Review Engagements „Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity“ (ISRE 2410) vorgenommen. Danach ist die prüferische Durchsicht so zu planen und durchzuführen, dass wir bei kritischer Würdigung mit einer gewissen Sicherheit ausschließen können, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind. Eine prüferische Durchsicht beschränkt sich in erster Linie auf Befragungen von Mitarbeitern der Gesellschaft und auf analytische Beurteilungen und bietet deshalb nicht die durch eine Abschlussprüfung erreichbare Sicherheit. Da wir auftragsgemäß keine Abschlussprüfung vorgenommen haben, können wir einen Bestätigungsvermerk nicht erteilen.

Auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Annahme veranlassen, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, oder dass der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind.

Düsseldorf, den 9. November 2015

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann	Aissata Touré
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüferin

26 Verkürzter Zwischenabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns					
in Mio €	Anhang	3. Quartal		1.-3. Quartal	
		2015	2014 ¹⁾	2015	2014 ¹⁾
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		27.271	26.050	85.325	81.625
Strom- und Energiesteuern		-272	-290	-1.024	-1.087
Umsatzerlöse	(14)	26.999	25.760	84.301	80.538
Bestandsveränderungen		-6	11	36	42
Andere aktivierte Eigenleistungen		122	99	258	219
Sonstige betriebliche Erträge ²⁾		2.762	377	8.602	5.574
Materialaufwand		-25.035	-22.924	-75.497	-70.442
Personalaufwand		-1.045	-1.027	-3.102	-3.059
Abschreibungen		-9.055	-1.034	-10.964	-2.985
Sonstige betriebliche Aufwendungen ³⁾		-2.122	-1.052	-8.758	-7.192
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		27	-244	279	-234
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern		-7.353	-34	-4.845	2.461
Finanzergebnis	(6)	-126	-496	-906	-1.393
<i>Beteiligungsergebnis</i>		-17	-11	3	36
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		303	163	605	483
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-412	-648	-1.514	-1.912
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		485	-278	72	-898
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		-6.994	-808	-5.679	170
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	9	34	9	85
Konzernüberschuss/-fehlbetrag		-6.985	-774	-5.670	255
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>		-7.250	-835	-6.101	-14
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		265	61	431	269
in €					
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE) – unverwässert und verwässert	(7)				
aus fortgeführten Aktivitäten		-3,72	-0,45	-3,15	-0,05
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,01	0,01	0,01	0,04
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag		-3,71	-0,44	-3,14	-0,01
<p>1) Die Vorjahresvergleichswerte sind aufgrund des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).</p> <p>2) Der Anstieg der sonstigen betrieblichen Erträge ist auf höhere Erträge aus Währungskursdifferenzen sowie auf den Anstieg der Erträge aus der Marktbewertung von Warendermingeschäften zurückzuführen. Korrespondierende Positionen aus Währungskursdifferenzen und derivativen Finanzinstrumenten befinden sich in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen (siehe hierzu auch die nachfolgende Fußnote 3). Darüber hinaus erhöhten sich die sonstigen betrieblichen Erträge durch Weiterbelastungen an Mitgesellschafter schwedischer Kraftwerksblöcke. Für weitere Erläuterungen siehe auch die Darstellung der Ertragslage im Lagebericht.</p> <p>3) Der Anstieg der sonstigen betrieblichen Aufwendungen resultiert hauptsächlich aus gestiegenen Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen sowie höheren Aufwendungen aus der Marktbewertung von Commodity-Derivaten. Für weitere Erläuterungen siehe auch die Darstellung der Ertragslage im Lagebericht.</p>					

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2015	2014	2015	2014
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-6.985	-774	-5.670	255
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	-165	-1.147	925	-2.445
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	-	-	-10	-1
Ertragsteuern	35	314	-302	689
Posten, die nicht in den Gewinn und Verlust umgegliedert werden	-130	-833	613	-1.757
Cashflow Hedges	-32	-206	139	-482
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	246	51	1.184	-171
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-278	-257	-1.045	-311
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-112	11	-173	64
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-126	49	165	262
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	14	-38	-338	-198
Währungsumrechnungsdifferenz	-626	-284	168	-469
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-645	-337	149	-528
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	19	53	19	59
At equity bewertete Unternehmen	-312	-23	-379	74
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-312	-23	-379	74
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-	-	-	-
Ertragsteuern	-264	118	-193	195
Posten, die anschließend möglicherweise in den Gewinn oder Verlust umgegliedert werden	-1.346	-384	-438	-618
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen	-1.476	-1.217	175	-2.375
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)	-8.461	-1.991	-5.495	-2.120
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON SE</i>	-8.640	-1.949	-5.982	-2.222
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	179	-42	487	102

28 Verkürzter Zwischenabschluss

Bilanz des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	30.9.2015	31.12.2014
Aktiva			
Goodwill		6.494	11.812
Immaterielle Vermögenswerte		4.196	4.882
Sachanlagen		38.063	41.273
At equity bewertete Unternehmen	(9)	4.462	5.009
Sonstige Finanzanlagen	(9)	6.353	6.354
<i>Beteiligungen</i>		1.516	1.573
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		4.837	4.781
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		3.849	3.533
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		5.231	3.947
Ertragsteueransprüche		157	83
Aktive latente Steuern		5.669	6.172
Langfristige Vermögenswerte		74.474	83.065
Vorräte		3.049	3.356
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		1.416	1.376
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		21.532	24.311
Ertragsteueransprüche		1.114	1.745
Liquide Mittel		7.728	6.067
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		1.932	1.812
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		854	1.064
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		4.942	3.191
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	3.239	5.770
Kurzfristige Vermögenswerte		38.078	42.625
Summe Aktiva		112.552	125.690
Passiva			
Gezeichnetes Kapital		2.001	2.001
Kapitalrücklage		12.557	13.077
Gewinnrücklagen		10.216	16.842
Kumuliertes Other Comprehensive Income		-5.246	-4.833
Eigene Anteile	(10)	-1.715	-2.502
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE		17.813	24.585
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		3.027	2.723
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-595	-595
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		2.432	2.128
Eigenkapital		20.245	26.713
Finanzverbindlichkeiten		15.043	15.784
Betriebliche Verbindlichkeiten		8.556	7.804
Ertragsteuern		2.021	2.651
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(12)	4.578	5.574
Übrige Rückstellungen		25.833	25.802
Passive latente Steuern		5.860	5.720
Langfristige Schulden		61.891	63.335
Finanzverbindlichkeiten		2.742	3.883
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten		21.978	24.615
Ertragsteuern		638	797
Übrige Rückstellungen		4.070	4.120
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	988	2.227
Kurzfristige Schulden		30.416	35.642
Summe Passiva		112.552	125.690

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014 ¹⁾
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-5.670	255
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-9	-85
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	10.964	2.985
Veränderung der Rückstellungen	541	324
Veränderung der latenten Steuern	165	658
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-700	510
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (-3 Monate)	-461	-593
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	911	3.385
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)²⁾	5.741	7.439
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	46	98
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	5.787	7.537
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	2.537	1.639
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	174	197
<i>Beteiligungen</i>	2.363	1.442
Auszahlungen für Investitionen	-2.659	-3.110
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-2.567	-2.595
<i>Beteiligungen</i>	-92	-515
Veränderungen der Wertpapiere und Festgeldanlagen	-633	-972
Veränderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	211	-496
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-544	-2.939
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	9	-34
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-535	-2.973
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen ³⁾	8	-44
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON SE	-706	-840
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-153	-199
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	-2.739	-4.382
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-3.590	-5.465
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	24	-2
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-3.566	-5.467
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	1.686	-903
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	46	-34
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang ⁴⁾	3.216	4.539
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Quartalsende⁵⁾	4.948	3.602
Abzüglich: Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	0	4
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende⁵⁾	4.948	3.598

1) Die Vorjahresvergleichswerte sind aufgrund des Ausweises von nicht fortgeführten Aktivitäten angepasst (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).

2) Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow enthält Textziffer 14.

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

4) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang umfassen auch die Bestände der als Abgangsgruppen ausgewiesenen Erzeugungsaktivitäten in Spanien und Italien von zusammen 6 Mio € sowie Bestände der als Discontinued Operations bilanzierten Regionen Spanien und Italien von zusammen 19 Mio €. Im Vorjahr sind die Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen Pražská plynárenská Gruppe von 12 Mio € enthalten.

5) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Periodenende umfassen auch die Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen E.ON E&P Norge von 6 Mio €. Im Vorjahr sind Bestände der als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen Region Spanien von 4 Mio € enthalten.

30 Verkürzter Zwischenabschluss

Entwicklung des Konzerneigenkapitals						
in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs-umrechnung	Weiter-veräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
Stand zum 1. Januar 2014	2.001	13.733	23.306	-2.742	1.201	-292
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-649	-10			
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Dividenden			-1.145			
Anteilserhöhung/-minderung			31			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			-1.663	-256	15	-318
<i>Konzernüberschuss/-fehlbetrag</i>			-14			
<i>Other Comprehensive Income</i>			-1.649	-256	15	-318
<i>Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen</i>			-1.649			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				-256	15	-318
Stand zum 30. September 2014	2.001	13.084	20.519	-2.998	1.216	-610
Stand zum 1. Januar 2015	2.001	13.077	16.842	-4.917	887	-803
Veränderung Konsolidierungskreis						
Zurückgekaufte/verkaufte eigene Anteile		-520	-7			
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Dividenden			-966			
Anteilserhöhung/-minderung			-84			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			-5.569	-182	-114	-117
<i>Konzernüberschuss/-fehlbetrag</i>			-6.101			
<i>Other Comprehensive Income</i>			532	-182	-114	-117
<i>Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen</i>			532			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				-182	-114	-117
Stand zum 30. September 2015	2.001	12.557	10.216	-5.099	773	-920

Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	Summe
-3.484	33.723	3.574	-659	2.915	36.638
		-116		-116	-116
964	305				305
		41		41	41
		-13		-13	-13
	-1.145	-207		-207	-1.352
	31	-98		-98	-67
			64	64	64
	-2.222	102		102	-2.120
	-14	269		269	255
	-2.208	-167		-167	-2.375
	-1.649	-108		-108	-1.757
	-559	-59		-59	-618
-2.520	30.692	3.283	-595	2.688	33.380
-2.502	24.585	2.723	-595	2.128	26.713
		-145		-145	-145
787	260				260
		62		62	62
		-7		-7	-7
	-966	-161		-161	-1.127
	-84	68		68	-16
					0
	-5.982	487		487	-5.495
	-6.101	431		431	-5.670
	119	56		56	175
	532	81		81	613
	-413	-25		-25	-438
-1.715	17.813	3.027	-595	2.432	20.245

32 Anhang

(1) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Der Zwischenbericht zum 30. September 2015 wird nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) und den diesbezüglichen Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) aufgestellt, wie sie in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind.

Im vorliegenden Zwischenbericht werden – mit Ausnahme der in Textziffer 2 erläuterten Änderungen – dieselben Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie Konsolidierungsgrundsätze wie bei der Erstellung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2014 angewendet.

Dieser Zwischenbericht ist in Übereinstimmung mit IAS 34 erstellt worden und enthält einen gegenüber dem Konzernabschluss verkürzten Berichtsumfang. Für weitere Informationen – auch zum Risikomanagementsystem – verweisen wir auf den Konzernabschluss zum 31. Dezember 2014, der die Grundlage für den vorliegenden Zwischenabschluss darstellt.

(2) Neu angewendete Standards und Interpretationen

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 EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Sie sind danach erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2015 beginnen. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Änderungen auf den Konzernabschluss.

IFRIC 21 „Abgaben“

Das IASB hat im Mai 2013 die Interpretation IFRIC 21 „Abgaben“ (IFRIC 21) veröffentlicht, die den Zeitpunkt der bilanziellen Erfassung von Verpflichtungen aus öffentlichen Abgaben regelt. Abgaben, die durch andere Standards geregelt werden, wie beispielsweise Ertragssteuern, sind hiervon explizit ausgeschlossen. Hintergrund der neuen Regelung ist die Eliminierung der Bilanzierungsunterschiede bezüglich des Zeitpunkts der Erfassung von Verpflichtungen öffentlicher Abgaben. Die Verbindlichkeiten oder gegebenenfalls Rückstellungen sind demnach erst dann zu erfassen, wenn das verpflichtende Ereignis stattgefunden hat. Die Interpretation ist für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach ist die Interpretation verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 17. Juni 2014 beginnen. Für E.ON ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

(3) Konsolidierungskreis

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

Konsolidierungskreis			
	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2014¹⁾	107	210	317
Zugänge	8	11	19
Abgänge/Verschmelzungen	11	25	36
Konsolidierte Unternehmen zum 30. September 2015	104	196	300

1) Darin enthalten sind auch die als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesenen spanischen Unternehmen.

Zum 30. September 2015 wurden 43 Unternehmen nach der Equity-Methode (31. Dezember 2014: 54) und ein Unternehmen als gemeinschaftliche Tätigkeit (31. Dezember 2014: zwei) anteilig dargestellt.

(4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Nicht fortgeführte Aktivitäten und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2015

Explorations- und Produktionsgeschäft in der Nordsee

E.ON hatte im November 2014 die strategische Überprüfung des E&P-Geschäfts in der Nordsee angekündigt. Aufgrund der Konkretisierung einer Veräußerung dieser Aktivitäten hat E.ON zum 30. September 2015 dieses Geschäft als Abgangsgruppen ausgewiesen.

Bereits im Oktober 2015 hat E.ON eine Vereinbarung über die Veräußerung aller Anteile an der E.ON Exploration & Production Norge AS (E.ON E&P Norge), Stavanger, Norwegen, an DEA Deutsche Erdoel AG (DEA), Hamburg, Deutschland, unterzeichnet. Der Wert der Transaktion beläuft sich auf 1,6 Mrd US-\$, einschließlich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente in Höhe von 0,1 Mrd US-\$, basierend auf der Bilanz der Gesellschaft zum Stichtag 1. Januar 2015.

Durch die Konkretisierung des Veräußerungsprozesses waren Werthaltigkeitsprüfungen für Vermögenswerte des E&P-Geschäfts in der Nordsee vorzunehmen. Aus diesen Prüfungen ergab sich ein Wertminderungsbedarf in Höhe von rund 1 Mrd €, gegenläufig waren passive latente Steuern in Höhe von rund 0,6 Mrd € ergebniswirksam aufzulösen. Zudem wurde der den Aktivitäten zuzurechnende Goodwill von rund 0,8 Mrd € zum 30. September 2015 um rund 0,6 Mrd € wertgemindert.

Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden der als Abgangsgruppe geführten Aktivitäten in der globalen Einheit Exploration & Produktion beziehen sich zum 30. September 2015 auf Goodwill (0,2 Mrd €), sonstiges Anlagevermögen (1,4 Mrd €) sowie auf Schulden (0,9 Mrd €).

E.ON in Spanien

E.ON hat Ende November 2014 vertragliche Vereinbarungen mit einem Tochterunternehmen der Macquarie European Infrastructure Fund IV LP (Macquarie Fund), London, Großbritannien, über den Verkauf ihrer spanischen und portugiesischen Aktivitäten geschlossen.

Die verkauften Aktivitäten umfassen das gesamte spanische und portugiesische Geschäft mit 650.000 Strom- und Gaskunden und Stromverteilnetzen mit einer Gesamtlänge von 32.000 Kilometern. Darüber hinaus beinhalten die Aktivitäten eine Erzeugungskapazität von 4 GW aus Kohle-, Gas- und regenerativen Anlagen in Spanien und Portugal. Während das Segment regionale Einheit Spanien unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen ist, wurden die spanischen Erzeugungsaktivitäten der Segmente Erzeugung sowie Erneuerbare Energien zum 30. November 2014 als Abgangsgruppen klassifiziert.

Als Transaktionsvolumen für das Eigenkapital und für die Übernahme von Verbindlichkeiten sowie Working-Capital-Positionen wurden rund 2,4 Mrd € vereinbart. Mit der Klassifizierung als nicht fortgeführte Aktivitäten beziehungsweise Abgangsgruppen war die Bewertung der spanischen und portugiesischen Aktivitäten mit dem vereinbarten Kaufpreis vorzunehmen. Diese Überprüfung führte im Jahr 2014 zu einem Goodwill-Impairment in Höhe von rund 0,3 Mrd €.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung der als nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesenen regionalen Einheit Spanien:

Gewinn- und Verlustrechnung – E.ON Spanien (Kurzfassung) ¹⁾		
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014
Umsatzerlöse	324	810
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-284	-762
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	40	48
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	40	48

1) Darin ist das Entkonsolidierungsergebnis nicht enthalten.

34 Anhang

Aus dem Vollzug der Transaktion am 25. März 2015 resultierte ein geringfügiger Abgangsverlust. Die abgegangenen Vermögenswerte und Schulden der als nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesenen regionalen Einheit betrafen das Sachanlagevermögen (1,0 Mrd €), das Umlaufvermögen (0,5 Mrd €) sowie Rückstellungen (0,2 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,7 Mrd €). Die wesentlichen Vermögenswerte der als Abgangsgruppe geführten Erzeugungsaktivitäten bezogen sich auf Sachanlagevermögen (1,1 Mrd €), immaterielle Vermögenswerte und Goodwill (0,4 Mrd €), Finanzanlagen (0,1 Mrd €) sowie Umlaufvermögen (0,4 Mrd €). Die Passiva beinhalteten im Wesentlichen Rückstellungen (0,2 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,4 Mrd €).

E.ON in Italien

Vor dem Hintergrund der Konkretisierung seiner Veräußerungsabsichten hat E.ON zum 31. Dezember 2014 die regionale Einheit Italien unter den nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen sowie seine italienischen Aktivitäten in den Segmenten Erzeugung und - mit Ausnahme der Windaktivitäten - Erneuerbare Energien als Abgangsgruppen ausgewiesen.

Bereits im Dezember 2014 wurde die Minderheitsbeteiligung an der Gestione Energetica Impianti S.p.A. (GEI), Crema, Italien, veräußert. Ebenfalls im Dezember 2014 wurde die Veräußerung der italienischen Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis an das tschechische Energieunternehmen Energetický a Průmyslový Holding (EPH), Prag, Tschechien, vereinbart.

Durch die Konkretisierung des Veräußerungsprozesses war auch eine Überprüfung der Bewertung der italienischen Aktivitäten auf Basis der zu erwartenden Veräußerungserlöse vorzunehmen. Hieraus resultierte zum 31. Dezember 2014 ein Wertminderungsbedarf in Höhe von insgesamt rund 1,3 Mrd €, der sich mit rund 0,1 Mrd € auf Goodwill sowie mit rund 1,2 Mrd € auf sonstiges Anlagevermögen verteilt.

Im Februar 2015 wurde eine vertragliche Vereinbarung mit F2i SGR S.p.A., Mailand, Italien, zur Veräußerung der im Segment Erneuerbare Energien ausgewiesenen Aktivitäten im Bereich Solar unterzeichnet und vollzogen. Die wesentlichen Bilanzposten betrafen das Sachanlagevermögen (0,1 Mrd €). Wesentliche Passiva lagen nicht vor. Aus dem Vollzug der Transaktion resultierte ein geringfügiger Abgangsgewinn.

Der Abschluss der Veräußerung der als Abgangsgruppe ausgewiesenen italienischen Stromerzeugung auf Kohle- und Gasbasis ist im Juli 2015 erfolgt. Aus der Entkonsolidierung resultierte ein geringfügiges Abgangsergebnis. Die abgegangenen Vermögenswerte und Schulden betrafen das Sachanlagevermögen (0,3 Mrd €), das Umlaufvermögen (0,2 Mrd €) sowie Schulden (0,5 Mrd €).

Zudem hat E.ON im August 2015 mit ERG Power Generation S.p.A. (ERG), Genua, Italien, eine Vereinbarung zum Verkauf der Wasserkraftaktivitäten unterzeichnet. Der Vollzug dieser Vereinbarung wird für das vierte Quartal 2015 erwartet. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden der als Abgangsgruppe geführten Aktivitäten der globalen Einheit Erneuerbare Energien beziehen sich zum 30. September 2015 auf Sachanlagevermögen (0,5 Mrd €) und immaterielles Vermögen (0,5 Mrd €).

Ebenfalls im August 2015 hat E.ON entschieden, das von der regionalen Einheit Italien geführte Vertriebsgeschäft im Strom- und Gasgeschäft weiterzuentwickeln. Daher waren aufgrund der Aufgabe des Veräußerungsplans im dritten Quartal 2015 die gesondert ausgewiesenen Vermögenswerte und Schulden sowie die Ergebnisse der nicht fortgeführten Aktivitäten wieder in den einzelnen Posten in der Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen und die Kapitalflussrechnung war entsprechend anzupassen. Aus dieser Rückgliederung ergaben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf das Konzernergebnis.

Esperanto Infrastructure

E.ON hat Ende März 2015 mit dem schwedischen Investmentfonds EQT einen Vertrag zur Veräußerung des restlichen Anteils in Höhe von 49 Prozent an der Esperanto Infrastructure unterschrieben. Der Buchwert der in der regionalen Einheit Deutschland ausgewiesenen Aktivität im Bereich Energy from Waste belief sich auf 0,2 Mrd €. Der Vertrag wurde Ende April 2015 vollzogen. Daraus resultierte ein Abgangsgewinn von rund 0,1 Mrd €.

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2014

Windparks Magic Valley 1 und Wildcat 1

E.ON hat sich im November 2014 im Rahmen seiner Build-and-sell-Strategie im Segment Erneuerbare Energien auf die Veräußerung von Anteilen in Höhe von 80 Prozent an einem Portfolio aus zwei Windparks in den USA, Magic Valley 1 und Wildcat 1, an Enbridge Inc., Toronto, Kanada, verständigt. Der Kaufpreis für die Anteile, nach Abzug von Schulden, betrug rund 0,3 Mrd €. Der Buchwert des Sachanlagevermögens belief sich zum 31. Dezember 2014 auf rund 0,5 Mrd €.

Aus der Transaktion, die Ende Dezember 2014 vollzogen wurde, resultierte ein Veräußerungsgewinn von knapp 0,1 Mrd €. E.ON hält damit weiterhin Anteile in Höhe von 20 Prozent und bleibt Betreiber der Windparks.

Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH

E.ON hat Ende Oktober 2014 mit der zur Investmentgesellschaft First State, Luxemburg, gehörenden First State European Diversified Infrastructure (EDIF) einen Vertrag zur Veräußerung ihrer 50 Prozent der Gesellschafteranteile an der Erdgasversorgungsgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (EVG), Erfurt, unterzeichnet.

Die Beteiligung wurde in der regionalen Einheit Deutschland mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € ausgewiesen. Aus der Transaktion, die ebenfalls im vierten Quartal 2014 vollzogen wurde, resultierte ein Abgangsergebnis von rund 0,1 Mrd €.

E.ON in Litauen

E.ON hat im Mai 2014 Verträge zur Veräußerung der Aktivitäten in Litauen unterzeichnet und vollzogen. Die Beteiligungen mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € wurden in der globalen Einheit Globaler Handel ausgewiesen. Aus der Transaktion resultierte ein geringfügiger Abgangsgewinn.

Schwedische Wärmekraftanlagen

E.ON hat im ersten Quartal 2014 Verträge zum Verkauf diverser Kleinstwärmekraftwerke mit der norwegischen Solør Bioenergi zu einem Kaufpreis von 0,1 Mrd € geschlossen. Die Anlagen mit einem Buchwert von rund 0,1 Mrd € wurden in der regionalen Einheit Schweden ausgewiesen. Der Vollzug der Transaktion erfolgte im zweiten Quartal 2014 mit einem geringfügigen Abgangsgewinn.

Stadtwerke Prag

E.ON hat im Dezember 2013 Verträge zur Abgabe einer Mehrheitsbeteiligung an der Pražská plynárenská mit der Stadt Prag unterzeichnet. Der Kaufpreis beläuft sich auf 0,2 Mrd €. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden der in der regionalen Einheit Tschechien geführten Einheit beziehen sich zum 31. Dezember 2013 auf Sachanlagevermögen (0,2 Mrd €) und Vorräte beziehungsweise sonstige Vermögenswerte (0,2 Mrd €) sowie Schulden (0,2 Mrd €). Der Vollzug der Transaktion erfolgte im März 2014 mit einem Veräußerungsgewinn von rund 0,1 Mrd €.

Offshore-Windpark Rødsand

E.ON hat sich im November 2013 auf den Verkauf von 80 Prozent am 207-MW-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 hat das Unternehmen ein Darlehen von 2,1 Mrd Dänischen Kronen (0,3 Mrd €) abgelöst. SEAS-NVE übernimmt 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 wurde 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 mit einem Veräußerungsgewinn von rund 0,1 Mrd €.

(5) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand gemäß IFRS im E.ON-Konzern betrug in den ersten neun Monaten des Jahres 2015 insgesamt 18 Mio € (erste neun Monate des Jahres 2014: 22 Mio €).

36 Anhang

(6) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2015	2014	2015	2014
Erträge aus Beteiligungen	17	29	59	97
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-34	-40	-56	-61
Beteiligungsergebnis	-17	-11	3	36
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	303	163	605	483
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-412	-648	-1.514	-1.912
Zinsergebnis	-109	-485	-909	-1.429
Finanzergebnis	-126	-496	-906	-1.393

(7) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2015	2014	2015	2014
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-6.994	-808	-5.679	170
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-265	-61	-429	-266
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	-7.259	-869	-6.108	-96
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	9	34	9	85
Abzüglich: Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-	-	-2	-3
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)	9	34	7	82
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der E.ON SE	-7.250	-835	-6.101	-14
in €				
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON SE)				
aus fortgeführten Aktivitäten	-3,72	-0,45	-3,15	-0,05
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,01	0,01	0,01	0,04
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-3,71	-0,44	-3,14	-0,01
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.952	1.932	1.941	1.920

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.

Der Anstieg des gewichteten Durchschnitts der Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien resultiert im Wesentlichen aus der Ausgabe eigener Aktien im Rahmen der Wahldividende, mit denen ein Teil der Dividendenansprüche der E.ON-Aktionäre bedient wurde.

(8) Wertminderungen im dritten Quartal

Die Ertragslage des dritten Quartals ist insbesondere durch außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 8,3 Mrd € sowie Zuschreibungen in Höhe von 0,4 Mrd € geprägt. Der Anlass zum Test auf Wertminderung waren im Wesentlichen aktualisierte Annahmen zur langfristigen Entwicklung von Strom- und Primärenergiepreisen sowie der politischen Rahmenbedingungen und deren Auswirkungen auf die erwartete Profitabilität.

Es wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Goodwill in Höhe von 5,3 Mrd € erfasst. Der betragsmäßig größte Einzel-sachverhalt betrifft mit 4,5 Mrd € die Vollabschreibung des Goodwills in der globalen Einheit Erzeugung, deren erzielbarer Betrag von 6,9 Mrd € anhand des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Veräußerungskosten bestimmt wurde. Weitere wesentliche Goodwill-Abschreibungen betrafen mit rund 0,6 Mrd € das britische und norwegische Nordseegeschäft der Einheit Exploration & Produktion, bei dem der erzielbare Betrag anhand einer bindenden Kaufofferte beziehungsweise einer abgeschlossenen Verkaufstransaktion bestimmt wurde, sowie mit rund 0,2 Mrd € die Fokusregion Russland. Bei dieser Einheit erfolgte eine Abschreibung auf den erzielbaren Betrag von 2,7 Mrd €, der als Nutzungswert berechnet wurde.

Die verwendeten Kapitalkosten für ausgewählte Cash Generating Units, deren jeweiliger Goodwill vor Abschreibung im Vergleich zum Buchwert des gesamten Goodwills wesentlich ist, betragen für die Einheit Erzeugung 5,2 – 6,4 Prozent, für die Erneuerbaren Energien 4,0 – 5,8 Prozent, für Exploration & Produktion Russland 10,8 Prozent (vor Steuern und in lokaler Währung), für Globaler Handel 5,35 Prozent, für die Region

Deutschland 4,28 Prozent, für die Region Großbritannien 5,89 Prozent sowie für die Region Russland 17,2 Prozent. Die Wachstumsraten im Terminal Value betragen für die Einheit Erzeugung 0 Prozent, für die Erneuerbaren Energien 1,5 – 2 Prozent, für Globaler Handel 1,5 Prozent, für die Regionen Deutschland und Großbritannien jeweils 1,5 Prozent sowie für die Region Russland 4,0 Prozent (in lokaler Währung).

Auf das Sachanlagevermögen entfielen außerplanmäßige Abschreibungen von insgesamt 2,8 Mrd €. Wesentliche Beträge davon entfielen auf die globale Einheit Erzeugung mit 1,6 Mrd € und auf die globale Einheit Exploration & Produktion mit 1,0 Mrd € (siehe hierzu Textziffer 4). Innerhalb der globalen Einheit Erzeugung wurden Sachanlagen in mehreren Ländern abgeschrieben. Die betragsmäßig größten außerplanmäßigen Wertminderungen betrafen dabei jeweils ein Gaskraftwerk in Frankreich mit 0,4 Mrd € und in Großbritannien mit 0,2 Mrd € sowie jeweils ein Kohlekraftwerk in Deutschland und in den Niederlanden mit je 0,2 Mrd €. Daraus ergaben sich erzielbare Beträge für das entsprechende Kraftwerk in Frankreich in Höhe von 0,1 Mrd €, in Großbritannien in Höhe von 0,6 Mrd €, in Deutschland in Höhe von 1,1 Mrd € und in den Niederlanden in Höhe von 1,5 Mrd €. Ferner wurde in der Einheit Globaler Handel ein Gasspeicher um 0,2 Mrd € abgeschrieben.

Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen insgesamt 0,2 Mrd €.

(9) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen						
in Mio €	30. September 2015			31. Dezember 2014		
	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Joint Ventures ¹⁾	E.ON-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Joint Ventures ¹⁾
At equity bewertete Unternehmen	4.462	2.307	2.155	5.009	2.423	2.586
Beteiligungen	1.516	247	10	1.573	245	9
Langfristige Wertpapiere	4.837	-	-	4.781	-	-
Summe	10.815	2.554	2.165	11.363	2.668	2.595

1) Soweit assoziierte Unternehmen und Joint Ventures als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen und Joint Ventures, die aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen in Höhe von 279 Mio € (erste neun Monate 2014: -234 Mio €) enthält Impairments in Höhe von 30 Mio € (erste neun Monate 2014: 452 Mio €).

38 Anhang

(10) Eigene Anteile

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, eigene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf. Die Gesamtzahl der im Umlauf befindlichen Aktien zum 30. September 2015 betrug 1.952.352.451 (31. Dezember 2014: 1.932.736.845).

Im Bestand der E.ON SE sowie einer Tochtergesellschaft befanden sich zum 30. September 2015 48.647.549 eigene Aktien (31. Dezember 2014: 68.263.155) mit einem Konzernbuchwert von 1.715 Mio € (entsprechend 2,43 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 48.647.549 € des Grundkapitals).

Im Rahmen der Wahldividende für das Geschäftsjahr 2014 wurden Dividendenansprüche der Aktionäre in Höhe von 260 Mio € (2014: 305 Mio €) durch Ausgabe von 19.615.021 eigenen Aktien (2014: 24.008.788 eigene Aktien) bedient. Durch die Ausgabe eigener Aktien verringerte sich der Korrekturposten für eigene Anteile, bewertet mit historischen Anschaffungskosten, um 787 Mio € (2014: 964 Mio €). Gegenläufig wurde die Kapitalrücklage um 520 Mio € (2014: 649 Mio €) reduziert. Dieser Betrag entspricht der Differenz zwischen den historischen Anschaffungskosten und dem Bezugspreis der Aktien. Der auf den aktuellen Aktienkurs gewährte Abschlag in Höhe von 7 Mio € (2014: 10 Mio €) belastet die Gewinnrücklagen.

(11) Dividenden

Die Hauptversammlung beschloss am 7. Mai 2015, eine Dividende von 0,50 € (2014: 0,60 €) je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer Dividendensumme von 966 Mio € (2014: 1.145 Mio €). Die Aktionäre hatten wie im Vorjahr die Möglichkeit, die Dividende entweder in bar zu erhalten oder den Dividendenanspruch teilweise gegen Aktien der E.ON SE zu tauschen. Aufgrund einer Annahmquote von

rund 37 Prozent wurden 19.615.021 eigene Anteile ausgegeben. Die in bar ausgeschüttete Dividende reduzierte sich damit auf 706 Mio €.

(12) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen haben sich gegenüber dem Jahresende 2014 um 996 Mio € verringert. Ursache hierfür waren vor allem saldierte versicherungsmathematische Gewinne, die größtenteils aus dem Anstieg der für den E.ON-Konzern ermittelten Rechnungszinssätze resultieren, Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen sowie die in den ersten neun Monaten geleisteten Netto-Pensionszahlungen. Gegenläufig wirkten Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwands sowie Währungseffekte.

Für die Berechnung der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen wurden in Deutschland und Großbritannien die nachfolgenden Rechnungszinssätze zugrunde gelegt:

Rechnungszinssätze		
in %	30.9.2015	31.12.2014
Deutschland	2,60	2,00
Großbritannien	3,70	3,70

Seit dem zweiten Quartal 2015 wurde die Bestimmung der Rechnungszinsen für die Euro-Währungszone dahingehend angepasst, dass die Ableitung der Zinsstruktur von hochrangigen Unternehmensanleihen („high quality corporate bonds“) im Rahmen der Extrapolation verfeinert wurde. Dies führte zum 30. September 2015 zu einem Anstieg des Rechnungszinses in Deutschland von 20 Basispunkten und infolgedessen zu einem korrespondierenden versicherungsmathematischen Gewinn in Höhe von 400 Mio €.

Die Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen, die sich als Differenz zwischen dem Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und dem Fair Value des Planvermögens ergibt, stellt sich wie folgt dar:

Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen		
in Mio €	30.9.2015	31.12.2014
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	18.268	18.949
Fair Value des Planvermögens	13.690	13.375
Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen <i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	4.578	5.574
	4.578	5.574

Die Zusammensetzung des Gesamtaufwands der leistungsorientierten Versorgungszusagen, der sich in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen widerspiegelt, ist in nachfolgender Tabelle dargestellt:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2015	2014	2015	2014
Dienstzeitaufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	78	64	259	185
Nettozinsaufwand auf die Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen (Net interest on the net defined benefit liability)	29	22	87	77
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (Past service cost)	8	-3	20	8
Summe	115	83	366	270

(13) Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

Bewertung von Finanzinstrumenten

Basis für die Bewertung von Finanzinstrumenten ist die Fair-Value-Ermittlung. 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, zu dem eine Partei die Rechte und/oder Pflichten an einen Dritten veräußern kann. Die Fair Values der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten inklusive eines Kreditrisikoaufschlags ermittelt. Das Kreditrisiko des Vertragspartners wird mittels eines Credit Value Adjustments erfasst.

Die derivativen Finanzinstrumente sind Gegenstand marktüblicher Aufrechnungsvereinbarungen. Mit Banken existieren Master Netting Agreements, die auf Basis von ISDA-Vereinbarungen (International Swaps and Derivatives Association) durch entsprechende Anlagen konkretisiert werden. Geschäfte, die im Rahmen der Commodity-Transaktionen abgeschlossen werden, unterliegen grundsätzlich EFET-Vereinbarungen (European Federation of Energy Traders). Die oben genannten Netting-Vereinbarungen gehen in die Ermittlung der Fair Values der Finanzinstrumente ein. Bei der Ermittlung werden auch die auf Portfoliobasis kalkulierten Kreditrisiken berücksichtigt.

40 Anhang

Die Fair-Value-Ermittlung für einzelne Vermögenswerte erfolgt bei marktgängigen Wertpapieren durch Heranziehung veröffentlichter Börsen- oder Marktpreise zum Erwerbszeitpunkt. 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 Vermögenswerts fortgeschrieben werden. Der Abzinsungssatz berücksichtigt die speziellen Risiken der Aktivitäten.

Ausweis der Finanzinstrumente

In nachfolgender Tabelle sind die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und der finanziellen Verbindlichkeiten, die zum Fair Value bilanziert werden, nach ihren Bewertungsquellen dargestellt:

Buchwerte der Finanzinstrumente zum 30. September 2015			
in Mio €	Summe Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Anhand von Börsenkursen ermittelt	Von Marktwerten abgeleitet
Vermögenswerte			
Beteiligungen	1.516	101	283
Derivate	14.574	6.309	7.885
Wertpapiere und Festgeldanlagen	6.769	6.157	612
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4.942	4.942	-
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	854	854	-
Verbindlichkeiten			
Derivate	13.934	6.091	7.821

Buchwerte der Finanzinstrumente zum 31. Dezember 2014			
in Mio €	Summe Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Anhand von Börsenkursen ermittelt	Von Marktwerten abgeleitet
Vermögenswerte			
Beteiligungen	1.573	120	320
Derivate	13.716	6.157	7.115
Wertpapiere und Festgeldanlagen	6.593	5.761	832
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	3.191	3.143	48
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1.064	1.064	-
Verbindlichkeiten			
Derivate	13.776	6.187	7.541

Der Anstieg der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente resultiert insbesondere aus Desinvestitionserlösen.

Für die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gelten aufgrund der kurzen Restlaufzeit die Buchwerte als realistische Schätzungen der Fair Values. Ebenso wird der Fair Value von

Commercial Paper und Geldaufnahmen im Rahmen kurzfristiger Kreditfazilitäten sowie der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen wegen der kurzen Laufzeiten in Höhe des Buchwerts angesetzt. Der Fair Value der Anleihen beträgt zum 30. September 2015 16.689 Mio € (31. Dezember 2014: 17.997 Mio €). Der Buchwert der Anleihen beträgt zum 30. September 2015 13.634 Mio € (31. Dezember 2014: 14.280 Mio €).

Der beizulegende Zeitwert der übrigen Finanzinstrumente entspricht weitestgehend dem Buchwert. E.ON prüft zum Ende jeder Berichtsperiode, ob es einen Anlass zu einer Umgruppierung in oder aus einem Bewertungslevel gibt. Das Verhältnis der Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte von Level 1 zu Level 2 hat sich im Vergleich zum 31. Dezember 2014 nicht wesentlich verändert. Es gab keine Umgliederungen zwischen

diesen beiden Bewertungsleveln in den ersten neun Monaten des Jahres 2015. In diesem Zeitraum wurden jedoch Beteiligungen in Höhe von 31 Mio € aus der Fair-Value-Stufe 3 ausgegliedert. 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 2015	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/Verluste im OCI	Stand zum 30. September 2015
						in Stufe 3	aus Stufe 3		
Beteiligungen	1.133	39	-15	-	-	3	-31	3	1.132
Derivative Finanzinstrumente	396	-	-	-	-38	-	-	-	358
Summe	1.529	39	-15	0	-38	3	-31	3	1.490

Zu Jahresbeginn war ein Aufwand von 48 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Realisierungen in Höhe von 1 Mio € ergab sich zum Quartalsende ein verbleibender abgegrenzter Aufwand von 49 Mio €, der gemäß der Vertragserfüllung in den Folgeperioden aufgelöst wird.

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 59 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 57 Mio € führen.

Kreditrisiko

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 Patronatserklärungen (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 6.512 Mio € akzeptiert. Derivative Transaktionen werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen durchgeführt, 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 bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken. Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

(14) Segmentinformationen

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“ (IFRS 8) berichtet werden. Aus der regionalen Einheit Deutschland wurde das Handelsgeschäft im Bereich Großkunden in die globale Einheit Globaler Handel umgegliedert. Die entsprechenden Vorjahresvergleichszahlen wurden angepasst. Nach strategischer Überprüfung des Strom- und Gasvertriebs in Italien hat E.ON Anfang August 2015 entschieden, dieses Geschäft in der regionalen Einheit Italien weiterzuentwickeln.

42 Anhang

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 Erneuerbare Energien beinhalten Wasserkraft, Windkraft sowie Solar und werden global gesteuert.

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 Anlagen und Verträge auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes.

Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist ein Segment, das in den Fokusregionen britische und norwegische Nordsee sowie Russland aktiv ist.

Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa wird von insgesamt zehn regionalen Einheiten operativ gesteuert. Im Rahmen der Segmentberichterstattung werden die regionalen Einheiten Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien und Ungarn separat ausgewiesen.

Segmentinformationen nach Bereichen

1.-3. Quartal in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Außenumsatz	1.262	1.901	455	518	51.904	47.095
Innenumsatz	4.615	5.369	1.351	1.291	11.104	10.985
Umsatzerlöse	5.877	7.270	1.806	1.809	63.008	58.080
EBITDA¹⁾	1.057	1.553	923	1.107	259	444
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	<i>48</i>	<i>42</i>	<i>14</i>	<i>-11</i>	<i>90</i>	<i>97</i>
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	852	2.901	865	981	717	426
Investitionen	435	549	826	854	86	95

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 Weitere EU-Länder

1.-3. Quartal in Mio €	Großbritannien		Schweden		Tschechien	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Außenumsatz	7.014	6.700	1.415	1.552	1.591	1.618
Innenumsatz	19	32	61	63	96	95
Umsatzerlöse	7.033	6.732	1.476	1.615	1.687	1.713
EBITDA¹⁾	204	212	442	458	236	234
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>4</i>	<i>6</i>	<i>4</i>	<i>4</i>
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	345	437	485	451	183	223
Investitionen	107	87	218	200	86	86

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.

Sofern Einheiten nicht separat ausgewiesen werden, sind sie als übrige regionale Einheiten summarisch zusammengefasst. Dazu zählen Frankreich, die Niederlande, die Slowakei, Rumänien, Italien und bis Dezember 2014 Spanien (zu den Einheiten Italien und Spanien siehe auch Textziffer 4). Zusätzlich dazu werden hier auch die Aktivitäten von E.ON Connecting Energies, die sich auf die Bereitstellung dezentraler Komplettlösungen konzentriert, ausgewiesen.

Unter den Nicht-EU-Ländern wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion dargestellt. Darüber hinaus werden als „Weitere Nicht-EU-Länder“ die Aktivitäten in Brasilien und in der Türkei ausgewiesen.

Konzernleitung/Konsolidierung beinhaltet die E.ON SE (E.ON oder Gesellschaft) selbst, die direkt von der E.ON SE geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Die Veränderungen des EBITDA der Konzernleitung/Konsolidierung gegenüber dem Vorjahr resultierten im Wesentlichen aus einer Vielzahl einzelner Effekte wie zum Beispiel der Abwicklung von Versicherungsschäden, Derivate- und Währungsergebnissen und sonstigen administrativen Vorgängen.

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 Nettobuchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sowie das sonstige nicht operative Ergebnis. Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen werden innerhalb des EBITDA ausgewiesen.

Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder		Nicht-EU-Länder		Konzernleitung/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
938	1.331	14.291	14.127	14.536	14.274	785	1.170	130	122	84.301	80.538
396	352	243	354	516	545	-	-	-18.225	-18.896	0	0
1.334	1.683	14.534	14.481	15.052	14.819	785	1.170	-18.095	-18.774	84.301	80.538
714	942	1.428	1.257	1.248	1.226	183	339	-451	-340	5.361	6.528
29	21	102	67	35	50	-16	-48	-1	-	301	218
721	896	1.987	1.241	1.417	1.594	216	381	-735	-130	6.040	8.290
86	55	469	400	575	535	130	616	52	6	2.659	3.110

Ungarn		Übrige regionale Einheiten		Weitere EU-Länder	
2015	2014	2015	2014	2015	2014
1.137	1.177	3.379	3.227	14.536	14.274
1	1	339	354	516	545
1.138	1.178	3.718	3.581	15.052	14.819
150	151	216	171	1.248	1.226
-	-	27	40	35	50
104	147	300	336	1.417	1.594
77	66	87	96	575	535

44 Anhang

Segmentinformationen nach Bereichen – Darstellung Nicht-EU-Länder						
1.-3. Quartal in Mio €	Russland		Weitere Nicht-EU-Länder		Nicht-EU-Länder	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Außenumsatz	785	1.170	-	-	785	1.170
Innenumsatz	-	-	-	-	0	0
Umsatzerlöse	785	1.170	0	0	785	1.170
EBITDA¹⁾	215	401	-32	-62	183	339
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	-	-	-16	-48	-16	-48
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	221	395	-5	-14	216	381
Investitionen	130	269	-	347	130	616

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 fortgeführter Aktivitäten			
1.-3. Quartal in Mio €	Spanien ³⁾		
	2015	2014	
Außenumsatz	324	810	
Innenumsatz	31	62	
Umsatzerlöse	355	872	
EBITDA¹⁾	34	110	
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	-	-	
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	19	128	
Investitionen	5	34	

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) Die spanischen Aktivitäten sind bereits im ersten Quartal 2015 abgegangen (vergleiche hierzu auch Textziffer 4).

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow:

Operativer Cashflow ¹⁾			
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014	Differenz
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	6.040	8.290	-2.250
Zinszahlungen	-441	-654	213
Ertragsteuerzahlungen	142	-197	339
Operativer Cashflow	5.741	7.439	-1.698

1) operativer Cashflow aus fortgeführten Aktivitäten

Bei den in den Segmentinformationen nach Bereichen ausgewiesenen Investitionen handelt es sich um die in der Kapitalflussrechnung enthaltenen Auszahlungen für Investitionen.

Überleitung des EBITDA

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 definierten Kennzahlen abweichen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung unseres EBITDA auf den Konzernüberschuss nach IFRS:

Konzernüberschuss		
1.-3. Quartal in Mio €	2015	2014
EBITDA¹⁾	5.361	6.528
Planmäßige Abschreibung	-2.325	-2.620
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-112	-62
EBIT¹⁾	2.924	3.846
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.127	-1.255
Netto-Buchgewinne/-verluste	377	310
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-324	-342
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ^{2), 3)}	-8.177	-701
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	576	-790
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	-5.751	1.068
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	72	-898
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-5.679	170
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	9	85
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-5.670	255
Anteil der Gesellschafter der E.ON SE	-6.101	-14
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	431	269

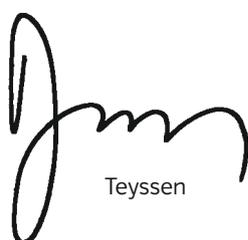
1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte
 2) Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab.
 3) im neutralen Ergebnis erfasst

Im Berichtszeitraum sind im neutralen Ergebnis Impairments und Wertaufholungen in Höhe von 8,2 Mrd € enthalten. Die Impairments entfallen mit rund 5,9 Mrd € auf die Einheit Erzeugung und mit rund 1,6 Mrd € auf die Einheit Exploration & Produktion.

Eine weitere Erläuterung der Überleitung unseres EBITDA zum Konzernüberschuss erfolgt auf Seite 16 im Zwischenlagebericht.

(15) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

E.ON hat Anfang November 2015 bekannt gegeben, dass sich der kanadische Energiekonzern Enbridge mit einem Anteil in Höhe von 24,9 Prozent am Offshore-Windpark Rampion beteiligt. Enbridge wird damit einer von drei Anteilseignern der Rampion Offshore Wind Limited. E.ON hält mit 50,1 Prozent die Mehrheit, weitere 25 Prozent besitzt die UK Green Investment Bank.



Teyssen



Birnbaum



Reutersberg



Schäfer



Sen

46 Energiewirtschaftliche Tabellen

Strombeschaffung ¹⁾																
1.-3. Quartal in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel ²⁾		Deutschland ²⁾		Weitere EU-Länder		Nicht-EU- Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Eigenerzeugung	80,5	90,1	18,9	20,2	-	-	0,3	0,4	1,7	2,7	38,6	42,7	-	-	140,0	156,1
Bezug	16,1	20,8	4,1	3,8	482,7	467,9	65,2	62,2	95,7	101,3	3,5	3,4	-218,9	-246,6	448,4	412,8
<i>Gemeinschafts-</i>																
<i>kraftwerke</i>	7,2	9,8	0,9	0,6	-	-	-	-	0,2	0,2	-	-	-	-	8,3	10,6
<i>Globaler</i>																
<i>Handel/Fremde</i>	8,9	11,0	3,2	3,2	482,7	467,9	65,2	62,2	95,5	101,1	3,5	3,4	-218,9	-246,6	440,1	402,2
Summe	96,6	110,9	23,0	24,0	482,7	467,9	65,5	62,6	97,4	104,0	42,1	46,1	-218,9	-246,6	588,4	568,9
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-0,7	-1,2	-	-0,7	-	-	-2,7	-2,5	-5,5	-5,6	-1,5	-1,5	-	-	-10,4	-11,5
Stromabsatz	95,9	109,7	23,0	23,3	482,7	467,9	62,8	60,1	91,9	98,4	40,6	44,6	-218,9	-246,6	578,0	557,4

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) angepasst um E.ON Energy Sales

Stromabsatz ¹⁾																
1.-3. Quartal in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Globaler Handel ²⁾		Deutschland ²⁾		Weitere EU-Länder		Nicht-EU- Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	-	-	-	-	13,5	14,0	33,0	33,0	-	-	-	-	46,5	47,0
Industrie- und Geschäftskunden	2,5	2,6	-	-	6,0	4,8	10,4	10,8	50,2	52,2	-	-	-	-	69,1	70,4
Vertriebspartner	17,6	20,1	3,6	4,1	10,3	14,5	35,0	32,3	0,3	0,2	-	-	-	-	66,8	71,2
Kundengruppen	20,1	22,7	3,6	4,1	16,3	19,3	58,9	57,1	83,5	85,4	-	-	-	-	182,4	188,6
Großhandelsmarkt/ Globaler Handel	75,8	87,0	19,4	19,2	466,4	448,6	3,9	3,0	8,4	13,0	40,6	44,6	-218,9	-246,6	395,6	368,8
Summe	95,9	109,7	23,0	23,3	482,7	467,9	62,8	60,1	91,9	98,4	40,6	44,6	-218,9	-246,6	578,0	557,4

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) angepasst um E.ON Energy Sales

Gasabsatz ¹⁾												
1.-3. Quartal in Mrd kWh	Globaler Handel ²⁾		Deutschland ²⁾		Weitere EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern			
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014		
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	16,6	14,7	55,6	51,3	-	-	72,2	66,0		
Industrie- und Geschäftskunden	45,6	44,7	13,8	15,3	28,1	27,3	-	-	87,5	87,3		
Vertriebspartner	157,1	153,2	8,8	9,2	1,3	0,7	-	-	167,2	163,1		
Kundengruppen	202,7	197,9	39,2	39,2	85,0	79,3	-	-	326,9	316,4		
Großhandelsmarkt/Globaler Handel	1.255,9	746,3	0,9	0,4	13,6	9,4	-320,6	-351,8	949,8	404,3		
Summe	1.458,6	944,2	40,1	39,6	98,6	88,7	-320,6	-351,8	1.276,7	720,7		

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) angepasst um E.ON Energy Sales

Finanzkalender

9. März 2016	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2015
11. Mai 2016	Zwischenbericht Januar - März 2016
8. Juni 2016	Hauptversammlung 2016
10. August 2016	Zwischenbericht Januar - Juni 2016
9. November 2016	Zwischenbericht Januar - September 2016

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 79-5 44 oder -35 70
 presse@eon.com

Für Analysten und Aktionäre
 T 02 11-45 79-3 45
 investorrelations@eon.com

Für Anleiheinvestoren
 T 02 11-45 79-2 62
 creditorrelations@eon.com

Dieser Zwischenbericht enthält möglicherweise bestimmte in die Zukunft gerichtete Aussagen, die auf den gegenwärtigen Annahmen und Prognosen der Unternehmensleitung des E.ON-Konzerns und anderen derzeit verfügbaren Informationen beruhen. Verschiedene bekannte wie auch unbekannt Risiken und Ungewissheiten sowie sonstige Faktoren können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse, die Finanzlage, die Entwicklung oder die Leistung der Gesellschaft wesentlich von den hier abgegebenen Einschätzungen abweichen. Die E.ON SE beabsichtigt nicht und übernimmt keinerlei Verpflichtung, derartige zukunftsgerichtete Aussagen zu aktualisieren und an zukünftige Ereignisse oder Entwicklungen anzupassen.

