

2012

Januar Februar März

April Mai Juni

Juli August September

Oktober November Dezember

2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1. Halbjahr	2012	2011	+/- %
Stromabsatz ¹⁾	376,3 Mrd kWh	376,7 Mrd kWh	-
Gasabsatz ¹⁾	674,1 Mrd kWh	606,8 Mrd kWh	+11
Umsatz	65.402 Mio €	53.048 Mio €	+23
EBITDA ²⁾	6.706 Mio €	4.325 Mio €	+55
EBIT ²⁾	4.874 Mio €	2.373 Mio €	+105
Konzernüberschuss	3.133 Mio €	948 Mio €	+230
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	2.906 Mio €	691 Mio €	+321
Nachhaltiger Konzernüberschuss	3.313 Mio €	933 Mio €	+255
Investitionen	2.720 Mio €	2.467 Mio €	+10
Operativer Cashflow ³⁾	2.479 Mio €	2.362 Mio €	+5
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (30.6. bzw. 31.12.)	-41.087 Mio €	-36.385 Mio €	-4.702 ⁴⁾
Mitarbeiter (30.6. bzw. 31.12.)	75.521	78.889	-4
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	1,53 €	0,36 €	+325
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.905	-

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst
 2) bereinigt um außergewöhnliche Effekte (siehe Kurz-Glossar unten)
 3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
 4) Veränderung in absoluten Werten

Kurz-Glossar

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.

EBITDA Wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Unser EBITDA (Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) entspricht unserem EBIT vor Abschreibungen.

Nachhaltiger Konzernüberschuss Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Minderheitsanteilen, 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.

Investitionen Zahlungswirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung.

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 Rückbauverpflichtungen erweitert, wobei Vorauszahlungen an den schwedischen Nuklearfonds abgezogen werden.

Zwischenbericht II/2012

1. Januar bis 30. Juni 2012

- EBITDA und nachhaltiger Konzernüberschuss erheblich über den Vorjahreswerten
- Einigung bei langfristigen Gaslieferverträgen mit Gazprom erzielt
- Für das Jahr 2012 jetzt EBITDA zwischen 10,4 und 11,0 Mrd € sowie nachhaltiger Konzernüberschuss zwischen 4,1 und 4,5 Mrd € erwartet

Inhalt

- 4 Brief an die Aktionäre
- 5 E.ON-Aktie
- 6 Zwischenlagebericht
 - Geschäft und Rahmenbedingungen
 - Ertragslage
 - Finanzlage
 - Vermögenslage
 - Mitarbeiter
 - Risikolage
 - Prognosebericht
- 30 Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht
- 31 Verkürzter Zwischenabschluss
 - Gewinn- und Verlustrechnung
 - Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen
 - Bilanz
 - Kapitalflussrechnung
 - Entwicklung des Konzerneigenkapitals
 - Anhang
- 44 Versicherung der gesetzlichen Vertreter
- 45 Finanzkalender

Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

im ersten Halbjahr 2012 hat sich das Geschäft des E.ON-Konzerns weiter positiv entwickelt. Wir haben die Talsohle des letzten Jahres hinter uns gelassen und bei der Umsetzung unserer Strategie sichtbare Fortschritte erreicht. Der Umsatz lag im ersten Halbjahr mit 65,4 Mrd € um 23 Prozent über dem Wert des Vorjahres. Das EBITDA stieg im ersten Halbjahr um 2,4 Mrd € auf rund 6,7 Mrd €. Der nachhaltige Konzernüberschuss stieg im ersten Halbjahr gegenüber dem Vorjahr um 2,4 Mrd € auf rund 3,3 Mrd € an. Bei der Steigerung gegenüber dem Vorjahr wirkte sich vor allem die im Juli mit Gazprom vereinbarte Einigung über eine nachhaltige Anpassung unserer Langfristverträge aus. Sie hatte einen positiven Effekt auf das Halbjahresergebnis von etwa 1 Mrd €. Im Rahmen der Einigung mit Gazprom hatten wir unseren Ausblick für das Gesamtjahr 2012 angehoben. E.ON geht für das Jahr 2012 jetzt von einem EBITDA zwischen 10,4 und 11,0 Mrd € aus. Für den nachhaltigen Konzernüberschuss erwarten wir ein Ergebnis zwischen 4,1 und 4,5 Mrd €. Hierbei wirken sich neben dem Anstieg des EBITDA auch Einmaleffekte im Steuer- und Zinsergebnis sowie eine insgesamt geringere Steuerquote auf das Betriebsergebnis des Konzerns positiv aus. An der geplanten Dividende von 1,10 € pro Aktie für das Jahr 2012 halten wir weiterhin unverändert fest.

Unser Gasgeschäft ist nach der nachhaltigen Einigung mit Gazprom und den schon zuvor erzielten Vereinbarungen mit unseren anderen Lieferanten keine strategische Baustelle mehr. Erdgas von E.ON kann im Rahmen der Energiewende in Europa auch in Zukunft eine große Rolle spielen, vor allem auch bei dezentralen Anwendungen, als idealer Partner von Erneuerbaren Energien. Anfang Juli haben E.ON und die K+S KALI GmbH in Philippsthal einen neuen, hocheffizienten Gasturbinenblock in Betrieb genommen. Die neue Anlage verfügt über eine elektrische Leistung von 30 MW und produziert pro Stunde bis zu 80 Tonnen Prozessdampf; der Wirkungsgrad liegt bei 88 Prozent. Auch dies ist ein handfester Beitrag zum Ausbau dezentraler Strukturen in der Energieversorgung. Kein Zufall ist, dass die vorgenannte Anlage mit Erdgas betrieben wird. Erdgas gilt zu Recht als die zentrale Energie einer klimaschonenden Versorgung für die Zukunft. Um diese Aufgabe zu erfüllen, muss Gas jederzeit bedarfsgerecht, aber eben auch zu wirtschaftlichen Konditionen zur Verfügung stehen. Während wir beim Gashandel eine positive Wendung erreichen konnten, leiden Auslastung, Preise und Margen in unserem Erzeugungsgeschäft in Europa immer noch an der geringen Nachfrage nach Strom. Wir werden daher unser konventionelles Kraftwerksportfolio weiter optimieren, Kosten senken, die Flexibilität steigern und wenn nötig auch die Schließung von Standorten prüfen. Sollten einzelne Anlagen, die von uns nach jetzigem Stand nicht wirtschaftlich betrieben werden können, für die Stabilität der Stromversorgung wichtig sein, werden wir mit den zuständigen Institutionen - in Deutschland zum Beispiel mit der Bundesnetzagentur - und den jeweiligen Netzbetreibern Lösungen suchen, um die Anlagen für einen Übergangszeitraum zu Reservezwecken zu erhalten.

Planmäßig geht auch die stärkere Fokussierung in Europa voran. Im Mai konnten wir die Veräußerung von Open Grid Europe an ein Konsortium von Infrastrukturinvestoren für rund 3,2 Mrd € abschließen. Das Closing ist Ende Juli erfolgt. Mit dieser Transaktion sind wir unserem Ziel, bis Ende 2013 rund 15 Mrd € durch Desinvestitionen zu erzielen, bereits sehr nahe gekommen. Im Zuge der Neuorientierung unseres regionalen Geschäfts in Deutschland haben wir Gespräche über die Veräußerung unserer Anteile an drei deutschen Regionalversorgern aufgenommen. Wir werden uns künftig auf unsere vier größten Regionalversorger konzentrieren. Sie bilden einen schlagkräftigen Verbund, der insbesondere mit einem beschleunigten Ausbau der Netze und der dezentralen Erzeugung die Umsetzung der Energiewende in den Regionen aktiv gestalten wird.

Nicht einmal ein Jahr nach dem Start von E.ON 2.0 sind die ersten konkreten Veränderungen schon erkennbar. Denn seit letztem August haben wir vor allem in Deutschland Organisationsstrukturen verändert, Aufgaben und Prozesse radikal auf den Prüfstand gestellt und damit vor allem unsere Verwaltungsfunktionen deutlich vereinfacht. Im Zuge dieser Neuaufstellung wurde unter anderem die Einrichtung von zentralen Service-Einheiten für bestimmte Tätigkeiten der Bereiche Personal und Rechnungswesen beschlossen. E.ON kommt damit dem Ziel näher, die beeinflussbaren Kosten bis zum Jahr 2015 auf jährlich 9,5 Mrd € zu senken.

Nach dem ersten Halbjahr 2012 kann ich feststellen, dass wir bei der Neuausrichtung des Unternehmens in kurzer Zeit sehr weit gekommen sind. Wir schaffen so die Voraussetzung dafür, dass E.ON die Transformation der Energiewelt entscheidend mitgestalten und auch in den nächsten Jahren zu den erfolgreichsten Unternehmen der internationalen Energiewirtschaft gehören wird.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teyssen

E.ON-Aktie

Am Ende des ersten Halbjahres 2012 lag der Kurs der E.ON-Aktie um 8 Prozent (einschließlich wiederangelegter Dividende) über dem Kurs zum Jahresende 2011 und entwickelte sich damit besser als der Branchenindex STOXX Utilities (+4 Prozent im selben Zeitraum) und der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (+1 Prozent).

Im ersten Halbjahr 2012 fiel das gehandelte Stückvolumen an E.ON-Aktien um 11 Prozent auf 1.272 Mio Stück. Aufgrund niedrigerer Durchschnittskurse sank der Börsenumsatz gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreszeitraum um 33 Prozent auf 21 Mrd €.

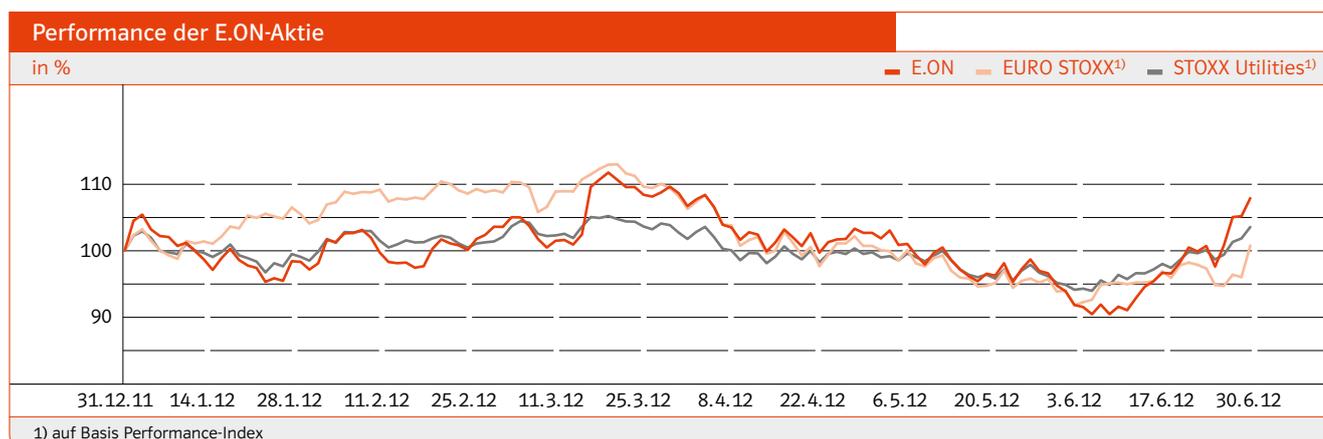
Aktuelle Informationen zur E.ON-Aktie finden Sie auf unserer Website unter www.eon.com.

E.ON-Aktie		
	30.6.2012	31.12.2011
Anzahl ausstehender Aktien in Mio	1.905	1.905
Schlusskurs in €	17,00	16,67
Marktkapitalisierung in Mrd € ¹⁾	32,4	31,8

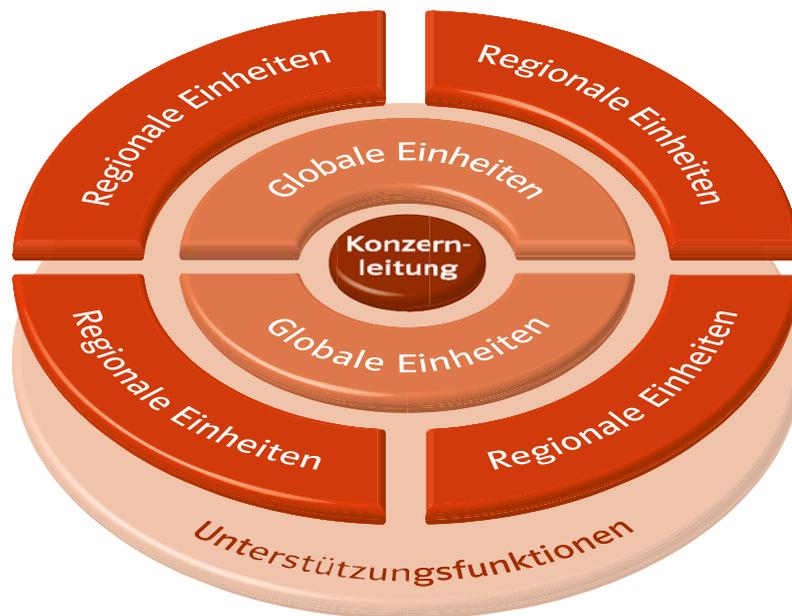
1) auf Basis ausstehender Aktien

Kurse und Umsätze		
1. Halbjahr	2012	2011
Höchstkurs in € ¹⁾	18,64	25,11
Tiefstkurs in € ¹⁾	14,24	18,42
Umsatz E.ON-Aktien ²⁾ in Mio Stück	1.272,2	1.432,1
in Mrd €	21,0	31,4

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



6 Zwischenlagebericht



Geschäft und Rahmenbedingungen

Konzernstruktur und Geschäftstätigkeit

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

Seit Anfang 2012 weisen wir die Geschäfte der bisherigen globalen Einheiten Gas und Handel in unserem neuen Segment Optimierung & Handel aus und das vorher in der Einheit Gas geführte Explorations- und Produktionsgeschäft bildet seitdem ein eigenes Segment. Ferner werden seit Jahresbeginn einige Gasvertriebsgesellschaften in der Regionaleinheit Deutschland ausgewiesen, die vorher der ehemaligen globalen Einheit Gas zugeordnet waren. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst.

Konzernleitung

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

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

Die globalen Einheiten

Vier globale Einheiten sind für Erzeugung, Erneuerbare Energien, Optimierung & Handel sowie Exploration & Produktion verantwortlich. Darüber hinaus sind die Projektmanagement- und Engineering-Kompetenzen des Konzerns in der Einheit Neubau & Technologie 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 innerhalb Europas gebündelt. Sie werden länderübergreifend gesteuert und optimiert.

Erneuerbare Energien

Auch unsere weltweiten Aktivitäten in den Bereichen Klimaschutz und Erneuerbare Energien steuern wir global. Unser Fokus ist der weitere Ausbau unserer heute schon führenden Position in diesem Wachstumsmarkt.

Optimierung & Handel

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

Exploration & Produktion

Das Explorations- und Produktionsgeschäft von E.ON ist ein Wachstumssegment mit guten Perspektiven für die Zukunft. E.ON E&P ist in vier Fokusregionen aktiv. Hierzu gehören die britische und norwegische Nordsee, Russland und Nordafrika.

Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa – einschließlich dezentraler Erzeugung – wird von insgesamt zwölf regionalen Einheiten operativ gesteuert. Dazu zählen neben dem deutschen Markt Großbritannien, Schweden, Italien, Spanien, Frankreich, die Niederlande, Ungarn, Tschechien, die Slowakei, Rumänien und bis Ende Juni 2012 Bulgarien. Darüber hinaus wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion geführt.

Branchensituation

Der Energieverbrauch in Deutschland lag nach Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen auf dem Niveau des ersten Halbjahres 2011. Verbrauchssteigernden Effekten – die kühlere Witterung, das leichte Wirtschaftswachstum und der Schalltag – standen der effizientere Umgang mit Energie sowie Effekte des Kernenergieausstiegs gegenüber. Der Erdgasverbrauch profitierte vom vergleichsweise kühlen Wetter und legte in der ersten Jahreshälfte leicht um 0,4 Prozent zu.

In England, Schottland und Wales wurden im ersten Halbjahr 2012 rund 157,4 Mrd kWh (Vorjahr: 156,8 Mrd kWh) Strom verbraucht. Der Gasverbrauch nahm (ohne den Einsatz in Kraftwerken) von 313 Mrd kWh in den ersten sechs Monaten 2011 auf 324 Mrd kWh im Berichtszeitraum zu. Durch die niedrigen Temperaturen im zweiten Quartal wurden die Rückgänge aus dem ersten Quartal 2012 wegen leicht höherer Temperaturen, anhaltende Energieeffizienzmaßnahmen und verändertes Kundenverhalten mehr als ausgeglichen.

In den nordeuropäischen Ländern wurde mit 197 Mrd kWh rund 1 Mrd kWh weniger Strom verbraucht als im Vorjahreszeitraum. Der Netto-Stromexport in die umliegenden Länder betrug rund 8 Mrd kWh im Vergleich zu einem Nettoimport von rund 9 Mrd kWh im Vorjahr.

In Ungarn lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 16,9 Mrd kWh 1 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Der Gasverbrauch nahm witterungsbedingt um 3,5 Prozent auf 5.998 Mio m³ ab.

Der Stromverbrauch in Italien nahm im Vergleich zum Vorjahr um 2,8 Prozent auf 160,8 Mrd kWh (Vorjahr: 165,4 Mrd kWh) ab. Der Gasverbrauch ging durch geringere Lieferungen an Gaskraftwerke um 2,3 Prozent auf 433,9 Mrd kWh (Vorjahr: 444,1 Mrd kWh) zurück.

Auf dem spanischen Festland lag der Stromverbrauch im Berichtszeitraum mit 128 Mrd kWh um 1,7 Prozent unter dem Vorjahreswert (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt um 2 Prozent). Mit 148 Mrd kWh nahm der Gasverbrauch im Endkundengeschäft um 7,2 Prozent zu.

In Frankreich wurden mit 257,8 Mrd kWh 3,4 Prozent mehr Strom verbraucht (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt 0,1 Prozent). Entsprechend stieg die gesamte Stromerzeugung um 0,1 Prozent auf 281,9 Mrd kWh.

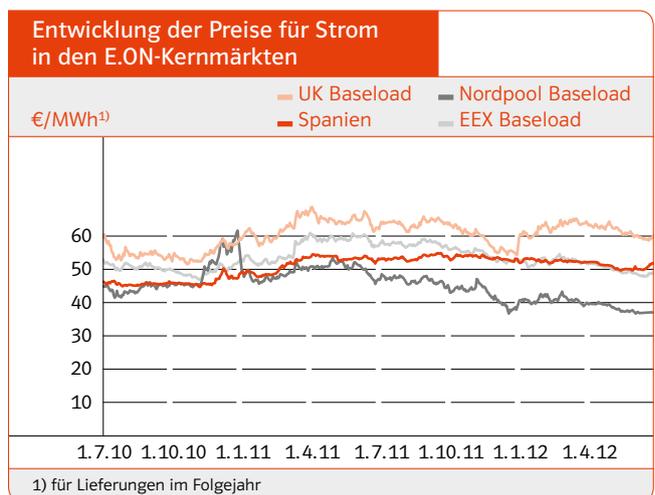
In Russland lag die Stromproduktion im Berichtszeitraum mit rund 533,4 Mrd kWh 1,6 Prozent über dem Niveau des ersten Halbjahrs 2011.

Energiepreisentwicklung

Im ersten Halbjahr 2012 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa sowie der Strommarkt in Russland von vier 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 und
- der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien.

Nachdem im ersten Quartal noch die Kältewelle in Europa und die Unruhen im Mittleren Osten das Marktgeschehen maßgeblich geprägt hatten, spielte im zweiten Quartal hauptsächlich die weltweite konjunkturelle Entwicklung eine entscheidende Rolle. Zu der anhaltenden Krise in der Eurozone kamen enttäuschende wirtschaftliche Daten für die USA und wachsende Besorgnis über eine Verlangsamung des Wachstums in China hinzu.

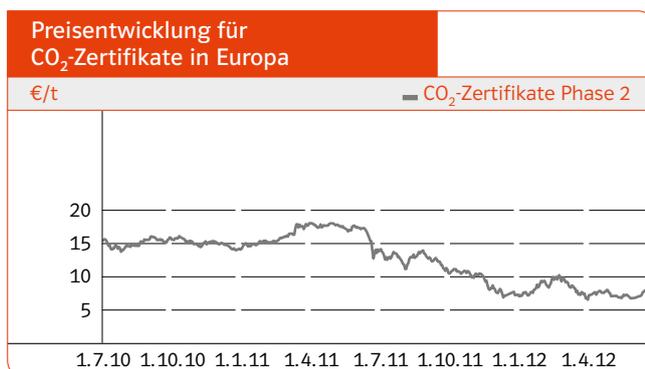


Der Brent-Rohölpreis setzte daher seinen Aufwärtstrend aus dem ersten Quartal mit Preisen von über 125 US-\$ pro Barrel nicht fort, sondern fiel deutlich und wurde erstmals seit Dezember 2010 zeitweilig wieder unter 90 US-\$ pro Barrel gehandelt. Wesentlicher Grund dafür war neben den schwachen Konjunkturdaten eine scheinbare Entspannung zwischen der westlichen Welt und dem Iran. Kurz vor der vollständigen Umsetzung der Sanktionen der USA und dem EU-Ölembargo gegen den Iran lag zudem die OPEC-Rohölförderung mit 31,8 Mio Barrel pro Tag auf dem höchsten Wert seit 2008.

8 Zwischenlagebericht

Die Preise auf dem europäischen Kohlemarkt (API#2) für Lieferungen im Folgejahr sind seit Jahresbeginn von 117 US-\$ pro Tonne um nahezu 16 Prozent auf 98 US-\$ pro Tonne Ende Juni gefallen. Die Preise erreichten ihren bisher niedrigsten Stand für 2012 am 12. Juni, einhergehend mit einem Nachfragerückgang im wichtigen chinesischen Markt sowie überdurchschnittlich hohen Lagerbeständen. Zudem kamen Importeure ihren Abnahmeverpflichtungen nicht nach. Darüber hinaus wurde in den USA die heimische Kohle – insbesondere im Kraftwerkssektor – durch günstiges Schiefergas verdrängt. Bedingt durch sehr geringe Frachtkosten war daher immer noch eine hohe Anzahl an US-Exporten vom Atlantik in den Pazifik zu den dort noch höherpreisigen Märkten zu beobachten, wengleich die Arbitragemöglichkeiten durch die rückläufigen chinesischen Inlandspreise in den letzten Juniwochen deutlich niedriger geworden sind.

Der europäische Forward-Markt für Gas zeigte im zweiten Quartal 2012 ebenfalls einen deutlichen Abwärtstrend. Waren während des ersten Quartals die Preise für Gaslieferungen im kommenden Winter am englischen Handelspunkt, bedingt durch die Kältewelle in Europa und den Lieferausfall der Elgin-Förderplattform, auf rund 30 € pro MWh gestiegen, so fielen sie bis Ende Juni wieder auf 27 € pro MWh. Gründe waren der schwache Ölmarkt und die gestiegene makroökonomische Unsicherheit. Im Vergleich zum Ölpreis war der Abwärtstrend der europäischen Erdgaspreise aber relativ moderat, sodass die Forward-Preise am niederländischen Handelspunkt am 22. Juni so nahe an den ölbasierten Langfristverträgen lagen wie seit anderthalb Jahren nicht. Die Ursache hierfür war die erhöhte Gasnachfrage aus Japan, die die Verfügbarkeit von LNG für den europäischen Markt weiterhin deutlich einschränkte.



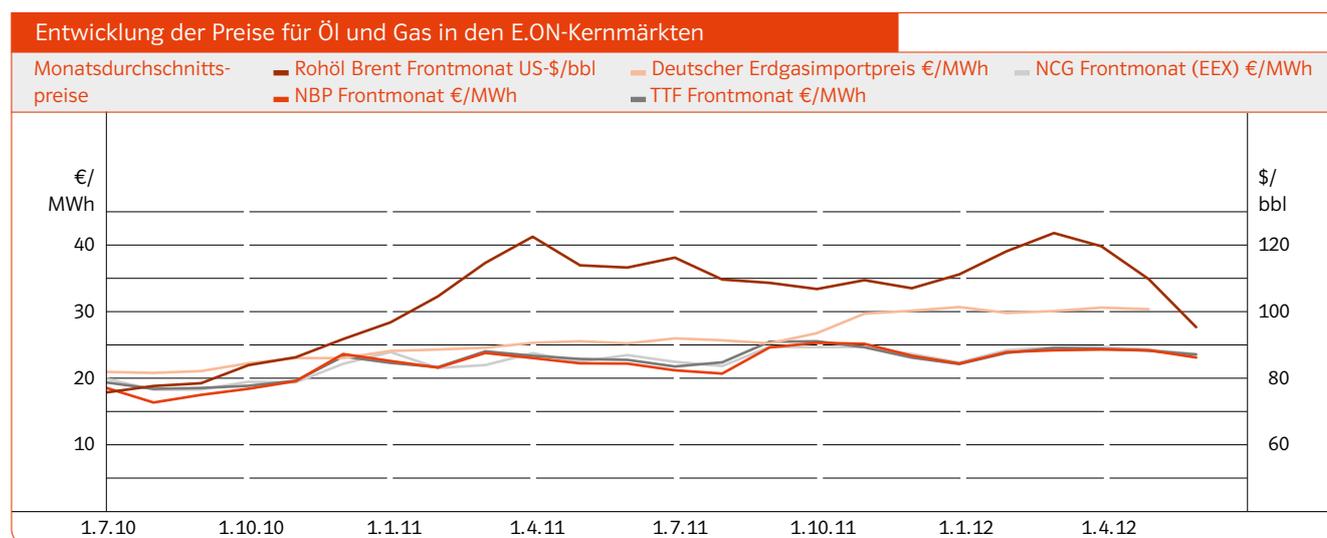
Die Preise für CO₂-Zertifikate im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances – EUA) setzten ihren Trend aus dem ersten Quartal fort und bewegten sich bis auf einige kleinere Ausreißer im Bereich zwischen 7 und 8 € pro Tonne. Ihren bisherigen Rekord-Tiefstwert von 5,99 € pro Tonne erreichten die Preise mit Veröffentlichung der CO₂-Emissionsdaten für das Jahr 2011, die entgegen der Erwartung des Marktes deutlich unter denen von 2010 lagen. Die nachfolgende Diskussion zwischen den politischen Entscheidungsträgern, wie man im

Markt intervenieren will, um die Preise zu stützen, sorgte dann auch bereits wieder für einen Anstieg auf über 7,50 € pro Tonne. Ein konkreter Vorschlag der Europäischen Kommission wird in Kürze erwartet.

Der deutsche Forward-Markt für Strom wurde in den letzten Monaten stark von der Entwicklung der Fundamentalwerte beeinflusst. Der im nächsten Jahr anstehende Zubau an kohlebasierter Kraftwerkskapazität, verbunden mit der kontinuierlichen Ergänzung von Fotovoltaik und Windkraft, sorgte für eine merklich abnehmende Anspannung im Markt. So fielen dann auch die Strompreise in Deutschland für Baseload-Lieferungen im nächsten Jahr auf unter 48 € pro MWh und lagen damit 4 € unter dem Wert zum Jahresanfang. Aufgrund der im Vergleich immer noch relativ hohen Gaspreise gab es daher kaum Anreize, in Stromerzeugung aus Gas zu investieren. Auch in Großbritannien waren im zweiten Quartal rückläufige Strompreise zu beobachten. Der Preis für Lieferungen im Folgejahr lag dort gegen Ende des zweiten Quartals mit rund 60 € pro MWh auf dem Niveau zum Jahresbeginn. Diese Entwicklung war getrieben durch abnehmende Brennstoffkosten, sowohl für Gas als auch für Kohle, sowie durch niedrigere Preise für CO₂-Zertifikate, die aus dem starken Wechselkurs des britischen Pfunds zum Euro resultierten. Hinzu kam die recht gute Versorgungslage durch die kürzlich erfolgte Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken und umfangreiche Stromimporte vom Kontinent in das britische System. Der nordische Strommarkt verzeichnete auch im zweiten Quartal erhebliche Zuflüsse in die Wasserreservoirs. Dennoch fielen die Speicherstände von ihrem Rekordhoch Ende des ersten Quartals auf ein durchschnittliches Niveau ab, weil sich die Schneeschmelze im Frühling als Folge der unterdurchschnittlichen Temperaturen verzögerte. Der Preis für Lieferungen im Folgejahr fiel im Laufe des zweiten Quartals um rund 2 € pro MWh und schloss gegen Ende bei etwa 38 € pro MWh und damit 3 € unter dem Preis zu Beginn des Jahres. Waren im ersten Quartal die Preise für Lieferungen im Folgejahr aufgrund der hohen Abhängigkeit des italienischen Strommarktes von ölindeziertem Gas noch um 2 € pro MWh auf 77 € pro MWh gestiegen, so machten sich im zweiten Quartal die negativen Auswirkungen auf den italienischen Konsum durch die schwache gesamtwirtschaftliche Situation bemerkbar. Dieser Effekt, zusammen mit einer höheren Einspeisung von Solarstrom, sorgte für einen Preisrückgang auf unter 70 € pro MWh. Nachdem die Preise für Lieferungen im Folgejahr auf dem spanischen Forward-Markt im ersten Quartal nur wenig Bewegung zeigten, fielen sie in der ersten Hälfte des zweiten Quartals aufgrund der gesunkenen Brennstoffpreise von rund 52 € pro MWh auf unter 50 € pro MWh. Erst der Anstieg der Preise für CO₂-Zertifikate sowie die Ankündigung der Regierung, im Juli einen Beschluss zur Einführung einer neuen Steuer auf Stromerzeugung zu fassen, sorgten für eine Umkehrung des Trends, sodass Ende des Quartals die Preise wieder auf ihr altes Niveau zurückkehrten.

Auf dem russischen Strommarkt blieben die Preise in der europäischen Zone weiterhin recht stabil, unter anderem aufgrund der Entscheidung der russischen Regierung, die geplante Erhöhung der Gastarife zu verschieben. So lag der gewichtete Durchschnittspreis für das erste Halbjahr bei 875 Rubel (annähernd 22 €) pro MWh und damit nur unwesentlich unter dem Durchschnittspreis für das zweite Halbjahr 2011. Der leichte Rückgang resultierte aus dem planmäßigen Zuwachs an Erzeugungskapazitäten. Der Preis in der sibirischen

Preiszone stieg im Quartalsvergleich nur noch leicht an und lag damit im gewichteten Durchschnitt für das erste Halbjahr bei 655 Rubel (rund 16 €) pro MWh. Dies entsprach einem Anstieg von über 16 Prozent verglichen mit dem zweiten Halbjahr 2011. Die Gründe hierfür waren hauptsächlich kommerzielle Änderungen im Marktumfeld sowie unterdurchschnittliche Zuflüsse in die Wasserreservoirs und geringere Stromerzeugung aus Wasserkraft.



Strombeschaffung

Im ersten Halbjahr 2012 lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 129,6 Mrd kWh um 2 Prozent unter dem Vorjahreswert von 132,6 Mrd kWh. Der Strombezug stieg dagegen von 254,6 Mrd kWh um 1 Prozent auf 257,4 Mrd kWh.

Die Eigenerzeugung der globalen Einheit Erzeugung lag 6,3 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau. Ursachen waren insbesondere die Stilllegung von Kernkraftwerken gemäß der Novelle des Atomgesetzes (AtG) in Deutschland, geringere

Verfügbarkeiten der Kernkraftwerksblöcke Oskarshamn in Schweden und die rückläufige Nachfrage in Italien. Gegenläufig wirkten sich vor allem die Inbetriebnahme neuer Gas-kraftwerke in Großbritannien und Deutschland und deutlich verbesserte Marktkonditionen für den Einsatz von Kohlekraftwerken in Großbritannien und Spanien aus.

Im Segment Erneuerbare Energien lag die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 13,6 Mrd kWh 2,0 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau von 11,6 Mrd kWh. Die Eigenerzeugung

Strombeschaffung																
1. Halbjahr in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel ¹⁾		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Eigenerzeugung	77,2	83,5	13,6	11,6	-	-	3,1	3,5	3,5	3,9	32,2	30,1	-	-	129,6	132,6
Bezug	13,6	18,8	3,7	2,9	287,8	283,9	87,9	89,6	76,9	80,1	2,3	2,0	-214,8	-222,7	257,4	254,6
Gemeinschafts-kraftwerke	5,7	6,2	1,1	0,8	-	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	6,9	7,1
Optimierung & Handel/Fremde	7,9	12,6	2,6	2,1	287,8	283,9	87,8	89,5	76,9	80,1	2,3	2,0	-214,8	-222,7	250,5	247,5
Summe	90,8	102,3	17,3	14,5	287,8	283,9	91,0	93,1	80,4	84,0	34,5	32,1	-214,8	-222,7	387,0	387,2
Betriebsverbrauch, Netzverlust etc.	-1,1	-1,1	-0,4	-0,3	-	-	-2,9	-2,9	-5,2	-5,3	-1,1	-0,9	-	-	-10,7	-10,5
Stromabsatz	89,7	101,2	16,9	14,2	287,8	283,9	88,1	90,2	75,2	78,7	33,4	31,2	-214,8	-222,7	376,3	376,7

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst

10 Zwischenlagebericht

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung												
1. Halbjahr 2012	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		E.ON-Konzern	
	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%
Kernenergie	26,2	34	-	-	-	-	-	-	-	-	26,2	20
Braunkohle	2,5	3	-	-	-	-	0,2	6	5,5	17	8,2	6
Steinkohle	33,7	44	-	-	-	-	-	-	-	-	33,7	26
Erdgas/Öl	14,8	19	-	-	0,6	19	2,7	77	26,7	83	44,8	35
Wasserkraft	-	-	7,6	56	1,4	45	0,1	3	-	-	9,1	7
Windkraft	-	-	5,8	43	-	-	-	-	-	-	5,8	5
Sonstige	-	-	0,2	1	1,1	36	0,5	14	-	-	1,8	1
Summe	77,2	100	13,6	100	3,1	100	3,5	100	32,2	100	129,6	100

im Bereich Wasserkraft erhöhte sich um 1,1 Mrd kWh. Gründe hierfür waren der Anstieg der Erzeugungsmengen in Schweden infolge des hohen Wasserstandes zu Jahresbeginn und ein anhaltend hoher Zufluss in die Reservoirs sowie eine gute Wasserführung in Deutschland. Negativ wirkten geringe Wasserstände in Italien. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges steigerte die Eigenerzeugung um 18 Prozent auf 6,0 Mrd kWh (Vorjahr: 5,1 Mrd kWh). 97 Prozent der Erzeugung stammten aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse und kleinsten Wasserkraftwerken.

Die verminderte Eigenerzeugung der Regionaleinheit Deutschland im ersten Halbjahr 2012 resultierte vor allem aus der Verpachtung der Kraftwerke Plattling und Grenzach-Wyhlen seit der zweiten Jahreshälfte 2011. Auf Erneuerbare Energien entfielen 50 Prozent der Eigenerzeugung.

Im ersten Halbjahr 2012 erzeugten die weiteren EU-Länder nur geringfügig weniger Strom in eigenen Kraftwerken als im Vorjahreszeitraum.

In der Region Russland haben wir im Berichtszeitraum mit eigenen Kraftwerken rund 93 Prozent des Gesamtbedarfs von 34,5 Mrd kWh gedeckt. 2,3 Mrd kWh wurden von Fremden bezogen.

Gasbeschaffung, Handelsvolumen und Gasproduktion

Im ersten Halbjahr 2012 bezog die Einheit Optimierung & Handel rund 666 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Neben der Beschaffung an Handelspunkten wurde rund die Hälfte dieser Menge über Langfristverträge bezogen. Wichtigste Bezugsquellen waren Norwegen, Russland, Deutschland und die Niederlande.

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

Handelsvolumen		
1. Halbjahr	2012	2011
Strom (Mrd kWh) ¹⁾	832	902
Gas (Mrd kWh)	1.115	1.263
CO ₂ -Zertifikate (Mio t)	223	318
Öl (Mio t)	40	49
Kohle (Mio t)	159	106

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswert angepasst

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

Die Gasproduktion der globalen Einheit Exploration & Produktion aus den Nordseefeldern ging im Berichtszeitraum 2012 gegenüber dem Vorjahr auf 404 Mio m³ zurück. Die Produktion von Öl und Kondensaten sank ebenfalls und lag mit 1,1 Mio Barrel 48 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die wesentlichen Ursachen hierfür waren technisch bedingte vorübergehende Produktionsausfälle in den Feldern Njord, Elgin/Franklin und Rita und der natürliche Produktionsrückgang in den älteren Feldern. Damit verringerte sich die Upstream-Produktion von Gas und Öl beziehungsweise Kondensaten insgesamt um 45 Prozent auf 3,6 Mio Barrel Öläquivalent. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen steht uns aus dem at equity einbezogenen sibirischen Feld Yushno Russkoje mit 3,2 Mrd m³ etwas weniger Erdgas als im Vorjahreszeitraum zu.

Upstream-Produktion			
1. Halbjahr	2012	2011	+/- %
Öl/Kondensate (in Mio Barrel)	1,1	2,1	-48
Gas (in Mio Standard-m ³)	404	720	-44
Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)	3,6	6,6	-45

Stromabsatz

Im Berichtszeitraum 2012 lag der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern mit 376,3 Mrd kWh auf dem Vorjahresniveau.

Der Rückgang des Stromabsatzes im Segment Erzeugung resultiert im Wesentlichen aus der Stilllegung von Kraftwerken gemäß der AtG-Novelle in Deutschland, der rückläufigen Nachfrage in Italien und geringeren Lieferungen von unseren Kraftwerken in Schweden an unsere Einheit Optimierung & Handel. Gegenläufig wirkten sich vor allem die deutlich verbesserten Marktbedingungen für den Einsatz von Kohlekraftwerken in Großbritannien und die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke in Großbritannien und Deutschland aus.

Im Segment Erneuerbare Energien lag der Stromabsatz 2,7 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. Der Stromabsatz im Bereich Wasserkraft nahm vor allem in Schweden und Deutschland wegen des Anstiegs der Eigenerzeugung und des damit steigenden Absatzes an die Einheit Optimierung & Handel um 1,8 Mrd kWh zu. Der Bereich Wind/Solar/Sonstiges verkaufte

Strom ausschließlich in Märkten mit Anreizmechanismen für Erneuerbare Energieträger. Der Stromabsatz stieg im Wesentlichen durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten um 0,9 Mrd kWh beziehungsweise 16 Prozent.

Der Stromabsatz der Regionaleinheit Deutschland lag im ersten Halbjahr 2012 nahezu auf dem Vorjahresniveau.

In den weiteren EU-Ländern ist der Stromabsatz um 3,5 Mrd kWh gesunken. Rückgängen von 6,0 Mrd kWh, vor allem in Großbritannien (einschließlich Mengen aus Kraft-Wärme-Kopplung für 2012 und 2011), Italien, Schweden, Frankreich und den Niederlanden, standen Zunahmen von 2,5 Mrd kWh in Spanien, Tschechien und Rumänien gegenüber.

Der Stromabsatz der Regionaleinheit Russland am Großhandelsmarkt übertraf mit 33,4 Mrd kWh – insbesondere durch die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya im zweiten Halbjahr 2011 – den Vorjahreswert um 7 Prozent.

Stromabsatz																
1. Halbjahr in Mrd kWh	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel ¹⁾		Deutschland		Weitere EU-Länder		Russland		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	-	-	-	-	12,6	13,3	31,6	31,8	-	-	-	-	44,2	45,1
Industrie- und Geschäftskunden	1,9	1,8	-	-	-	-	17,5	15,7	34,2	39,5	-	-	-0,2	-0,1	53,4	56,9
Vertriebspartner	16,5	18,0	2,5	2,5	-	-	42,6	44,0	0,3	0,8	-	-	-2,6	-2,5	59,3	62,8
Kundengruppen	18,4	19,8	2,5	2,5	-	-	72,7	73,0	66,1	72,1	-	-	-2,8	-2,6	156,9	164,8
Großhandelsmarkt/ Optimierung & Handel	71,3	81,4	14,4	11,7	287,8	283,9	15,4	17,2	9,1	6,6	33,4	31,2	-212,0	-220,1	219,4	211,9
Summe	89,7	101,2	16,9	14,2	287,8	283,9	88,1	90,2	75,2	78,7	33,4	31,2	-214,8	-222,7	376,3	376,7

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst

Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz stieg im ersten Halbjahr 2012 um 67,3 Mrd kWh beziehungsweise 11 Prozent auf 674,1 Mrd kWh.

Der Gesamtabsatz der globalen Einheit Optimierung & Handel blieb im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert. Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden sowie Vertriebspartner lag leicht unter dem Vorjahresniveau. Der Anteil der beiden Kundengruppen hat sich durch eine geänderte Kundenzuordnung verschoben. Der Absatz an die regionale Einheit Deutschland nahm mit rund 230 Mrd kWh leicht zu. Im Ausland ging der Absatz wegen geringerer Liefermengen von E.ON Földgáz Trade um rund 11 Mrd kWh zurück. Der Absatzanstieg im Bereich Großhandel war insbesondere durch eine höhere Nachfrage im Endkundengeschäft in Großbritannien bedingt.

Die Gasabsätze in der regionalen Einheit Deutschland erhöhten sich gegenüber dem Vorjahr, im Wesentlichen durch die Akquisition von Neukunden im Segment Vertriebspartner.

Der Gasabsatz in den weiteren EU-Ländern lag um 11,6 Mrd kWh über dem Vorjahreswert. Ursachen hierfür waren vor allem Absatzsteigerungen von 12,7 Mrd kWh, insbesondere in Rumänien und Tschechien im Großhandelsgeschäft, in Großbritannien aufgrund der niedrigen Temperaturen im zweiten Quartal sowie in Spanien im Industriekundengeschäft und in den Niederlanden an die Einheit Optimierung & Handel. Dagegen nahm der Gasabsatz durch geringere Lieferungen an Gaskraftwerke in Schweden um 0,9 Mrd kWh ab.

12 Zwischenlagebericht

Gasabsatz										
1. Halbjahr in Mrd kWh	Optimierung & Handel ¹⁾		Deutschland		Weitere EU-Länder		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Privat- und kleinere Geschäftskunden	-	-	14,5	14,8	59,2	52,7	-	-	73,7	67,5
Industrie- und Geschäftskunden	5,9	-	65,6	68,2	27,4	27,7	-2,9	-5,6	96,0	90,3
Vertriebspartner	39,5	47,6	189,7	172,0	0,1	0,5	-39,4	-52,5	189,9	167,6
Kundengruppen	45,4	47,6	269,8	255,0	86,7	80,9	-42,3	-58,1	359,6	325,4
Deutschland	230,1	215,7	-	-	-	-	-230,1	-215,7	-	-
Ausland	49,7	61,1	-	-	-	-	-17,2	-25,6	32,5	35,5
Großhandelsmarkt/ Optimierung & Handel	347,6	334,3	-	-	12,4	6,6	-78,0	-95,0	282,0	245,9
Summe	672,8	658,7	269,8	255,0	99,1	87,5	-367,6	-394,4	674,1	606,8

1) seit Anfang 2012 geänderte IT-basierte Erfassung für Handelsmengen; Vorjahreswerte angepasst

Ertragslage

Transferpreissystem

Die Lieferbeziehungen zwischen unseren Erzeugungseinheiten und der Einheit Optimierung & Handel werden über ein markt-basiertes Transferpreissystem abgerechnet. Unsere internen Transferpreise werden in der Regel drei Jahre vor Lieferung aus den aktuellen Forward-Preisen im Markt abgeleitet. Die daraus resultierenden abgerechneten Transferpreise für das Erzeugungsvolumen im Jahr 2012 waren niedriger als die Preise für die Lieferperiode 2011.

Umsatzentwicklung

Im ersten Halbjahr 2012 lag der Umsatz mit 65,4 Mrd € um 23 Prozent über dem Vorjahresniveau. Insbesondere in den Segmenten Optimierung & Handel und Deutschland stiegen die Umsätze, bei einem insgesamt höheren Anteil der Außenumsätze. Dagegen ging der Umsatz in der Erzeugung deutlich zurück.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	6.225	7.577	-18
Erneuerbare Energien	1.202	1.132	+6
Optimierung & Handel	48.665	38.129	+28
Exploration & Produktion	766	815	-6
Deutschland	20.692	18.755	+10
Weitere EU-Länder	12.666	11.906	+6
Russland	887	780	+14
Konzernleitung/Konsolidierung	-25.701	-26.046	-
Summe	65.402	53.048	+23

Erzeugung

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz im ersten Halbjahr 2012 um 1,4 Mrd € beziehungsweise 18 Prozent ab.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Kernkraft	2.078	2.695	-23
Fossile Erzeugung	4.136	4.806	-14
Sonstiges	11	76	-86
Erzeugung	6.225	7.577	-18

Im Bereich Kernkraft lagen die Umsatzerlöse um 617 Mio € oder 23 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Der wesentliche Grund hierfür war die Stilllegung von Anlagen in Deutschland gemäß der AtG-Novelle. Zusätzlich führten geringere interne Transferpreise für Lieferungen an unsere Einheit Optimierung & Handel und die geringeren Absatzmengen in Schweden zu einem Umsatzrückgang.

In der fossilen Erzeugung gingen die Umsatzerlöse um 670 Mio € oder 14 Prozent zurück. Dieser Rückgang resultierte vor allem aus den deutlich gesunkenen Absatzmengen in Italien und niedrigeren internen Transferpreisen. In Großbritannien stiegen die Umsätze aufgrund der Inbetriebnahme eines neuen Gaskraftwerks sowie verbesserter Marktbedingungen für Kohlekraftwerke und in Spanien durch die höheren Absatzvolumina.

Erneuerbare Energien

Der Umsatz in der globalen Einheit Erneuerbare Energien legte um 70 Mio € zu.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Wasserkraft	686	716	-4
Wind/Solar/Sonstiges	516	416	+24
Erneuerbare Energien	1.202	1.132	+6

Der Umsatz im Bereich Wasserkraft nahm um 4 Prozent auf 686 Mio € ab. Dies ist im Wesentlichen auf einen Absatzrückgang in Italien und die witterungsbedingt gesunkene Produktion in Spanien, insbesondere im ersten Quartal, zurückzuführen. Dagegen nahm der Umsatz in Schweden und Deutschland infolge höherer Absatzmengen beziehungsweise der guten wasserwirtschaftlichen Situation im ersten Halbjahr 2012 zu.

Wesentlicher Grund für den Anstieg um 100 Mio € im Bereich Wind/Solar/Sonstiges war der erhebliche Zuwachs der Erzeugungskapazitäten, insbesondere in den USA.

Optimierung & Handel

Der Umsatz der globalen Einheit Optimierung & Handel stieg um 28 Prozent auf rund 48,7 Mrd € (Vorjahr: 38,1 Mrd €).

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Eigenhandel	3	20	-85
Optimierung	48.467	37.964	+28
Gastransport/Beteiligungen/ Sonstiges	195	145	+34
Optimierung & Handel	48.665	38.129	+28

Der Bereich Optimierung umfasst das Gasgroßhandelsgeschäft, das Speichergeschäft und die Asset-Optimierung. Dem Trend des vierten Quartals 2011 folgend, legte der Umsatz durch gesteigerte Handelsaktivitäten vor allem im Strom- und Gasbereich zu. Im Gasbereich führten zum einen Hedgingaktivitäten im Zusammenhang mit langfristigen Lieferverträgen und die Optimierung von konzerneigenen Gaskraftwerken zu einem erheblichen Anstieg der Umsätze. Zum anderen hat eine Anpassung der Strategie auf eine jetzt jährlich rollierende Risikoabsicherung zu einer signifikanten Umsatzsteigerung geführt. Daneben wurde der Umsatz im Gasbereich vor allem durch höhere Verkaufspreise und gestiegene Absatzmengen beeinflusst. Im Strombereich stiegen die Umsätze insbesondere durch eine Ausweitung der Handelsaktivitäten zur Wertoptimierung des

Erzeugungsportfolios. Der Anstieg der Umsatzerlöse findet sich nahezu identisch auch im Anstieg der Materialaufwendungen wieder, da bei der Optimierung Mengen eingekauft und wieder verkauft werden. Die Umsatzerlöse des Eigenhandels werden saldiert mit den zugehörigen Materialaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen.

Im Bereich Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges wurden niedrigere Erlöse aus Regel- und Ausgleichsenergie durch Konsolidierungseffekte mehr als ausgeglichen.

Exploration & Produktion

Der Umsatz unserer Einheit Exploration & Produktion nahm aufgrund der gesunkenen Produktionsvolumina aus den Nordseefeldern im Berichtszeitraum 2012 um 6 Prozent auf 766 Mio € (Vorjahr: 815 Mio €) ab. Durch die positive Preisentwicklung, insbesondere für Mengen aus dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje, wurde die Entwicklung in den Nordseefeldern teilweise kompensiert.

Deutschland

Im Vergleich zum Berichtszeitraum 2011 nahm der Umsatz der Regionaleinheit Deutschland um 1,9 Mrd € zu.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Verteilnetzgeschäft	6.448	5.651	+14
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	14.244	13.104	+9
Deutschland	20.692	18.755	+10

Im Geschäftsfeld Verteilnetz lagen die Umsatzerlöse um 0,8 Mrd € über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf höhere Umsätze im Zusammenhang mit dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien zurückzuführen sowie auf regulierungsbedingt höhere Netzentgelte im Stromgeschäft.

Im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges erhöhte sich der Umsatz um 1,1 Mrd €. Dieser Anstieg resultiert im Wesentlichen aus der Akquisition von Kunden im vertrieblichen Gasgeschäft.

14 Zwischenlagebericht

Weitere EU-Länder

Der Umsatz in den weiteren EU-Ländern nahm um 760 Mio € auf 12,7 Mrd € zu.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Großbritannien (in Mio £)	4.976 (4.093)	4.367 (3.791)	+14 (+8)
Schweden (in Mio SEK)	1.491 (13.243)	1.662 (14.861)	-10 (-11)
Tschechien (in Mio CZK)	1.590 (40.026)	1.429 (34.795)	+11 (+15)
Ungarn (in Mio HUF)	995 (293.903)	1.054 (283.982)	-6 (+3)
Übrige regionale Einheiten	3.614	3.394	+6
Weitere EU-Länder	12.666	11.906	+6

Der Umsatz in der Region Großbritannien stieg um 609 Mio €. Grund waren vor allem Währungsumrechnungseffekte. Umsatzzuwächse im Vertriebsgeschäft wurden teilweise durch die Veräußerung des regulierten Geschäfts (Central Networks) am Ende des ersten Quartals 2011 kompensiert.

In der Region Schweden lag der Umsatz um 171 Mio € unter dem Vorjahreswert. Die negative Entwicklung ist vor allem auf geringere Umsätze im Endkundengeschäft wegen im Vergleich zum Vorjahr niedrigerer variabler Preise und Absatzmengen zurückzuführen.

In Tschechien stieg der Umsatz, vor allem aufgrund höherer Verkaufspreise für Gas im Endkundengeschäft und höherer Ausgleichszahlungen für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft, um insgesamt 161 Mio €. Leicht negativ wirkten sich Währungsumrechnungseffekte aus.

Der Umsatz in der Region Ungarn nahm um 59 Mio € ab. Negative Währungsumrechnungseffekte wurden zum Teil durch höhere Verkaufspreise kompensiert.

Bei den übrigen regionalen Einheiten stieg der Umsatz um 220 Mio €. Ursachen hierfür waren insbesondere positive Mengeneffekte im Strom- und Gasgeschäft in Rumänien und Spanien. Darüber hinaus wirkten sich in Spanien höhere Preise im Gasgeschäft positiv aus. Dagegen ging der Umsatz in Frankreich mengen- und preisbedingt deutlich zurück.

Russland

Der Umsatz in der Region Russland stieg im ersten Halbjahr 2012 um 14 Prozent auf 887 Mio € (Vorjahr: 780 Mio €). Grund für das Umsatzwachstum waren höhere Absatzmengen durch die gestiegenen Erzeugungskapazitäten. In der Landeswährung Rubel stieg der Umsatz um 13 Prozent auf 35.222 Mio Rubel (31.294 Mio Rubel).

Entwicklung weiterer wesentlicher Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen mit 135 Mio € um 47 Prozent unter dem Wert des Vorjahres von 255 Mio €. Der Rückgang ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass gegenüber dem ersten Halbjahr 2011 durch im Vorjahr abgeschlossene Neubauprojekte im Kraftwerksbereich deutlich weniger Engineering-Leistungen erbracht wurden.

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 16 Prozent auf 6.512 Mio € (Vorjahr: 7.792 Mio €) gesunken. Gründe waren insbesondere niedrigere Erträge aus Währungskursdifferenzen von 2.155 Mio € (3.174 Mio €) sowie geringere Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 2.290 Mio € (2.465 Mio €). Im ersten Halbjahr 2012 ergaben sich wesentliche Auswirkungen bei den derivativen Finanzinstrumenten aus den Commodity-Derivaten. Diese betrafen vor allem Strom-, Gas-, Kohle- und Ölpositionen. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen betragen 254 Mio € (1.321 Mio €) und resultierten im ersten Halbjahr 2012 vor allem aus der Veräußerung von Sachanlagen und aus dem Verkauf von Wertpapieren. Im Vorjahr erzielten wir Erträge hauptsächlich durch die Abgabe weiterer Gazprom-Anteile. In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem Auflösungen von Wertberichtigungen und Rückstellungen sowie vereinnahmte Schadenersatzleistungen enthalten.

Beim Materialaufwand verzeichneten wir einen Anstieg um 10.089 Mio € auf 55.921 Mio € (Vorjahr: 45.832 Mio €). Ursache hierfür war vor allem das erheblich gestiegene Handelsvolumen bei unserer Einheit Optimierung & Handel, da bei der Optimierung Mengen eingekauft und wieder verkauft werden. Dagegen wirkte sich im Berichtszeitraum die rückwirkende Einigung mit Gazprom über die Preiskonditionen für den Zeitraum seit dem vierten Quartal 2010 in Höhe von rund 1 Mrd € positiv aus.

Der Personalaufwand ist leicht um 2 Prozent auf 2.457 Mio € (Vorjahr: 2.517 Mio €) gesunken.

Die Abschreibungen lagen mit 1.890 Mio € unter dem Niveau des Vorjahres von 2.137 Mio €. Durch die Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland wurden im Vorjahr außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Anlagen erforderlich.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich um 7 Prozent auf 8.247 Mio € (Vorjahr: 8.882 Mio €). Dies war im Wesentlichen auf geringere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 2.106 Mio € (3.829 Mio €) zurückzuführen, die teilweise durch höhere Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten von 3.036 Mio € (2.096 Mio €) ausgeglichen wurden, die insbesondere Commodity-Derivate betrafen.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen erhöhte sich auf 501 Mio € (Vorjahr: 245 Mio €), im Wesentlichen bei Beteiligungen im Gasbereich. Darüber hinaus belasteten im Vorjahr außerplanmäßige Abschreibungen infolge der Novelle des Atomgesetzes im Zusammenhang mit den vorzeitigen, ungeplanten Stilllegungen von Kernkraftwerken in Deutschland das Ergebnis.

Entwicklung des 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 12 des Anhangs).

Im Berichtszeitraum 2012 lag unser EBITDA um rund 2,4 Mrd € über dem Vorjahreswert. Die wesentlichen Gründe waren

- deutliche Verbesserungen im Gashandelsgeschäft und
- der Entfall der im Berichtszeitraum 2011 gebuchten Einmal-effekte aus der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland sowie
- der Betrieb der neuen Gaskraftwerksblöcke an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya in Russland.

EBITDA ¹⁾			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	1.161	558	+108
Erneuerbare Energien	661	753	-12
Optimierung & Handel	1.805	-20	-
Exploration & Produktion	337	421	-20
Deutschland	1.250	1.301	-4
Weitere EU-Länder	1.303	1.255	+4
Russland	350	252	+39
Konzernleitung/Konsolidierung	-161	-195	-
Summe	6.706	4.325	+55

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Erzeugung

Das EBITDA der globalen Einheit Erzeugung lag um 603 Mio € über dem Vorjahreswert.

Erzeugung				
1. Halbjahr in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2012	2011	2012	2011
Kernkraft	357	-293	261	-514
Fossile Erzeugung	856	857	521	516
Sonstiges	-52	-6	-55	-10
Summe	1.161	558	727	-8

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Segment Kernenergie wirkte sich im ersten Halbjahr 2012 vor allem der Entfall der im zweiten Quartal 2011 bilanzierten Einmaleffekte im Zusammenhang mit der Stilllegung von Kraftwerken gemäß der AtG-Novelle in Deutschland positiv auf das EBITDA aus. Dagegen belasteten in Deutschland die niedrigeren marktbasieren Transferpreise im Rahmen der Lieferungen an unsere Einheit Optimierung & Handel und höhere Aufwendungen für die Kernbrennstoffsteuer das Ergebnis. Zusätzlich verminderte sich das Ergebnis durch die geringeren Absatzmengen und niedrigere Transferpreise in Schweden.

In der fossilen Erzeugung lag das Ergebnis auf dem Niveau des Vorjahres. Positiv wirkten sich die Inbetriebnahme neuer Gaskraftwerke in Deutschland und Großbritannien sowie verbesserte Margen in Frankreich und Spanien aus. Negativen Einfluss hatten niedrigere interne Transferpreise und der insbesondere volumenbedingte Rückgang der Marge in Italien.

Erneuerbare Energien

Das EBITDA im Segment Erneuerbare Energien lag um 92 Mio € beziehungsweise 12 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Erneuerbare Energien				
1. Halbjahr in Mio €	EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
	2012	2011	2012	2011
Wasserkraft	358	449	300	392
Wind/Solar/Sonstiges	303	304	164	186
Summe	661	753	464	578

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Vergleich zum Vorjahr sank das EBITDA im Bereich Wasserkraft um 20 Prozent auf 358 Mio €. Gründe waren im Wesentlichen geringere Absatzmengen in Italien, erhöhter Rückstellungsbedarf für die Sanierung eines Pumpspeicherwerks in Deutschland und die witterungsbedingt gesunkene Produktion in Spanien, insbesondere im ersten Quartal. Dagegen beeinflussten die gestiegenen Produktions- und Absatzmengen in Schweden das Ergebnis positiv.

Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lag das EBITDA aufgrund von Einmaleffekten im ersten Quartal 2011 nur auf Vorjahresniveau.

16 Zwischenlagebericht

Optimierung & Handel

Das EBITDA der globalen Einheit Optimierung & Handel übertraf den Vorjahreswert um 1.825 Mio €.

Optimierung & Handel		EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	2012	2011	
Eigenhandel	-31	-14	-32	-17	
Optimierung	1.282	-404	1.212	-471	
Gastransport/ Beteiligungen/Sonstiges	554	398	499	328	
Summe	1.805	-20	1.679	-160	

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Das EBITDA im Eigenhandel lag unter dem Vorjahreswert. Gründe hierfür waren ein positiver Einmaleffekt im Gasbereich im ersten Halbjahr 2011 und ein Ergebnissrückgang im Strombereich insbesondere in Osteuropa.

Im Bereich Optimierung stieg das EBITDA vor allem durch das Gasgeschäft deutlich über das Vorjahresniveau. Die Verhandlungen über Anpassungen der Einkaufspreise mit allen Lieferanten waren erfolgreich. Dies führte im Vergleich zum Vorjahr zu einem erheblich verbesserten Ergebnis. Abhängig von den jeweiligen Produzenten betreffen die Preisanpassungen zurückliegende Lieferperioden, unter Umständen bis zum vierten Quartal 2010. Bei der Optimierung von Erzeugung und Produktion im E.ON-Konzern ist das Ergebnis immer noch durch hohe geleistete Transferpreise an die Erzeugungseinheiten und geringere erzielte Preise belastet. Das EBITDA verbesserte sich hier allerdings deutlich gegenüber dem Vorjahr.

Im Bereich Gastransport/Beteiligungen/Sonstiges erhöhte sich das Ergebnis durch höhere Beteiligungsergebnisse gegenüber dem Vorjahresniveau.

Exploration & Produktion

Das EBITDA der Einheit Exploration & Produktion lag mit 337 Mio € (Vorjahr: 421 Mio €) 20 Prozent unter dem Vorjahreswert. Dies war hauptsächlich auf die gesunkenen Produktionsvolumina in den Nordseefeldern zurückzuführen, die teilweise durch höhere Umsätze aus dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje kompensiert wurden. Das EBIT betrug im ersten Halbjahr 2012 197 Mio € (295 Mio €).

Deutschland

Das EBITDA der Regionaleinheit Deutschland nahm im Vergleich zum Vorjahreswert um 51 Mio € ab.

Deutschland		EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	2012	2011	
Verteilnetzgeschäft	933	807	610	500	
Unreguliertes Geschäft/ Sonstiges	317	494	171	335	
Summe	1.250	1.301	781	835	

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

Im Geschäftsfeld Verteilnetz stieg das Ergebnis um 126 Mio € an. Regulierungsbedingt höheren Netzentgelten im Stromgeschäft und Verbesserungen aus eingeleiteten Einsparmaßnahmen standen niedrigere Netzentgelte im Gasgeschäft gegenüber.

Das EBITDA im Bereich unreguliertes Geschäft/Sonstiges ging um 177 Mio € zurück. Ursachen hierfür waren insbesondere die positiven Entwicklungen in den Segmenten Vertrieb und Entsorgung im ersten Halbjahr 2011, die sich im Berichtszeitraum 2012 so nicht wiederholten.

Weitere EU-Länder

Das EBITDA in den weiteren EU-Ländern lag mit 1,3 Mrd € insgesamt 4 Prozent beziehungsweise 48 Mio € über dem Vorjahreswert.

Weitere EU-Länder		EBITDA ¹⁾		EBIT ¹⁾	
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	2012	2011	
Großbritannien (in Mio £)	297 (245)	228 (198)	242 (199)	156 (135)	
Schweden (in Mio SEK)	390 (3.467)	371 (3.318)	269 (2.393)	252 (2.256)	
Tschechien (in Mio CZK)	252 (6.337)	256 (6.233)	198 (4.974)	201 (4.894)	
Ungarn (in Mio HUF)	93 (27.522)	139 (37.410)	43 (12.809)	78 (21.057)	
Übrige regionale Einheiten	271	261	220	192	
Summe	1.303	1.255	972	879	

1) um außergewöhnliche Effekte bereinigt

In der Region Großbritannien nahm das EBITDA um 69 Mio € zu. Ursache waren vor allem verbesserte Margen im Vertrieb. Die Veräußerung des regulierten Geschäfts (Central Networks) im April 2011 wirkte sich negativ aus.

Das EBITDA in der Region Schweden lag 19 Mio € über dem Vorjahresniveau. Positiv wirkten sich neue Netzanschlüsse für Windkraftanlagen, höhere Netzentgelte und die Veräußerung einer Beteiligung aus. Dagegen belasteten im Endkunden-geschäft höhere Beschaffungskosten und geringere Absatz-mengen das Ergebnis.

In Tschechien ging das EBITDA um 4 Mio € zurück. Dies ist vor allem auf Währungsumrechnungseffekte und höhere Bezugs-kosten für die verpflichtende Abnahme von Mengen aus Erneuerbaren Energien im Verteilnetzgeschäft zurückzuführen.

Das EBITDA der Region Ungarn entfällt im Wesentlichen mit 100 Mio € auf das Verteilnetzgeschäft und mit -13 Mio € auf das Vertriebsgeschäft. Der Ergebnismrückgang ist vor allem auf niedrigere Margen und Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen.

Bei den übrigen regionalen Einheiten nahm das EBITDA um 10 Mio € beziehungsweise 4 Prozent zu. Positiv wirkten sich im Wesentlichen die Veräußerung einer Beteiligung an einem Energiedienstleister in den Niederlanden, der Wertberichti-gungsbedarf auf überfällige Forderungen im Vorjahr in Italien und verbesserte Margen im Gasgeschäft in Rumänien aus. Dagegen führten Effekte aus regulierungsbedingten Änderun-gen und geringere Absätze im Strombereich sowie geringere Margen im Gasgeschäft in Frankreich, der Verkauf des Verteil-netzgeschäfts in Italien und regulierungsbedingte Verände-rungen im Verteilnetzgeschäft sowie Anteilsverkäufe im Vor-jahr in Spanien zu einer Ergebnisbelastung.

Russland

In der Region Russland nahm das EBITDA im Berichtszeit-raum im Wesentlichen wegen der höheren Absatzmengen durch die gestiegenen Erzeugungskapazitäten um 98 Mio € beziehungsweise 39 Prozent auf 350 Mio € (Vorjahr: 252 Mio €) zu. Das EBIT lag bei 251 Mio € (195 Mio €). In der Landeswäh-rung Rubel stieg das EBITDA um 37 Prozent auf 13.896 Mio Rubel (10.128 Mio Rubel). Das EBIT lag bei 9.981 Mio Rubel (7.812 Mio Rubel).

Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen mit 2.906 Mio € beziehungsweise 1,53 € erheblich über den Vorjahreswerten von 691 Mio € und 0,36 €.

Konzernüberschuss		
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011
EBITDA¹⁾	6.706	4.325
Planmäßige Abschreibung	-1.778	-1.960
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-54	8
EBIT¹⁾	4.874	2.373
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-722	-846
Netto-Buchgewinne/-verluste	67	1.162
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-144	-255
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-676	-1.426
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.399	1.008
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-293	-73
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.106	935
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	27	13
Konzernüberschuss	3.133	948
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	<i>2.906</i>	<i>691</i>
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	<i>227</i>	<i>257</i>

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

Die Verbesserung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses beruht im Wesentlichen auf der Auflösung von Rückstellungen aus vergangenen Jahren. Gegenläufig wirkte sich insbesondere der Entfall des Einmaleffektes im Vorjahr im Zusammenhang mit dem Förderfonds Erneuerbare Energien aus.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-766	-1.027
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	44	181
Summe	-722	-846

18 Zwischenlagebericht

In den ersten sechs Monaten 2012 lagen die Netto-Buchgewinne rund 1,1 Mrd € beziehungsweise 94 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Im Berichtszeitraum resultierten die Buchgewinne vor allem aus Veräußerungen im Netzbereich in Deutschland und dem Verkauf von Wertpapieren. Der Wert für das Jahr 2011 enthielt insbesondere Buchgewinne aus dem Abgang von Gazprom-Anteilen, dem Verkauf des britischen Netzgeschäfts und aus der Veräußerung von Wertpapieren.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Berichtszeitraum 2012 im Vergleich zum Vorjahr um 111 Mio € gesunken. Die Aufwendungen fielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen im Rahmen von Strukturmaßnahmen bei regionalen Einheiten und der eingeleiteten internen Kostensenkungsprogramme an.

Im sonstigen nicht operativen Ergebnis von -676 Mio € (Vorjahr: -1.426 Mio €) wird unter anderem die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 30. Juni 2012 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein negativer Effekt von -759 Mio € gegenüber -225 Mio € im Vorjahr. Positiv auf das Ergebnis wirkte sich im Berichtszeitraum 2012 die Kürzung des Bußgelds um 233 Mio € (einschließlich Zinsen 240 Mio €) aus, das die Europäische Kommission wegen angeblicher Marktabsprachen mit GdF Suez gegen E.ON verhängt hatte. Dagegen führten eine Vielzahl kleinerer Effekte wie zum Beispiel Wertberichtigungen auf Wertpapiere, Wertberichtigungen auf Sachanlagen bei Einheiten in den übrigen EU-Ländern und Währungssicherungskosten zu einer Ergebnisbelastung. Im Berichtszeitraum 2011 ergaben sich weitere negative Effekte aus der Reklassifizierung von Währungsumrechnungseffekten aus dem Eigenkapital im Zuge der Vereinfachung der Konzernstruktur, aus Wertberichtigungen im Zusammenhang mit der Novelle des Atomgesetzes in Deutschland, aus Vorfälligkeitsentschädigungen im Rahmen der Schuldenreduzierung und durch Abschreibungen auf Förderlizenzen im Segment Exploration & Produktion.

Der im Vergleich zum ersten Halbjahr 2011 gestiegene Steuer Aufwand beruht im Wesentlichen auf dem höheren Ergebnis im Jahr 2012. Die Steuerquote beträgt 9 Prozent gegenüber 7 Prozent im Vorjahr.

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

Nachhaltiger Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss wird neben der operativen Geschäftsentwicklung durch Sondereinflüsse wie zum Beispiel die Marktbewertung von Derivaten geprägt. Mit dem nachhaltigen Konzernüberschuss weisen wir eine Ergebnisgröße nach Zinsen, Steuern vom Einkommen und vom Ertrag sowie Minderheitsanteilen 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 und aus der Erstanwendung neuer IFRS-Vorschriften nach Steuern und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss sowie außergewöhnliche Steuereffekte beim nachhaltigen Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Nachhaltiger Konzernüberschuss			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	2.906	691	+321
Netto-Buchgewinne	-67	-1.162	-
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	144	255	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	676	1.426	-
Steuern und Anteile ohne beherrschenden Einfluss auf das neutrale Ergebnis	-292	-211	-
Außergewöhnliche Steuereffekte	-27	-53	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-27	-13	-
Summe	3.313	933	+255

Finanzlage

Entwicklung der Investitionen

Im ersten Halbjahr 2012 lagen die Investitionen um 253 Mio € über dem Vorjahresniveau. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 2,3 Mrd € (Vorjahr: 2,4 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betragen 0,4 Mrd € gegenüber 0,1 Mrd € im Vorjahr.

Investitionen			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	+/- %
Erzeugung	485	641	-24
Erneuerbare Energien	731	419	+74
Optimierung & Handel	199	214	-7
Exploration & Produktion	255	255	-
Deutschland	297	307	-3
Weitere EU-Länder	367	495	-26
Russland	123	111	+11
Konzernleitung/Konsolidierung	263	25	-
Summe	2.720	2.467	+10
<i>Instandhaltungsinvestitionen</i>	364	404	-10
<i>Wachstums- und Ersatzinvestitionen</i>	2.356	2.063	+14

Im ersten Halbjahr 2012 investierte die globale Einheit Erzeugung 156 Mio € weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte lagen dabei mit 408 Mio € um 206 Mio € unter dem Vorjahreswert von 614 Mio €. Wesentliche Ursache für den Rückgang gegenüber dem Vorjahr ist die Fertigstellung der Neubauten Malzenice in der Slowakei, Irsching in Deutschland und Algeciras in Spanien.

In den ersten sechs Monaten 2012 investierten wir im Segment Erneuerbare Energien 312 Mio € mehr als im Vorjahr. Im Bereich Wasserkraft sanken die Investitionen um 24 Prozent von 33 Mio € auf 25 Mio €. Im Bereich Wind/Solar/Sonstiges lagen die Investitionen mit 706 Mio € 83 Prozent über dem Vorjahresniveau von 386 Mio €. Die Auszahlungen betrafen die Entwicklung und den Bau von Windkraftanlagen in Europa und in den USA.

Die Investitionen in der globalen Einheit Optimierung & Handel betragen 199 Mio €. Hiervon entfielen 176 Mio € (Vorjahr: 169 Mio €) auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um Investitionen in die gaswirtschaftliche Infrastruktur. Die Investitionen in Beteiligungen betragen 23 Mio € (45 Mio €) und resultierten im Wesentlichen aus einer Eigenkapitalerhöhung bei der Pipeline-gesellschaft Nord Stream.

Die globale Einheit Exploration & Produktion investierte 255 Mio € (Vorjahr: 255 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Die Investitionen in das Feld Skarv betragen 116 Mio € (176 Mio €).

Im ersten Halbjahr 2012 investierte die regionale Einheit Deutschland 10 Mio € weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte betragen 294 Mio € und entfielen mit 231 Mio € auf Netzinvestitionen und mit 34 Mio € auf Wärmeinvestitionen. Die Beteiligungsinvestitionen lagen im ersten Halbjahr 2012 bei 3 Mio €.

Die Investitionen in den weiteren EU-Ländern sanken insgesamt 128 Mio € unter das Vorjahresniveau. Die Region Großbritannien investierte im ersten Halbjahr 2012 52 Mio € (Vorjahr: 154 Mio €). Grund für den Rückgang war im Wesentlichen der Verkauf von Central Networks. In der Region Schweden lagen die Investitionen mit 132 Mio € 5 Mio € unter dem Vorjahreswert von 137 Mio €. Die Investitionen flossen in die Instandhaltung und den Ausbau der dezentralen Kraftwerke sowie in den Ausbau und die Modernisierung beziehungsweise neue Anschlüsse im Verteilnetz. In Tschechien lagen die Investitionen bei 51 Mio € (64 Mio €) und in Ungarn bei 58 Mio € (72 Mio €), bei den anderen EU-Ländern bei 74 Mio € (68 Mio €).

Die Region Russland investierte 123 Mio € (Vorjahr: 111 Mio €), insbesondere im Rahmen des Neubauprogramms.

Im Bereich Konzernleitung/Konsolidierung sind die Investitionen gegenüber dem Vorjahr erheblich gestiegen. Ursache war, dass wir im Rahmen des Joint Ventures mit dem brasilianischen Unternehmen MPX erste Zahlungen in Höhe von 0,3 Mrd € geleistet haben.

Cashflow und Finanzposition

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

Der operative Cashflow vor Zinsen und Steuern lag mit 5.200 Mio € deutlich über dem Vorjahreswert von 3.586 Mio €. Positiv wirkten sich vor allem zahlungswirksame Effekte im Zusammenhang mit dem Anstieg des EBITDA und dem Wegfall von Belastungen aus dem Nachfunding für das Pensionsvermögen in Großbritannien im Jahr 2011 sowie ein geringerer Aufbau von Working Capital aus. Gegenläufig wirkte der Aufbau von Forderungen insbesondere durch die noch ausstehende Einmalzahlung von Gazprom.

Der operative Cashflow lag mit 2.479 Mio € nur leicht über dem Vorjahreswert von 2.362 Mio €. Dabei wird der operative Cashflow durch eine Kapitalertragsteuer belastet, deren Erstattung E.ON in der zweiten Jahreshälfte 2012 erwartet. Ferner führten der Entfall einer Vorfälligkeitsentschädigung zur Ablösung von Finanzverbindlichkeiten im Jahr 2011 und gesunkene Zinszahlungen zu einem positiven Effekt.

20 Zwischenlagebericht

Der Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten lag im ersten Halbjahr 2012 bei rund -3,1 Mrd € (Vorjahr: +2,8 Mrd €). Während die Auszahlungen für Investitionen den Vorjahreswert geringfügig übertrafen, hatten die Mittelzuflüsse aus dem Verkauf von Beteiligungen – im Wesentlichen bedingt durch die hohen Erlöse aus der Veräußerung von Central Networks und der restlichen Anteile an Gazprom im Vorjahreszeitraum – ein erheblich niedrigeres Niveau.

In den ersten sechs Monaten 2012 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten -1,6 Mrd € (Vorjahr: -6,0 Mrd €). Die Veränderung gegenüber dem Vorjahr ist im Wesentlichen auf die hohe Nettorückzahlung von Finanzverbindlichkeiten im Vorjahreszeitraum und auf geringere Dividendenzahlungen im Berichtszeitraum zurückzuführen.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2011 (-36.385 Mio €) stieg unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 4.702 Mio € auf -41.087 Mio €. Wesentliche Gründe für den Anstieg waren die Dividendenzahlung der E.ON AG und die Investitionen, die nicht vollständig durch den operativen Cashflow abgedeckt wurden. Darüber hinaus trugen höhere Pensionsrückstellungen zum Anstieg der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung bei. Diese sind im Wesentlichen durch die Absenkung der Rechnungszinssätze bedingt.

Bei der Herleitung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung berücksichtigen wir die Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen (ohne Transaktionen aus dem operativen Geschäft und dem Assetmanagement), um auch die Fremdwährungseffekte aus Finanztransaktionen zu erfassen, die sich aus bilanziellen Gründen nicht direkt in den Komponenten der Netto-Finanzposition auswirken.

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung		
in Mio €	30.6.2012	31.12.2011
Liquide Mittel	5.015	7.020
Langfristige Wertpapiere	4.921	4.904
Liquide Mittel und langfristige Wertpapiere	9.936	11.924
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	-29.553	-28.490
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	-1.592	-1.424
Finanzverbindlichkeiten	-31.145	-29.914
Netto-Finanzposition	-21.209	-17.990
Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen ¹⁾	451	524
Pensionsrückstellungen	-4.614	-3.245
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-17.380	-17.269
Abzüglich Vorausleistungen an den schwedischen Nuklearfonds	1.665	1.595
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	-41.087	-36.385

1) Hierin nicht enthalten sind Transaktionen aus operativem Geschäft und Assetmanagement.

Im ersten Halbjahr 2012 wurden weder Anleihen emittiert noch zurückgekauft. Die regulären Anleihefälligkeiten betragen in den ersten sechs Monaten 0,9 Mrd €. Insgesamt hat sich die Brutto-Verschuldung gegenüber Kreditinstituten und Dritten seit Jahresende um 1,1 Mrd € auf 29,6 Mrd € erhöht. Dies ist im Wesentlichen auf ein höheres Volumen an ausstehenden Commercial Paper zurückzuführen, die unter anderem anlässlich der Zahlung der Dividende emittiert wurden.

E.ONs Debt-Issuance-Programm, mit dem die Emission von Schuldtiteln von öffentlichen und privaten Platzierungen an Investoren ermöglicht wird, wurde im April 2012 planmäßig um ein weiteres Jahr verlängert. Der nutzbare Programmrahmen beträgt insgesamt 35 Mrd €, hiervon waren zum Zeitpunkt der Aufdatierung rund 21 Mrd € genutzt.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's („S&P“) und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A- beziehungsweise von A3, jeweils mit stabilem Ausblick, bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-2 (S&P) und P-2 (Moody's). Im Juli 2012 hat S&P E.ONs Langfrist-Rating von A auf A- mit stabilem Ausblick sowie das Kurzfrist-Rating von A-1 auf A-2 heruntergestuft. Die Bonitätsbeurteilungen beider Ratingagenturen liegen damit weiterhin innerhalb des von E.ON angestrebten Ratingziels eines „Solid Single A“ Ratings.

Vermögenslage

Im Vergleich zum Ende des Vorjahres erhöhten sich die langfristigen Vermögenswerte zum 30. Juni 2012 geringfügig. Ursachen waren insbesondere Investitionen in Sachanlagen und höhere Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten, die zum Teil durch die Umgliederung der Vermögenswerte unseres Gasfernleitungsnetzbetreibers Open Grid Europe in die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte ausgeglichen wurden.

Die kurzfristigen Vermögenswerte verminderten sich um 9 Prozent. Gründe hierfür waren im Vergleich zum 31. Dezember 2011 im Wesentlichen gesunkene Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie aus derivativen Finanzinstrumenten und geringere liquide Mittel. Gegenläufig wirkte sich die Umgliederung der Vermögenswerte von Open Grid Europe in die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte aus.

Die Eigenkapitalquote zum 30. Juni 2012 betrug nach Zahlung der Dividende an die E.ON-Aktionäre in Höhe von 1,9 Mrd € im zweiten Quartal 2012 wie am Ende des Vorjahres 26 Prozent.

Die langfristigen Schulden lagen ebenfalls auf dem Niveau des Vorjahres. Höhere Pensionsverpflichtungen, verursacht vor allem durch die Absenkung der Rechnungszinssätze in Deutschland und Großbritannien, und gestiegene Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten wurden insbesondere durch geringere langfristige Finanzverbindlichkeiten kompensiert.

Die kurzfristigen Schulden verringerten sich im Vergleich zum 31. Dezember 2011 um 9 Prozent. Gründe hierfür waren insbesondere geringere Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie aus derivativen Finanzinstrumenten. Dagegen wirkte sich die Umgliederung von Anleihen, die 2013 planmäßig getilgt werden, teilweise kompensierend auf die kurzfristigen Schulden aus.

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

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 38 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2011: 39 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 104 Prozent (31. Dezember 2011: 104 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	30.6.2012	%	31.12.2011	%
Langfristige Vermögenswerte	102.365	69	102.221	67
Kurzfristige Vermögenswerte	46.151	31	50.651	33
Aktiva	148.516	100	152.872	100
Eigenkapital	39.329	26	39.613	26
Langfristige Schulden	66.979	45	67.129	44
Kurzfristige Schulden	42.208	29	46.130	30
Passiva	148.516	100	152.872	100

Mitarbeiter

Am 30. Juni 2012 waren im E.ON-Konzern weltweit 75.521 Mitarbeiter beschäftigt. Die Zahl der Beschäftigten ist damit im Vergleich zum Vorjahr um 4 Prozent gesunken. Hinzu kommen 1.928 Auszubildende sowie 279 Vorstände und Geschäftsführer.

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter ist im Vergleich zum Vorjahr konstant geblieben. Zum Ende des zweiten Quartals waren insgesamt 41.160 Mitarbeiter (55 Prozent) im Ausland tätig.

Mitarbeiter ¹⁾			
	30.6.2012	31.12.2011	+/- %
Erzeugung	10.417	10.578	-2
Erneuerbare Energien	1.799	1.808	-
Optimierung & Handel	3.876	3.941	-2
Exploration & Produktion	200	203	-1
Deutschland	21.174	21.602	-2
Weitere EU-Länder	29.167	31.909	-9
Russland	5.049	4.896	+3
Konzernleitung/Sonstige ²⁾	3.839	3.952	-3
Summe	75.521	78.889	-4

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende
2) einschließlich E.ON IT Group

Im Segment Erzeugung ist der Mitarbeiterrückgang im Wesentlichen durch auslaufende befristete Verträge in Deutschland und den Transfer von Mitarbeitern der Erzeugungseinheit zur regionalen Einheit in Großbritannien begründet.

22 Zwischenlagebericht

Vor allem Fluktuation und Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 führten im Segment Optimierung & Handel zu einem Mitarbeiterrückgang.

Im Segment Deutschland ist die Belegschaft hauptsächlich durch Abgänge im Rahmen der Betriebsschließung des Standortes Brienner Straße in München sowie Effizienzsteigerungsmaßnahmen im Rahmen von E.ON 2.0 zurückgegangen.

Die Personalreduktion im Segment Weitere EU-Länder beruht größtenteils auf dem Verkauf der Regionaleinheit Bulgarien und einer Beteiligung im Bereich Abfallentsorgung in Schweden. Effizienzsteigerungsmaßnahmen, vor allem in Großbritannien, führten zu weiterem Personalabbau.

Der Anstieg der Mitarbeiterzahl im Segment Russland ist im Wesentlichen auf die Einstellung von Personal für Neubaulprojekte und Wartungsarbeiten zurückzuführen.

Im Segment Konzernleitung/Sonstige ist die Mitarbeiterzahl durch Fluktuation und Abgänge im Rahmen der Umsetzung von E.ON 2.0 gesunken.

Risikolage

Im Zuge unserer geschäftlichen Aktivitäten sind wir einer Reihe von Risiken ausgesetzt, die untrennbar mit unserem unternehmerischen Handeln verbunden sind. Für den E.ON-Konzern und somit auch für die E.ON AG bestehen im Wesentlichen folgende Risiken:

Marktrisiken

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Einheiten bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur gekennzeichnet. Unser in- und ausländisches Stromgeschäft sieht sich zudem, bedingt durch neu in den Markt tretende Anbieter sowie aggressiveres Vorgehen bereits bestehender Marktteilnehmer, einem verstärkten Wettbewerb ausgesetzt, der unsere Margen reduzieren könnte. Die globale Einheit Optimierung & Handel sieht sich im Gasbereich ebenfalls einem weiterhin erheblichen Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Darüber hinaus ergeben sich Preisrisiken, da die Gasbezugspreise zum Teil an den Ölpreis gekoppelt sind, während die Verkaufspreise sich am Handelsmarkt orientieren. Insgesamt beinhalten die Verträge für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit, diese an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führen wir kontinuierlich intensive Verhandlungen mit unseren Produzenten. Das von uns gegen Gazprom eingeleitete Schiedsverfahren wurde im Juli 2012 im Rahmen einer einvernehmlichen Einigung beendet.

Die Nachfrage nach Strom und Gas ist grundsätzlich saisonal. Im Allgemeinen existiert eine höhere Nachfrage während der kalten Monate Oktober bis März sowie eine geringere Nachfrage während der wärmeren Monate April bis September. Im Ergebnis bedeutet diese saisonale Struktur, dass unsere Umsätze und operativen Ergebnisse im ersten und vierten Quartal höher beziehungsweise im zweiten und dritten Quartal geringer sind. Unsere Umsätze und operativen Ergebnisse können jedoch bei ungewöhnlich warmen Wetterperioden während der Herbst- und Wintermonate negativ beeinflusst werden. Darüber hinaus könnten sich für unsere Einheiten in Skandinavien negative Auswirkungen durch einen zu geringen Niederschlag ergeben, der sich in einer reduzierten Stromerzeugung aus Wasserkraft bemerkbar machen kann. Wir erwarten auch weiterhin saisonale und wetterbedingte Fluktuationen im Hinblick auf unsere Umsätze und operativen Ergebnisse.

Durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und ein intensives Kundenmanagement begrenzen wir diese Risiken.

Marktpreisänderungsrisiken

Der E.ON-Konzern ist bei seiner operativen Geschäftstätigkeit Marktpreisänderungsrisiken im Commodity-Bereich ausgesetzt. Zur Begrenzung dieser Risiken betreiben wir ein systematisches Risikomanagement. Kernelemente dieses Risikomanagements sind – neben den konzernweit bindenden Richtlinien und dem unternehmensweiten Berichtssystem – die Verwendung quantitativer Kennziffern sowie die Limitierung von Risiken und die Funktionstrennung von Bereichen. Zur Begrenzung von Marktpreisänderungsrisiken setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein. Diese Instrumente werden mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert, deren Bonität wir laufend überwachen. Die Preisrisiken aus den liquiden europäischen Commodity-Märkten sind bei Optimierung & Handel gebündelt und werden dort gesteuert.

Im Wesentlichen werden Strom-, Gas-, Kohle-, Emissionsrechte- und Ölpreissicherungsgeschäfte kontrahiert, um Preisänderungsrisiken abzusichern, eine Systemoptimierung und einen Lastenausgleich zu erzielen sowie unsere Margen zu sichern. Der Eigenhandel im Commodity-Bereich findet im Rahmen detaillierter festgelegter Richtlinien und innerhalb eng definierter Grenzen statt.

Finanzwirtschaftliche Risiken

Der E.ON-Konzern ist aufgrund der internationalen Natur seiner Geschäftstätigkeit Risiken aus Wechselkursschwankungen ausgesetzt. Solche Risiken entstehen einerseits aufgrund der Zahlungen in einer anderen Währung als der funktionalen Währung der Gesellschaft (Transaktionsrisiko). Andererseits führen Wechselkursschwankungen zu einem bilanziellen Effekt aufgrund der Umrechnung der Bilanzpositionen sowie der Erträge und Aufwendungen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss (Translationsrisiko). Die Sicherung der Wechselkursrisiken erfolgt im Rahmen des Währungsmanagements durch den Einsatz derivativer und originärer Finanzinstrumente. Die Wechselkursrisiken stammen im Wesentlichen aus Geschäften in US-Dollar, britischen Pfund, schwedischen Kronen, russischen Rubeln, norwegischen Kronen und ungarischen Forint.

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

Die Steuerung der Zins- und Währungsrisiken erfolgt auf Basis eines systematischen Risikomanagements. Die E.ON AG übernimmt hierbei eine zentrale Funktion, sie bündelt mittels konzerninterner Geschäfte die entstehenden Risikopositionen und sichert diese am externen Markt. Die Risikoposition der E.ON AG ist aufgrund der durchleitenden Funktion somit weitgehend geschlossen.

Aus dem operativen Geschäft sowie dem Einsatz von Finanzinstrumenten ergeben sich für E.ON Kreditrisiken. Im Rahmen des konzernweiten Kreditrisikomanagements erfolgt eine systematische Überwachung der Geschäftspartner-Bonität auf Grundlage konzernweiter Mindestvorgaben. Die Steuerung des Kreditrisikos erfolgt durch den Einsatz geeigneter Maßnahmen, unter anderem durch die Hereinnahme von Sicherheiten und durch Limitierung. Das Risikokomitee des E.ON-Konzerns wird regelmäßig über die wesentlichen Kreditrisiken unterrichtet.

Aus Verpflichtungen zur liquiden Hinterlegung von Sicherheiten bei negativen Marktpreisbewertungen derivativer Finanzinstrumente können sich für E.ON Liquiditätsrisiken ergeben.

Darüber hinaus ergeben sich Kursänderungs- und weitere Verlustrisiken aus kurz- und langfristigen Kapitalanlagen, die bei E.ON zur Deckung langfristiger Verpflichtungen, insbesondere im Pensions- und Entsorgungsbereich, dienen. Grundlage der Risikosteuerung ist dabei eine konservative Anlagepolitik und eine breite Diversifizierung des Portfolios.

Vor dem Hintergrund der angespannten finanzwirtschaftlichen Lage in vielen EU-Mitgliedsstaaten würde eine weitere Zuspitzung der Euro-Krise insgesamt zu einem Anstieg der finanzwirtschaftlichen Risiken führen.

Strategische Risiken

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

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

Bei geplanten Desinvestitionen besteht für E.ON das Risiko des Nichteintretens oder der zeitlichen Verzögerung sowie das Risiko, dass E.ON einen geringeren als den erwarteten Beteiligungswert als Veräußerungserlös erhält. Die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Risiken ist bei derartigen Projekten nicht bewertbar. Das Nichteintreten oder eine signifikante zeitliche Verzögerung bei geplanten Desinvestitionen durch E.ON würde die geplante Entwicklung des Debt Factors negativ beeinflussen.

24 Zwischenlagebericht

Operative Risiken

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

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

Zur Begrenzung dieser Risiken wird E.ON ihr Netzmanagement und den optimalen Einsatz ihrer Kraftwerke weiterhin verbessern. Zugleich führen wir betriebliche und infrastrukturelle Verbesserungen durch, die die Sicherheit unserer Kraftwerke und Verteilungsnetze auch unter außergewöhnlichen Belastungen erhöhen. Zusätzlich haben wir die operativen und finanziellen Auswirkungen von Umweltrisiken auf unser Geschäft in eine Ausfallplanung integriert. Sie sind Teil einer Erfassung von Krisen- und Störfallszenarien, die unser Notfall- und Krisenmanagement-Team für den Konzern vorbereitet.

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

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

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

Zusätzlich ergeben sich gegenwärtig aus der operativen Geschäftstätigkeit des E.ON-Konzerns einzelne Risiken in Verbindung mit Rechtsstreitigkeiten und laufenden Planungsverfahren. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Klagen und Verfahren wegen Preiserhöhungen, angeblicher Marktabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens. Die genannten Verfahren wegen Preiserhöhungen schließen Klagen auf Rückforderung von vereinnahmten Erhöhungsbeträgen im Zusammenhang mit der Feststellung der Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln der vergangenen Jahre im Sonderkundensegment mit ein. Weitere Risiken entstehen aus Vorlagen an den Europäischen Gerichtshof, mit denen der Bundesgerichtshof die Vereinbarkeit von auch im E.ON-Konzern üblichen Preisanpassungsklauseln in Sonderkundenverträgen und die Vereinbarkeit der Grundversorgungsverordnungen im Strom- und Gasbereich mit europäischem Recht überprüfen lässt.

Die Europäische Kommission hatte am 8. Juli 2009 gegen E.ON Ruhrgas und E.ON als Gesamtschuldner wegen angeblicher Marktabsprachen mit GdF Suez ein Bußgeld in Höhe von 553 Mio € verhängt. E.ON Ruhrgas und E.ON hatten im September 2009 gegen diese Bußgeldentscheidung Nichtigkeitsklage beim Gericht der Europäischen Union erhoben. Die Klageerhebung hatte keine aufschiebende Wirkung. Das Bußgeld wurde fristgemäß im Oktober 2009 gezahlt. Mit Urteil vom 29. Juni 2012 hat das Gericht der Europäischen Union die Bußgeldentscheidung der Europäischen Kommission teilweise aufgehoben und das Bußgeld um 233 Mio € gemindert. Aus heutiger Sicht sehen wir keine bilanziellen Risiken. Die Parteien haben jedoch die Möglichkeit, gegen diese Entscheidung Rechtsmittel beim Gerichtshof der Europäischen Union einzulegen. Folgerverfahren können nicht ausgeschlossen werden.

Die Europäische Kommission hat im September 2011 bei mehreren Gasversorgungsunternehmen in Zentral- und Osteuropa Nachprüfungen durchgeführt, darunter auch bei Unternehmen des E.ON-Konzerns. Die Kommission untersucht insoweit mögliche wettbewerbswidrige Praktiken von Gazprom, gegebenenfalls zusammen mit anderen Unternehmen. Die Kommission weist darauf hin, dass die Untersuchung nicht bedeutet, dass abschließende Beweise für wettbewerbswidriges Verhalten vorliegen.

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von circa 1.055 MW und hat in diesem Zusammenhang bereits rund 1 Mrd € investiert. Mit inzwischen vom Bundesverwaltungsgericht bestätigtem Urteil vom 3. September 2009 hat das Oberverwaltungsgericht Münster (OVG) den Bebauungsplan der Stadt Datteln (Nr. 105 E.ON Kraftwerk) für unwirksam erklärt. Das OVG rügt neben Abwägungsfehlern vor allem, dass der Bebauungsplan verbindliche landesplanerische Vorgaben nicht hinreichend berücksichtigt habe. Gleichwohl verneint das OVG in seinem Urteil nicht die Realisierungsfähigkeit eines Steinkohlekraftwerks auf dem dafür vorgesehenen Standort. Daher wird derzeit ein neues Planverfahren durchgeführt, welches die Kritikpunkte des OVG aufgreift, um die planerischen Grundlagen für das Kraftwerk Datteln 4 wiederherzustellen. Vor dem Hintergrund der laufenden Planungsprozesse, des Urteils des OVG vom 12. Juni 2012 (Aufhebung des Vorbescheids) und weiterer Klagen ist derzeit mit weiteren Verzögerungen gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Inbetriebnahmezeitpunkt zu rechnen. Zur Sicherung der Fernwärme- und Bahnstromversorgung bis zur Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln 4 nimmt E.ON parallel zum gerichtlichen Weiterbetriebsverfahren für die Kraftwerke Datteln 1-3 und Shamrock die Umsetzung provisorischer Maßnahmen in Angriff. Derartige Risiken können sich im Grundsatz auch bei anderen Neubauvorhaben im Strom- und Gasbereich ergeben. Durch eine entsprechende Projektbetreuung soll sichergestellt werden, solche Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

Des Weiteren sind im Zusammenhang mit der Veräußerung von VEBA Electronics im Jahr 2000 Klagen gegen die E.ON AG und US-Tochtergesellschaften anhängig. Gegen Unternehmen des E.ON-Konzerns könnten zudem auch in Zukunft gerichtliche Prozesse, behördliche Untersuchungen und Verfahren sowie andere Ansprüche eingeleitet oder geltend gemacht werden. Durch eine geeignete Verfahrensbetreuung und entsprechende Vertragsgestaltungen im Vorfeld versuchen wir, die Risiken dieser und zukünftiger Rechtsstreitigkeiten zu minimieren.

E.ON Ruhrgas bezieht gegenwärtig – auf Basis langfristiger Bezugsverträge mit Gazprom – rund ein Viertel ihrer gesamten Gaslieferungen aus Russland. Mit zurzeit fünf weiteren Lieferländern ist E.ON Ruhrgas eines der am stärksten diversifizierten Gasversorgungsunternehmen Europas. Verschiedene zurückliegende Ereignisse in einigen Ländern Osteuropas haben in Teilen West- und Mitteleuropas die Bedenken hinsichtlich der Zuverlässigkeit russischer Gaslieferungen verstärkt, obwohl Russland bisher immer ein sehr zuverlässiger Lieferant war. Wirtschaftliche beziehungsweise politische Instabilität oder andere Konflikte in jedem möglichen Durchleitungsland, durch das russisches Gas geleitet werden muss, bevor es seinen abschließenden Bestimmungsort in Westeuropa erreicht, können nachteilige Auswirkungen auf den Gasbezug aus Russland haben, wobei derartige Vorfälle außerhalb der Einflussmöglichkeiten von E.ON Ruhrgas liegen. Mit der Inbetriebnahme der Nord Stream Pipeline im November 2011 besteht erstmals eine direkte Verbindung zwischen den großen Gasvorkommen Russlands und den westeuropäischen Gasmärkten. Die Nord Stream Pipeline leistet einen wichtigen Beitrag zur Diversifikation der Gasbezüge und erhöht die Versorgungssicherheit Europas.

Externe Risiken

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

Der Reaktorunfall in Fukushima hat bei den Regierungsparteien zu einer Kehrtwende in der Bewertung der Kernenergie geführt. Nachdem im Herbst 2010 die im Koalitionsvertrag festgeschriebene Laufzeitverlängerung umgesetzt wurde, hat die Bundesregierung mit der 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) die Laufzeitverlängerung wieder zurückgenommen und weitere verschärfte Regelungen getroffen. In der Gesetzesnovelle ist nunmehr – zusätzlich zu der Rücknahme der Laufzeitverlängerung aus der 11. AtG-Novelle – ein stufenweiser Ausstieg bis 2022 geregelt, wobei die sieben vor Ende 1980 in Betrieb genommenen Reaktoren (diese waren bereits durch das Moratorium von einer temporären Abschaltung betroffen) und das Kernkraftwerk Krümmel entsprechend der gesetzlichen Regelung bereits ab Inkrafttreten der Atomgesetznovelle dauerhaft vom Netz bleiben sollen. Bei den von E.ON betriebgeführten Anlagen sind die Kraftwerksblöcke Unterweser

26 Zwischenlagebericht

und Isar 1 betroffen. Mit Blick auf die Restlaufzeiten der übrigen Kernkraftwerke besteht das Risiko, dass die gesetzlich zugewiesenen Reststrommengen vor dem festgelegten Enddatum nicht komplett genutzt werden können. E.ON setzt den mehrheitlichen politischen Willen zum früheren Ausstieg aus der Kernenergie zwar um, gleichzeitig hält E.ON den Atomausstieg in der nun gesetzlich geregelten Form jedoch für unvereinbar mit unserem grundrechtlich geschützten Eigentumsrecht und dem Recht auf Berufs- und Gewerbefreiheit. Jedenfalls aber ist ein solcher Eingriff ohne Gewährung einer Entschädigung für die entzogenen Rechte verfassungswidrig, sodass wir den gebotenen Ausgleich für den mit diesem Entzug verbundenen Vermögensschaden in Milliardenhöhe erwarten. E.ON hat entsprechend Mitte November eine Verfassungsbeschwerde bei dem zuständigen Bundesverfassungsgericht in Karlsruhe gegen die 13. AtG-Novelle eingebracht. Die Kernbrennstoffsteuer bleibt nach der Rücknahme der Laufzeitverlängerung in ihrer spezifischen Höhe erhalten. Bereits in Verbindung mit der Laufzeitverlängerung hielt E.ON die Kernbrennstoffsteuer aus verfassungs- und europarechtlichen Gründen für rechtswidrig. Die Beibehaltung der Steuer bei deutlich reduzierten Laufzeiten wirft zusätzliche Rechtsprobleme auf. Daher geht E.ON gegen die Steuer außergerichtlich und gerichtlich vor. Die bereits eingeleiteten Verfahren betreffen die KKW Gundremmingen B und C, Grohnde, Grafenrheinfeld, Emsland, Brokdorf und Isar 2. Abschließende gerichtliche Entscheidungen erfolgen zu einem späteren Zeitpunkt.

Die Bundesregierung hat, wie im Koalitionsvertrag vereinbart, das Gorleben-Moratorium aufgehoben und die Erkundung des Standortes – wenn auch unter (nachträglich festgelegten) Einschränkungen – fortgesetzt. Die in der ersten Jahreshälfte in der Politik diskutierte Einstellung der Erkundung von Gorleben im Jahre 2012 wird wohl nicht stattfinden, da die Verlängerung des bergrechtlichen Hauptbetriebsplans zur Erkundung bis zum Jahresende beantragt wird. Um noch in dieser Legislaturperiode zu einer ersten Aussage über die Eignung des Salzstockes Gorleben zu kommen, hatte das Bundesumweltministerium (BMU) die Durchführung einer vorläufigen Sicherheitsanalyse für Gorleben vorgesehen. Dass die vorläufige Sicherheitsanalyse tatsächlich in vollem Umfang durchgeführt wird, ist aufgrund von zwischenzeitlich distanzierenden Äußerungen des BMU eher unwahrscheinlich. Daneben will das BMU in einer Arbeitsgruppe unter Beteiligung der Bundesländer eine gesetzliche Regelung erarbeiten, die das weitere Verfahren bezüglich der Endlagersuche regelt. Mit dem vorliegenden ersten Gesetzentwurf sollen „die einzelnen Verfahrensschritte für die Suche und Festlegung eines Standortes für den sicheren Verbleib der Wärme entwickelnden radioaktiven Abfälle festgelegt“ werden. In dem Entwurf ist Gorleben als möglicher Standort erwähnt – die Rolle Gorlebens in dem geplanten Endlagersuchverfahren erscheint aber noch nicht abschließend geklärt. Ebenso wenig ist geklärt, ob die Bund-Länder-Arbeitsgruppe überhaupt zu einem Konsens findet.

Dies umso mehr, da die Verhandlungen der Bund-Länder-Arbeitsgruppe sich immer weiter verlängern und in Niedersachsen Anfang 2013 Landtagswahlen stattfinden. Seit der Aktualisierung des ersten Gesetzentwurfes am 2. Februar 2012 findet sich nunmehr in den Entwürfen auch ein Passus zur Änderung des § 21 b AtG, welcher die Kosten für „die Durchführung eines Standortauswahlverfahrens nach dem Standortauswahlgesetz“ als beitragsfähigen notwendigen Aufwand ansieht, der von den Ablieferungspflichtigen zu tragen ist. Hieran hat sich auch durch den neuen Entwurf vom 13. Juni 2012 nichts geändert. Nach richtiger, wenngleich nicht unbestrittener Auffassung ist eine derartige Kostenüberwälzung nicht verfassungsgemäß, solange sich Gorleben nicht als ungeeignet erwiesen hat.

Die Europäische Kommission legte am 22. Juni 2011 Vorschläge für eine Richtlinie zur Energieeffizienz vor, die unter anderem eine Verpflichtung aller Energieverteiler oder aller Energie-einzelhandelsunternehmen vorsieht, jährliche Energieeinsparungen von 1,5 Prozent ihres Energieabsatzes bei ihren Kunden zu erzielen. Der europäische Gesetzgebungsprozess zu dieser Richtlinie hat zu einer ersten Einigung zwischen Kommission, Rat und Europäischem Parlament geführt. Aufgrund dieses Zwischenstandes ist es schwer absehbar, ob, und falls ja, welche Risiken sich aus dieser eventuellen Energieeinsparverpflichtung für E.ON ergeben.

Im Zuge der Diskussion um die Erreichung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele im Jahr 2050 wird auch über eine Anpassung der europäischen Gesetzgebung zum Emissionshandel diskutiert. Damit soll die Zahl der in der nächsten Handelsphase bis 2020 im Europäischen Emissionshandelssystem zur Verfügung stehenden CO₂-Emissionsrechte gekürzt werden. Man erhofft sich durch eine Kürzung der Mengen der Emissionsrechte höhere CO₂-Preise und damit zusätzliche Anreize für Investitionen in klimaschonendere Anlagen. Risiken für das aktuelle fossile Erzeugungsportfolio von E.ON in der EU aus eventuell höheren CO₂-Preisen lassen sich erst bei genauerer Kenntnis der Maßnahmen ableiten.

In Europa entwickelte die europäische Regulierungsbehörde ACER Vorschläge zu Rahmenleitlinien zum Kapazitätsmanagement für Gasfernleitungsnetzbetreiber (TSOs). Auf Grundlage dieser Leitlinien hat ENTSOG die Aufgabe, Netzkodizes zu entwickeln, die anschließend im Rahmen des sogenannten Komitologieverfahrens rechtsverbindlich für die europäischen TSOs werden. Die aktuell konkret diskutierten Regeln betreffen die Grenzübergangspunkte zwischen Mitgliedstaaten sowie Marktgebietsübergangspunkte zwischen verschiedenen Gasfernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Mitgliedstaates. Parallel dazu entwickelt die Europäische Kommission Eckpunkte zum Engpassmanagement dieser Punkte. Beide Vorschläge

könnten Risiken in Bezug auf bestehende Lieferverträge sowie untätige Flexibilitäten haben. Es wird erwartet, dass beide Komitologieverfahren 2012 abgeschlossen werden und die beschlossenen Marktregeln nach einer Übergangsfrist für alle Mitgliedstaaten rechtlich verbindlich werden.

Im Strombereich wurde Mitte Juli vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E der Vorschlag für europäische Regeln zum Netzanschluss von Erzeugungsanlagen finalisiert. Der Netzkodex legt die EU-weiten technischen Minimalanforderungen an Erzeugungsanlagen für den Anschluss an das Verteil- und Übertragungsnetz fest. Der Netzkodex kann erhöhte Anforderungen an Neubauprojekte und gegebenenfalls an Bestandsanlagen im Kraftwerksbereich stellen. ACER und die Europäische Kommission werden den vorliegenden Entwurf in den kommenden Monaten prüfen und dann den Komitologieprozess initiieren, mit dem die Regelung direkt rechtlich verbindlich wird.

Sechs Regionalversorgungsunternehmen wurden 2008 neu strukturiert. Dabei wurde der Netzbetrieb in die Regionalversorgungsunternehmen reintegriert, sodass die Regionalversorgungsunternehmen als Netzbetreiber fungieren. Gleichzeitig wurden die Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten in Tochtergesellschaften ausgelagert, wobei die Vertriebsgesellschaften zentral gesteuert werden. Die Regulierungsbehörde sieht in Vertriebsbeteiligungen von Netzbetreibern einen Verstoß gegen die Entflechtungsvorschriften. In einem Musterverfahren gegen ein Regionalversorgungsunternehmen und E.ON Energie hat die Regulierungsbehörde Anfang Februar 2012 einen Beschluss erlassen, wonach das Regionalversorgungsunternehmen sechs Monate nach Bestandskraft des Beschlusses die Beteiligung an der Steuerungsgesellschaft und an der regionalen Vertriebsgesellschaft aufgeben muss. E.ON Energie und das Regionalversorgungsunternehmen (E.ON Bayern) haben gegen die Verfügung der Bundesnetzagentur im Musterverfahren Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt und werden die Verfügung gerichtlich überprüfen lassen. Sollte die Entscheidung der Regulierungsbehörde nach Abschluss des mehrjährigen Gerichtsverfahrens Bestand haben, müssen bei den betroffenen Regionalversorgungsunternehmen gegebenenfalls Umstrukturierungsmaßnahmen vollzogen werden.

Kapazitätsmärkte werden eine wichtige Rolle für den E.ON-Konzern im Bereich der Strommärkte spielen. Es gibt bereits Kapazitätsmärkte in Russland, Spanien und Schweden (nur Leistungsreserve). Entsprechende politische Entscheidungen für die Einführung solcher Märkte in Frankreich und Italien sowie ein dahin gehender Regierungsvorschlag in Großbritannien werden gegenwärtig geprüft. Auch in Deutschland und Belgien wird dieses Thema diskutiert. Hieraus ergeben sich für E.ON Risiken bezüglich der Systemausgestaltung. Insbesondere bei einer Fokussierung auf spezifische Technologien oder bei Nichtberücksichtigung von Bestandsanlagen könnte E.ON einem Wettbewerbsnachteil ausgesetzt sein.

Mit dem Ziel geeigneter Investitionsanreize für eine CO₂-arme Erzeugung und einer Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzt die britische Regierung zurzeit Reformen im britischen Großhandelsmarkt um. Eine Einspeisevergütung soll die Erlössicherheit für neue Kernkraftwerke, Erneuerbare Energien und Kraftwerke mit „Carbon Capture and Storage (CCS)“ erhöhen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, der Erzeugung mit niedriger Benutzungsstundendauer fördern soll. Es wird erwartet, dass der gesetzliche Rahmen zur Umsetzung dieser Reformen 2012 weiter vorangetrieben wird und die geplanten Maßnahmen gegen Ende 2014 vollständig umgesetzt werden. Diese Reformen können Auswirkungen auf E.ONs Aktivitäten im Erzeugungsbereich in Großbritannien haben.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Wirtschafts- und Finanzkrise in vielen EU-Mitgliedstaaten sind zunehmend politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern, Preisermäßigungen und Änderungen in den Fördersystemen von Erneuerbaren Energien sichtbar, die ein Risiko für E.ONs Aktivitäten in diesen Ländern darstellen können. Insbesondere die Refinanzierungssituation vieler europäischer Staaten könnte eine unmittelbare Auswirkung auf die im E.ON-Konzern bewertungsrelevanten Kapitalkosten haben.

In den Niederlanden ist zur Verbesserung des Staatshaushaltes eine Kohlesteuer geplant. Das Gesetz sieht eine Steuer von 13,73 € pro Tonne vor und wurde von Parlament und Senat bestätigt. Die Einführung der Kohlesteuer ist für das Jahr 2013 vorgesehen. Dadurch erhöht sich der finanzielle Aufwand für die Kohlekraftwerke in den Niederlanden. Ungewiss bleibt, ob die Marktpreise für Strom in den Niederlanden sich parallel erhöhen und damit die Gesamtbelastung für E.ON geringer wird.

In Spanien hat die Regierung im ersten Quartal 2012 erste Maßnahmen ergriffen, um das sogenannte Tariff Deficit, die unausgeglichene Bilanz zwischen Einnahmen aus den regulierten Endkundenpreisen und den tatsächlichen Ausgaben, abzubauen. Das Defizit hat seit 2007 massiv zugenommen und muss von den Energieversorgern zwischenfinanziert werden. Auch E.ONs Aktivitäten in Spanien sind von den Maßnahmen zur Senkung des Defizits betroffen. Es handelt sich hierbei bisher insbesondere um die Absenkung der Vergütung für Verteilnetzbetreiber, der Kapazitätzahlungen und der Subventionen für den Einsatz nationaler Kohle. Weitere Maßnahmen sind noch zu erwarten. Mit einer Entscheidung wird Ende August 2012 gerechnet.

Weitere Risiken können sich aus der geplanten EU-Regulierung von außerbörslich gehandelten (OTC-)Derivaten (EMIR) sowie aus der möglichen Rücknahme der „Markets in Financial Instruments Directive (MiFID)“-Ausnahme für Energiehandelsunternehmen ergeben. Hinsichtlich der OTC-Derivate-Regulierung sieht die Europäische Kommission ein obligatorisches Clearing

28 Zwischenlagebericht

aller OTC-Geschäfte vor. Dies würde die Sicherheiten erhöhen, die für die Handelsgeschäfte hinterlegt werden müssten, was ein erhöhtes Liquiditätsrisiko bedeutet. Nichtfinanzunternehmen sollen hiervon ausgenommen werden, wenn die Transaktionen nachweisbar der Risikoreduzierung dienen oder noch zu bestimmende Schwellenwerte unterschreiten. Wichtige Details hierzu stehen noch nicht fest.

In Schweden wurde 2012 ein neues Regulierungsmodell für Verteilnetze eingeführt, das Netzinvestitionen grundsätzlich angemessen verzinst. Allerdings wird es eine 18-jährige Übergangsphase geben, in der die Erlöse zunächst abgesenkt und dann schrittweise auf das Niveau des Zielmodells angehoben werden. Auch E.ONs Verteilnetz in Schweden ist von den Auswirkungen dieser Übergangsphase betroffen. Gegen die Entscheidung der Einführung einer Übergangsphase hat E.ON Beschwerde bei Gericht eingereicht. Parallel hierzu prüft E.ONs Verteilnetzgesellschaft Anpassungsmöglichkeiten der Kosten- und Erlösbasis an das geänderte Regulierungsmodell.

Durch einen intensiven und konstruktiven Dialog mit Behörden und Politik versuchen wir, diesen Risiken zu begegnen.

IT-Risiken

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer komplexen Informationstechnologie. Im Jahr 2011 wurde die IT-Infrastruktur an externe Dienstleister ausgelagert. Die Optimierung und Aufrechterhaltung der IT-Systeme wird durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen gewährleistet. Daneben begegnet der E.ON-Konzern den Risiken aus unberechtigtem Datenzugriff, Datenmissbrauch und Datenverlust mit diversen Gegenmaßnahmen technischer und organisatorischer Art.

Beurteilung der Risikosituation

Im ersten Halbjahr 2012 hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2011 positiv verändert. Dazu beigetragen haben insbesondere die erzielten Ergebnisse in den Verhandlungen über die Gasbezugsverträge. In Zukunft können sich der zunehmende Wettbewerb auf dem Gasmarkt und die damit einhergehende Entwicklung der Mengen und Preise sowie eventuelle Verzögerungen bei Neubauvorhaben im Strom- oder Gasbereich nachteilig auf die Ertragslage auswirken. Aus heutiger Sicht sind für die Zukunft jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Segmente gefährden könnten.

Prognosebericht

Ergebnisentwicklung

Insgesamt wird mit der Prognose auf das Gesamtjahresergebnis 2012 unsere Ad-hoc-Mitteilung von Anfang Juli bestätigt.

Dieser Prognose liegen die folgenden Effekte im Vergleich zum Vorjahr zugrunde:

- Wegfall des negativen Einmaleffekts aus dem Jahr 2011 aufgrund der Entscheidung der Bundesregierung zur vorzeitigen Stilllegung der Kernkraftwerke
- Portfolioabgänge (unter anderem Central Networks und Open Grid Europe)
- Einigung mit Gazprom bei langfristigen Gaslieferverträgen
- Geringeres Ergebnis im Erzeugungsbereich

Wir gehen aus heutiger Sicht davon aus, dass unser EBITDA im Jahr 2012 in einer Bandbreite von 10,4 bis 11,0 Mrd € liegen wird. Für den nachhaltigen Konzernüberschuss erwarten wir im Jahr 2012 eine Bandbreite von 4,1 bis 4,5 Mrd €.

Zu den Segmenten im Einzelnen:

Wir erwarten im Jahr 2012 ein über dem Vorjahr liegendes EBITDA im Segment Erzeugung. Positiv wirkt sich hier der Wegfall des negativen Einmaleffekts aus dem Jahr 2011 aufgrund der Entscheidung der Bundesregierung zur vorzeitigen Stilllegung der Kernkraftwerke aus. Geringere Margen auf dem Großhandelsmarkt, eine revisionszyklusbedingt höhere Kernbrennstoffsteuer sowie der Wegfall des Ergebnisbeitrags der stillgelegten Kernkraftwerke aus dem ersten Quartal 2011 belasten das Ergebnis im Vergleich zum Vorjahr.

Für das Jahr 2012 rechnen wir bei den Erneuerbaren Energien mit einem Ergebnisrückgang. Dies resultiert insbesondere aus sinkenden Energiepreisen für Wasserkraft, die durch die positive Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Bereich Wind und Solar nicht kompensiert werden können.

Im Segment Optimierung & Handel haben Strom- und Gas-handel gleichermaßen mit hohem Margendruck zu kämpfen. Im Strombereich liegt dies insbesondere an den im Vorjahresvergleich zwar rückläufigen, jedoch weiterhin hohen internen Transferpreisen. In Verbindung mit niedrigen Marktpreisen ist daher nur mit einer begrenzten Erholung der weiterhin negativen Strommarge zu rechnen. Im Gasgeschäft konnten bereits in der ersten Jahreshälfte gute Verhandlungsergebnisse mit allen Lieferanten, inklusive Statoil, GasTerra und Gazprom, erzielt werden. Insbesondere diese Erfolge führen dazu, dass wir für Optimierung & Handel im Gesamtjahr 2012 ein EBITDA über dem Vorjahresniveau erwarten.

Für das Segment Exploration & Produktion erwarten wir 2012 ein EBITDA unterhalb des Vorjahreswertes. Dies ist insbesondere auf den längeren Produktionsausfall bei dem Njord-Feld aufgrund von Instandhaltungs- und Erweiterungsmaßnahmen sowie auf den Stillstand bei Elgin/Franklin im Zuge des Gasleckvorfalls zurückzuführen. Die Ergebnisbeiträge aus der Beteiligung am russischen Gasfeld Yushno Russkoje sowie höhere Energiepreise mildern die negativen Effekte teilweise ab.

Bei der regionalen Einheit Deutschland gehen wir davon aus, dass der Ergebnisbeitrag für 2012 auf dem Niveau des Vorjahres liegen wird.

Für die weiteren EU-Länder rechnen wir im Jahr 2012 mit einem EBITDA unter dem Vorjahresniveau. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf den Verkauf von Central Networks sowie höhere Aufwendungen im Rahmen gesetzlich erforderlicher Energieeffizienzmaßnahmen in Großbritannien zurückzuführen.

Im Jahr 2012 erwarten wir für Russland ein EBITDA über dem Vorjahreswert. Der ganzjährige Betrieb der neuen Gaskraftwerksblöcke an den Standorten Surgutskaya und Yaivinskaya wirkt sich hierbei positiv aus.

Für das Segment Konzernleitung/Konsolidierung erwarten wir 2012 ein im Vergleich zum Vorjahr höheres EBITDA.

Chancen

Im Rahmen der operativen Geschäftstätigkeit ergeben sich für E.ON Chancen in Verbindung mit einer für uns positiven Entwicklung der Währungskurse und Marktpreise für die Commodities Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂. Durch ungewöhnlich kalte Wetterperioden – sehr niedrige Durchschnittstemperaturen beziehungsweise Temperaturspitzen – in den Herbst- und Wintermonaten können sich für E.ON im Absatzbereich für Strom und Gas aufgrund einer höheren Nachfrage Chancen ergeben.

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

Im Berichtszeitraum haben sich die Chancen gegenüber den im zusammengefassten Lagebericht 2011 dargestellten nicht wesentlich verändert.

30 Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht

An die E.ON AG, Düsseldorf

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen, verkürzter Kapitalflussrechnung, Entwicklung des Konzerneigenkapitals sowie ausgewählten erläuternden Anhangangaben – und den Konzernzwischenlagebericht der E.ON AG für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. Juni 2012, die Bestandteile des Halbjahresfinanzberichts nach § 37w 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. August 2012

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Schwieters Wirtschaftsprüfer	Michael Reuther Wirtschaftsprüfer
---	--------------------------------------

Verkürzter Zwischenabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns					
in Mio €	Anhang	2. Quartal		1. Halbjahr	
		2012	2011	2012	2011
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		30.092	25.672	66.436	54.169
Strom- und Energiesteuern		-421	-470	-1.034	-1.121
Umsatzerlöse	(12)	29.671	25.202	65.402	53.048
Bestandsveränderungen		54	27	96	6
Andere aktivierte Eigenleistungen		104	75	135	255
Sonstige betriebliche Erträge		3.326	643	6.512	7.792
Materialaufwand		-25.484	-23.021	-55.921	-45.832
Personalaufwand		-1.262	-1.216	-2.457	-2.517
Abschreibungen		-948	-1.144	-1.890	-2.137
Sonstige betriebliche Aufwendungen		-4.383	-2.389	-8.247	-8.882
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		251	63	501	245
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern		1.329	-1.760	4.131	1.978
Finanzergebnis	(6)	-239	-355	-732	-970
<i>Beteiligungsergebnis</i>		22	42	34	57
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		386	191	565	358
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-647	-588	-1.331	-1.385
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		167	622	-293	-73
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		1.257	-1.493	3.106	935
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(4)	-	-	27	13
Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)		1.257	-1.493	3.133	948
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		1.187	-1.576	2.906	691
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		70	83	227	257
in €					
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG) – unverwässert und verwässert	(7)				
aus fortgeführten Aktivitäten		0,63	-0,83	1,52	0,35
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,00	0,00	0,01	0,01
aus Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)		0,63	-0,83	1,53	0,36

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns					
in Mio €		2. Quartal		1. Halbjahr	
		2012	2011	2012	2011
Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)		1.257	-1.493	3.133	948
Cashflow Hedges		-61	77	-168	166
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		14	155	-103	290
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-75	-78	-65	-124
Weiterveräußerbare Wertpapiere		-18	-30	-94	-708
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		1	-13	-51	29
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-19	-17	-43	-737
Währungsumrechnungsdifferenz		-373	549	274	743
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		-335	-6	319	188
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-38	555	-45	555
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-883	51	-1.640	375
At equity bewertete Unternehmen		-19	-42	-16	-13
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		-19	-42	-16	-13
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-	-	-	-
Ertragsteuern		372	70	571	-112
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen		-982	675	-1.073	451
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)		275	-818	2.060	1.399
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		327	-900	1.882	1.100
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		-52	82	178	299

32 Verkürzter Zwischenabschluss

Bilanz des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	30.6.2012	31.12.2011
Aktiva			
Goodwill		13.848	14.083
Immaterielle Vermögenswerte		6.951	7.372
Sachanlagen		54.963	55.869
At equity bewertete Unternehmen	(8)	6.343	6.325
Sonstige Finanzanlagen	(8)	6.600	6.812
<i>Beteiligungen</i>		1.679	1.908
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		4.921	4.904
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		3.666	3.619
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		3.779	2.842
Ertragsteueransprüche		146	147
Aktive latente Steuern		6.069	5.152
Langfristige Vermögenswerte		102.365	102.221
Vorräte		4.403	4.828
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		2.603	1.789
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		27.235	31.714
Ertragsteueransprüche		2.932	4.680
Liquide Mittel		5.015	7.020
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		2.911	3.079
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		439	89
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		1.665	3.852
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(4)	3.963	620
Kurzfristige Vermögenswerte		46.151	50.651
Summe Aktiva		148.516	152.872
Passiva			
Gezeichnetes Kapital		2.001	2.001
Kapitalrücklage		13.747	13.747
Gewinnrücklagen		23.735	23.796
Kumuliertes Other Comprehensive Income		-225	-277
Eigene Anteile	(9)	-3.530	-3.530
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG		35.728	35.737
Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor Umgliederung)		4.202	4.484
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-601	-608
Anteile ohne beherrschenden Einfluss		3.601	3.876
Eigenkapital		39.329	39.613
Finanzverbindlichkeiten		22.265	24.029
Betriebliche Verbindlichkeiten		7.686	7.057
Ertragsteuern		2.849	3.585
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(11)	4.614	3.245
Übrige Rückstellungen		22.536	22.427
Passive latente Steuern		7.029	6.786
Langfristige Schulden		66.979	67.129
Finanzverbindlichkeiten		8.880	5.885
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten		27.110	30.729
Ertragsteuern		1.124	4.425
Übrige Rückstellungen		4.014	4.985
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(4)	1.080	106
Kurzfristige Schulden		42.208	46.130
Summe Passiva		148.516	152.872

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011
Konzernüberschuss	3.133	948
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-27	-13
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	1.890	2.137
Veränderung der Rückstellungen	-771	115
Veränderung der latenten Steuern	458	-151
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-501	967
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (=3 Monate)	-177	-609
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-1.526	-1.032
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)¹⁾	2.479	2.362
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	635	5.647
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	157	198
<i>Beteiligungen</i>	478	5.449
Auszahlungen für Investitionen	-2.720	-2.467
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-2.330	-2.389
<i>Beteiligungen</i>	-390	-78
Veränderungen der Wertpapiere und Festgeldanlagen	-648	-685
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	-342	318
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-3.075	2.813
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen ²⁾	-167	13
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON AG	-1.905	-2.858
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-149	-171
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	623	-2.937
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.598	-5.953
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-2.194	-778
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4	-2
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang ³⁾	3.855	6.143
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	1.665	5.363

1) Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow enthält Textziffer 12.
2) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten.
3) Die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten umfassen Bestände der als Abgangsgruppe ausgewiesenen E.ON Bulgaria in Höhe von 3 Mio € zum Jahresanfang 2012.

34 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 2011	2.001	13.747	29.026	-1.570	1.923	57
Veränderung Konsolidierungskreis						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.858			
Anteilserhöhung			17			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			942	715	-681	124
<i>Konzernüberschuss</i>			691			
<i>Other Comprehensive Income</i>			251	715	-681	124
<i>Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/ Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen</i>			251			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				715	-681	124
Stand zum 30. Juni 2011	2.001	13.747	27.127	-855	1.242	181
Stand zum 1. Januar 2012	2.001	13.747	23.796	-1.117	895	-55
Veränderung Konsolidierungskreis						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-1.905			
Anteilserhöhung			14			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			1.830	340	-138	-150
<i>Konzernüberschuss</i>			2.906			
<i>Other Comprehensive Income</i>			-1.076	340	-138	-150
<i>Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/ Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen</i>			-1.076			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				340	-138	-150
Stand zum 30. Juni 2012	2.001	13.747	23.735	-777	757	-205

Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Anteile ohne beherrschenden Einfluss	Summe
-3.531	41.653	4.532	-600	3.932	45.585
		-105		-105	-105
		32		32	32
		-29		-29	-29
	-2.858	-175		-175	-3.033
	17	-30		-30	-13
			-15	-15	-15
	1.100	299		299	1.399
	691	257		257	948
	409	42		42	451
	251	14		14	265
	158	28		28	186
-3.531	39.912	4.524	-615	3.909	43.821
-3.530	35.737	4.484	-608	3.876	39.613
		-75		-75	-75
		17		17	17
		-9		-9	-9
	-1.905	-179		-179	-2.084
	14	-214		-214	-200
			7	7	7
	1.882	178		178	2.060
	2.906	227		227	3.133
	-1.024	-49		-49	-1.073
	-1.076	-95		-95	-1.171
	52	46		46	98
-3.530	35.728	4.202	-601	3.601	39.329

36 Anhang

(1) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Der Zwischenbericht zum 30. Juni 2012 wird nach den IFRS und den diesbezüglichen Interpretationen des International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) aufgestellt, wie sie in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind.

Im vorliegenden Zwischenbericht werden – mit Ausnahme der in Textziffer 2 erläuterten Neuregelungen – dieselben Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie Konsolidierungsgrundsätze wie bei der Erstellung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2011 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 2011, der die Grundlage für den vorliegenden Zwischenabschluss darstellt.

(2) Neu angewendete Standards und Interpretationen

Änderungen zu IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben – Übertragung finanzieller Vermögenswerte“

Im Oktober 2010 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IFRS 7. Die neue Version des Standards soll Abschlusslesern ein besseres Verständnis bezüglich des Transfers finanzieller Vermögenswerte (zum Beispiel Verbriefung von Kreditpositionen) geben. Die Änderungen umfassen insbesondere die Offenlegung möglicher Risiken, die beim Unternehmen, welches den finanziellen Vermögenswert übertragen hat, infolge eines anhaltenden Engagements verbleiben. Die Änderung wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2011 beginnen. Auf den E.ON-Konzernabschluss haben diese Änderungen keine Auswirkung.

(3) Konsolidierungskreis

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

Konsolidierungskreis			
	Inland	Ausland	Summe
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2011	161	314	475
Zugänge	4	5	9
Abgänge/Verschmelzungen	5	17	22
Konsolidierte Unternehmen zum 30. Juni 2012	160	302	462

Zum 30. Juni 2012 wurden 103 Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (31. Dezember 2011: 105).

(4) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2012

Open Grid Europe

Im Rahmen der Strategie, Aktivitäten über 15 Mrd € bis Ende des Jahres 2013 zu veräußern, hat E.ON die Anteile an der Gastransportgesellschaft Open Grid Europe GmbH, Essen, mit Wirksamkeit am 23. Juli 2012 an ein Konsortium von Infrastrukturinvestoren veräußert. Der vorläufige Kaufpreis liegt bei rund 3,2 Mrd € und beinhaltet die Übernahme von Pensionsverpflichtungen und bestimmten Vermögenswerten. Aufgrund des Verhandlungsstandes wurden die Aktivitäten bereits im Mai 2012 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die in der globalen Einheit Optimierung & Handel geführte Gesellschaft wies zum 30. Juni 2012 ein Nettovermögen von rund 3,2 Mrd € auf. Die wesentlichen Bilanzposten waren das immaterielle und Sachanlagevermögen (3,1 Mrd €), Finanzanlagevermögen (0,5 Mrd €), Umlaufvermögen (0,7 Mrd €), passive latente Steuern (0,6 Mrd €) und übrige Passiva (0,5 Mrd €). Aufgrund des vorläufigen Kaufpreises können zurzeit noch keine Aussagen zum Abgangsergebnis erfolgen.

E.ON Bulgaria

Im Rahmen der Desinvestitionsstrategie hat E.ON im Dezember 2011 mit dem tschechischen Unternehmen ENERGO-PRO einen Vertrag zur Veräußerung ihrer 100-prozentigen Tochtergesellschaft E.ON Bulgaria unterzeichnet. Der Kaufpreis beträgt rund 0,1 Mrd €. Die wesentlichen Vermögenswerte betreffen mit 0,2 Mrd € das Sachanlage- sowie mit 0,1 Mrd € das Umlaufvermögen. Rückstellungen und Verbindlichkeiten betragen in Summe 0,1 Mrd €. Durch die Vereinbarung des Kaufpreises war im Dezember die Erfassung von Impairments auf den

Goodwill beziehungsweise das Anlagevermögen in Höhe von insgesamt rund 0,1 Mrd € erforderlich. Der Vollzug der Transaktion erfolgte Ende Juni 2012. Die bulgarischen Aktivitäten werden bei den übrigen regionalen Einheiten berichtet. Aus Wesentlichkeitsgründen werden diese Aktivitäten als Abgangsgruppe ausgewiesen.

HSE

Infolge der Abgabe der Thüga-Gruppe konnte im Laufe des dritten Quartals 2010 ein konkreter Verhandlungsstand über die Abgabe der in der globalen Einheit Gas bilanzierten 40-prozentigen Beteiligung an der HEAG Südthüringische Energie AG, Darmstadt, erreicht werden. Die Beteiligung wurde dementsprechend Ende August 2010 in die zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte umgegliedert. Der Buchwert der Beteiligung beläuft sich ebenso wie der Kaufpreis auf rund 0,3 Mrd €. Der Kaufvertrag wurde im Februar 2012 unterzeichnet. Der Vollzug der Transaktion erfolgte Ende Juni 2012.

Interconnector

Im Rahmen von Portfoliooptimierungen wird auch eine Veräußerung der 15,09-Prozent-Beteiligung an der Interconnector (UK) Ltd., London, England, angestrebt. Entsprechend dem Verhandlungsstand wurde die Beteiligung zum 30. Juni 2012 als zur Veräußerung gehaltener Vermögenswert ausgewiesen. Die bei der globalen Einheit Optimierung & Handel bilanzierte Beteiligung wies zum 30. Juni 2012 einen Buchwert von rund 0,1 Mrd € auf. Der Vollzug der Transaktion wird im dritten Quartal 2012 erwartet.

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2011

Central Networks

Im Rahmen der Desinvestitionsstrategie hat E.ON ihr britisches Stromverteilnetz an die PPL Corporation (PPL), Allentown, Pennsylvania, USA, zum 1. April 2011 verkauft. Der Kaufpreis für das Eigenkapital sowie für die Übernahme bestimmter Verbindlichkeiten beläuft sich auf rund 4,1 Mrd £ (1. April 2011: 4,6 Mrd €). Zusätzlich wurden Pensionsrückstellungen in Höhe von rund 0,1 Mrd £ übertragen. Aufgrund des Verhandlungsstandes wurden die Aktivitäten bereits seit dem 1. März 2011 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die in der Management Unit Region Großbritannien geführte Einheit wies zum 1. April 2011 ein Nettovermögen vor Konsolidierungseffekten von rund 2,0 Mrd £ (1. April 2011: 2,3 Mrd €) auf. Die wesentlichen Bilanzposten waren das Anlagevermögen (5,0 Mrd €), betriebliche Forderungen (0,4 Mrd €), konzerninterne Verbindlichkeiten (1,2 Mrd €), Finanzverbindlichkeiten gegenüber Dritten (0,6 Mrd €), Pensions- und sonstige Rückstellungen (0,7 Mrd €) und Verbindlichkeiten (0,6 Mrd €). Der Veräußerungsgewinn beläuft sich vor Währungsumrechnungseffekten auf rund 0,5 Mrd £. Zum 1. April 2011 waren im OCI Beträge im Wesentlichen aus Währungsumrechnungsdifferenzen in Höhe von -0,2 Mrd € enthalten, sodass sich ein Veräußerungsgewinn von 0,4 Mrd € ergab.

E.ON Rete

Mitte Dezember 2010 wurden die vertraglichen Vereinbarungen zum Verkauf von 100 Prozent der Anteile an der E.ON Rete S.r.l., Mailand, Italien, über die die bisherige Market Unit Italy das italienische Gasverteilnetz geführt hat, an ein Konsortium aus dem italienischen Infrastrukturfonds F2i SGR S.p.A. und AXA Private Equity zu einem Verkaufspreis von rund 0,3 Mrd € geschlossen. Seit dem 31. Dezember 2010 werden diese Aktivitäten als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die wesentlichen Bilanzposten waren das immaterielle und das Sachanlagevermögen mit 0,1 Mrd € beziehungsweise 0,2 Mrd € sowie Verbindlichkeiten mit 0,2 Mrd €. Die Transaktion wurde Anfang April 2011 mit einem geringfügigen Veräußerungsgewinn vollzogen.

Stadtwerke Duisburg/Stadtwerke Karlsruhe

Infolge des Abgangs der Thüga-Gruppe wurden die in der globalen Einheit Gas bilanzierten Beteiligungen an der Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Karlsruhe, (10 Prozent) sowie an der Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg, (20 Prozent) zum 31. Dezember 2010 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen. Die Verkäufe wurden Anfang 2011 beziehungsweise im Juli 2011 vollzogen.

BKW

Ebenfalls im Rahmen von Portfoliovereinbarungen beschloss E.ON die Abgabe von etwa 21 Prozent der Anteile an der BKW FMB Energie AG (BKW), Bern, Schweiz. Im Juli 2010 konnte der erste Teil der Transaktion mit der Übernahme von rund 14 Prozent durch BKW selbst sowie die Groupe E SA, Fribourg, Schweiz, vollzogen werden. Die verbleibenden rund 7 Prozent der Anteile werden seit dem vierten Quartal 2011 als Finanzanlagevermögen geführt.

Beteiligung an OAO Gazprom

Im vierten Quartal 2010 wurde im Rahmen von Portfoliovereinbarungen ein Großteil der gehaltenen Beteiligung an Gazprom an die russische Vnesheconombank (VEB), Moskau, Russische Föderation, veräußert. Der Veräußerungserlös aus diesem Geschäft betrug circa 2,6 Mrd €. Der Buchgewinn betrug circa 2,0 Mrd €. Der bei der globalen Einheit Gas verbliebene Anteil wurde als zur Veräußerung gehalten klassifiziert. Der Buchwert dieser Beteiligung betrug zum 31. Dezember 2010 rund 0,9 Mrd €. Diese Anteile wurden im ersten Quartal 2011 veräußert. Der Abgangserfolg betrug rund 0,6 Mrd €.

(5) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern betrug im ersten Halbjahr 2012 insgesamt 17 Mio € (erstes Halbjahr 2011: 23 Mio €).

38 Anhang

(6) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis				
in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2012	2011	2012	2011
Erträge aus Beteiligungen	47	50	61	63
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-25	-8	-27	-6
Beteiligungsergebnis	22	42	34	57
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	386	191	565	358
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-647	-588	-1.331	-1.385
Zinsergebnis	-261	-397	-766	-1.027
Finanzergebnis	-239	-355	-732	-970

(7) Ergebnis je Aktie

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

Ergebnis je Aktie				
in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2012	2011	2012	2011
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	1.257	-1.493	3.106	935
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-70	-83	-227	-257
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	1.187	-1.576	2.879	678
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-	-	27	13
Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-) der Gesellschafter der E.ON AG	1.187	-1.576	2.906	691
in €				
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)				
aus fortgeführten Aktivitäten	0,63	-0,83	1,52	0,35
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,00	0,00	0,01	0,01
aus Konzernüberschuss/Konzernfehlbetrag (-)	0,63	-0,83	1,53	0,36
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.905	1.905	1.905

Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis-Ergebnisses je Aktie, da die E.ON AG keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

(8) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen		
in Mio €	30.6.2012	31.12.2011
At equity bewertete Unternehmen	6.343	6.325
Beteiligungen	1.679	1.908
Langfristige Wertpapiere	4.921	4.904
Summe	12.943	13.137

(9) 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. Juni 2012 betrug 1.905.470.456 (31. Dezember 2011: 1.905.470.135).

Im Bestand der E.ON AG sowie einer Tochtergesellschaft befanden sich zum 30. Juni 2012 95.529.544 eigene Aktien (31. Dezember 2011: 95.529.865) mit einem Konzernbuchwert von 3.530 Mio € (entsprechend 4,77 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 95.529.544 € des Grundkapitals).

(10) Gezahlte Dividenden

Die Hauptversammlung beschloss am 3. Mai 2012, eine Dividende von 1,00 € (2011: 1,50 €) je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer gezahlten Dividendensumme von 1.905 Mio € (2011: 2.858 Mio €).

(11) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen haben sich gegenüber dem Jahresende 2011 erhöht. Ursache hierfür waren weitestgehend saldierte versicherungsmathematische Verluste, die vor allem auf die Absenkung der Rechnungszinssätze, die für E.ON-Konzerngesellschaften im Inland und Großbritannien verwendet wurden, zurückzuführen sind. Zusätzlich dazu erhöhten Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwandes die Pensionsrückstellungen. Teilweise kompensierend wirkten Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen und die Umgliederung von Pensionsrückstellungen abgehender Einheiten in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“.

Rechnungszinssätze		
in %	30.6.2012	31.12.2011
Deutschland	3,75	4,75
Großbritannien	4,20	4,60

Der Finanzierungsstatus, der sich als Differenz zwischen dem Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und dem Fair Value des Planvermögens ergibt, wird wie folgt auf den bilanzierten Betrag übergeleitet:

Bilanzierter Betrag		
in Mio €	30.6.2012	31.12.2011
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	16.331	14.607
Fair Value des Planvermögens	-11.714	-11.359
Finanzierungsstatus	4.617	3.248
Nicht erfasster nachzuerrechnender Dienstzeitaufwand	-9	-9
Bilanzierter Betrag	4.608	3.239
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-6	-6
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	4.614	3.245

Nahezu korrespondierend zur Rückstellungsveränderung ist die Erhöhung des Finanzierungsstatus gegenüber dem Jahresende 2011. Unter Berücksichtigung der Netto-Pensionszahlungen und der Währungseffekte ist dieser Anstieg weitestgehend auf saldierte versicherungsmathematische Verluste beim Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und beim Planvermögen zurückzuführen. Eine weitere Erhöhung des Finanzierungsstatus resultierte aus Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwandes. Dagegen wirkten sich die im ersten Halbjahr 2012 geleisteten Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen sowie die Umgliederung der betreffenden Anwartschaftsbarwerte leistungsorientierter Versorgungsverpflichtungen abgehender Einheiten in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ mindernd auf den Finanzierungsstatus aus.

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

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen				
in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2012	2011	2012	2011
Dienstzeitaufwand für die im Berichtszeitraum hinzu erworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	62	57	121	119
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	169	171	337	380
Erwarteter Planvermögensertrag (Expected return on plan assets)	-137	-135	-272	-304
Nachzuerrechnender Dienstzeitaufwand (Past service cost)	4	-	6	2
Summe	98	93	192	197

40 Anhang

(12) 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 International Financial Reporting Standard (IFRS) 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) berichtet werden. Seit Anfang 2012 werden die Geschäfte der bisherigen globalen Einheiten Gas und Handel in dem neuen Segment Optimierung und Handel zusammengefasst. Das vorher in der Einheit Gas geführte Explorations- und Produktionsgeschäft bildet seitdem ein eigenes Segment. Ferner werden seit Jahresbeginn einige Gasvertriebsgesellschaften in der Regionaleinheit Deutschland ausgewiesen, die vorher der globalen Einheit Gas zugeordnet waren. Die entsprechenden Vorjahreszahlen wurden angepasst.

Die globalen Einheiten

Die globalen Einheiten werden nach IFRS 8 einzeln berichtet.

Erzeugung

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

Erneuerbare Energien

Die weltweiten Aktivitäten in den Bereichen Klimaschutz und Erneuerbare Energien werden auch global gesteuert. Der Fokus dieser Einheit liegt auf dem weiteren Ausbau der führenden Position von E.ON in diesem Wachstumsmarkt.

Segmentinformationen nach Bereichen

1. Halbjahr in Mio €	Erzeugung		Erneuerbare Energien		Optimierung & Handel	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Außenumsatz	1.509	1.901	420	378	29.822	20.137
Innenumsatz	4.716	5.676	782	754	18.843	17.992
Umsatzerlöse	6.225	7.577	1.202	1.132	48.665	38.129
EBITDA¹⁾	1.161	558	661	753	1.805	-20
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	8	9	8	8	338	194
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	1.843	2.098	629	575	725	-107
Investitionen	485	641	731	419	199	214

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. Halbjahr in Mio €	Großbritannien		Schweden		Tschechien	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Außenumsatz	4.976	4.328	1.388	1.519	1.498	1.369
Innenumsatz	-	39	103	143	92	60
Umsatzerlöse	4.976	4.367	1.491	1.662	1.590	1.429
EBITDA¹⁾	297	228	390	371	252	256
<i>darin Equity-Ergebnis²⁾</i>	-	-	7	5	16	21
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	-62	-363	315	343	241	89
Investitionen	52	154	132	137	51	64

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.

Optimierung & Handel

Die globale Einheit Optimierung & Handel ist das Bindeglied zwischen E.ON und den weltweiten Energiehandelsmärkten und kauft beziehungsweise verkauft Strom, Gas, Flüssiggas (LNG), Öl, Kohle, Frachtkontingente, Biomasse und Emissionszertifikate. Sie steuert und entwickelt zudem Assets auf verschiedenen Ebenen der Wertschöpfungskette des Gasmarktes.

Exploration & Produktion

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

Die regionalen Einheiten

Das Verteilungs- und Vertriebsgeschäft von E.ON in Europa wird von insgesamt zwölf regionalen Einheiten operativ gesteuert.

Im Rahmen der Segmentberichterstattung werden die regionalen Einheiten Deutschland, Großbritannien, Schweden, Tschechien und Ungarn separat ausgewiesen. Darüber hinaus wird unser Stromerzeugungsgeschäft in Russland als Fokusregion geführt.

Sofern Einheiten nicht separat ausgewiesen werden, sind sie als übrige regionale Einheiten zusammengefasst. Dazu zählen Italien, Spanien, Frankreich, die Niederlande, die Slowakei, Rumänien und Bulgarien.

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

Exploration & Produktion		Deutschland		Weitere EU-Länder ohne Konsolidierung		Russland		Konzernleitung/Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
656	636	19.956	17.778	12.112	11.408	887	780	40	30	65.402	53.048
110	179	736	977	554	498	-	-	-25.741	-26.076	0	0
766	815	20.692	18.755	12.666	11.906	887	780	-25.701	-26.046	65.402	53.048
337	421	1.250	1.301	1.303	1.255	350	252	-161	-195	6.706	4.325
34	43	40	34	54	62	-	-	1	-	483	350
419	509	931	853	917	354	328	228	-592	-924	5.200	3.586
255	255	297	307	367	495	123	111	263	25	2.720	2.467

Ungarn		Übrige regionale Einheiten		Weitere EU-Länder ohne Konsolidierung	
2012	2011	2012	2011	2012	2011
964	1.045	3.286	3.147	12.112	11.408
31	9	328	247	554	498
995	1.054	3.614	3.394	12.666	11.906
93	139	271	261	1.303	1.255
-	-	31	36	54	62
75	24	348	261	917	354
58	72	74	68	367	495

42 Anhang

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON seit dem 1. Januar 2011 das EBITDA, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor planmäßigen Abschreibungen, Wertaufholungen und Impairments aus dem operativen Ergebnis sowie Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen das wirtschaftliche Zinsergebnis, Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sowie das sonstige nicht operative Ergebnis.

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

Operativer Cashflow			
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011	Diffe- renz
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	5.200	3.586	1.614
Zinszahlungen	-609	-834	225
Ertragsteuerzahlungen	-2.112	-390	-1.722
Operativer Cashflow	2.479	2.362	117

Der operative Cashflow ist nahezu unverändert. Er ist durch eine Kapitalertragsteuer belastet, deren Erstattung E.ON in der zweiten Jahreshälfte 2012 erwartet.

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

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 Marktbeurteilung 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:

Eine weitere Erläuterung der Überleitung unseres EBITDA zum Konzernüberschuss erfolgt auf Seite 17 im Zwischenlagebericht.

Konzernüberschuss		
1. Halbjahr in Mio €	2012	2011
EBITDA¹⁾	6.706	4.325
Planmäßige Abschreibung	-1.778	-1.960
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ²⁾	-54	8
EBIT¹⁾	4.874	2.373
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-722	-846
Netto-Buchgewinne/-verluste	67	1.162
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-144	-255
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-676	-1.426
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	3.399	1.008
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-293	-73
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.106	935
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	27	13
Konzernüberschuss	3.133	948
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	<i>2.906</i>	<i>691</i>
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	<i>227</i>	<i>257</i>

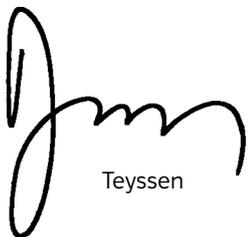
1) bereinigt um außergewöhnliche Effekte
2) Impairments weichen aufgrund von Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen sowie aufgrund von im neutralen Ergebnis erfassten Impairments von den nach IFRS ausgewiesenen Beträgen ab.

44 Versicherung der gesetzlichen Vertreter

Nach bestem Wissen versichern wir, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen für die Zwischenberichterstattung der verkürzte Konzernzwischenabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernzwischenlagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns im verbleibenden Geschäftsjahr beschrieben sind.

Düsseldorf, den 9. August 2012

Der Vorstand



Teyssen



Kildahl



Maubach



Reutersberg



Schenck



Stachelhaus

Finanzkalender

13. November 2012	Zwischenbericht Januar – September 2012
13. März 2013	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2012
3. Mai 2013	Hauptversammlung 2013
6. Mai 2013	Dividendenzahlung
8. Mai 2013	Zwischenbericht Januar – März 2013
13. August 2013	Zwischenbericht Januar – Juni 2013
13. November 2013	Zwischenbericht Januar – September 2013

Weitere Informationen E.ON AG
E.ON-Platz 1
40479 Düsseldorf

T 02 11-45 79-0
F 02 11-45 79-5 01
info@eon.com
www.eon.com

Für Journalisten
T 02 11-45 79-4 53
presse@eon.com

Für Analysten und Aktionäre
T 02 11-45 79-5 49
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 AG beabsichtigt nicht und übernimmt keinerlei Verpflichtung, derartige zukunftsgerichtete Aussagen zu aktualisieren und an zukünftige Ereignisse oder Entwicklungen anzupassen.

