

2010

Januar Februar März

April Mai Juni

Juli August September

Oktober November Dezember

2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen ¹⁾			
1. Halbjahr	2010	2009	+/- %
Stromabsatz ²⁾	481,5 Mrd kWh	353,5 Mrd kWh	+36
Gasabsatz ²⁾	761,9 Mrd kWh	568,6 Mrd kWh	+34
Umsatz	44.304 Mio €	41.520 Mio €	+7
Adjusted EBITDA	7.870 Mio €	7.198 Mio €	+9
Adjusted EBIT	6.076 Mio €	5.485 Mio €	+11
Konzernüberschuss	4.169 Mio €	4.493 Mio €	-7
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	3.911 Mio €	4.307 Mio €	-9
Bereinigter Konzernüberschuss	3.255 Mio €	3.301 Mio €	-1
Ökonomische Investitionen	3.818 Mio €	4.081 Mio €	-6
Operativer Cashflow ³⁾	5.595 Mio €	4.297 Mio €	+30
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (30.6. bzw. 31.12.)	-47.409 Mio €	-44.665 Mio €	-2.744 ⁴⁾
Mitarbeiter (30.6. bzw. 31.12.)	86.352	85.108	+1
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	2,05 €	2,26 €	-9
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.905	-

1) bereinigt um nicht fortgeführte Aktivitäten (Market Unit US-Midwest)
 2) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Zahlen für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.
 3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
 4) Veränderung in absoluten Werten

Kurz-Glossar

Adjusted EBIT Wichtigste interne Ergebniskennzahl und Indikator für die nachhaltige Ertragskraft unserer Geschäfte. Das Adjusted 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.

Adjusted EBITDA Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization – entspricht dem Adjusted EBIT vor Abschreibungen.

Bereinigter 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 Minderheitsanteilen). Darüber hinaus werden außergewöhnliche Steuereffekte und das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten beim bereinigten Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Ökonomische Investitionen Ausgabewirksame Investitionen gemäß Kapitalflussrechnung zuzüglich übernommener Schulden und Tausch von Vermögenswerten.

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.

1. Januar bis 30. Juni 2010

- Adjusted EBIT um 11 Prozent über dem Vorjahreswert
- 2.800 MW neue, klimaschonende Erzeugungskapazität installiert
- Für das Jahr 2010 unverändert Steigerung des Adjusted EBIT zwischen 0 und 3 Prozent und bereinigter Konzernüberschuss auf Vorjahresniveau erwartet

Inhalt

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

4 Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,

die Bilanz des ersten Halbjahres 2010 kann sich sehen lassen. Unser Umsatz verbesserte sich gegenüber dem Vorjahr um 7 Prozent auf jetzt 44,3 Mrd €, das Adjusted EBIT, unsere wesentliche Ergebnisgröße, stieg um 11 Prozent auf 6,1 Mrd €. Dieses gute erste Halbjahr bestärkt uns in unserem Ausblick auf das Gesamtjahr 2010. Für das Jahr 2010 erwarten wir unverändert eine Steigerung des Adjusted EBIT zwischen 0 und 3 Prozent und einen bereinigten Konzernüberschuss auf Vorjahresniveau.

Wir profitieren von der Umsetzung unserer klaren Strategie, die im Wesentlichen auf drei Säulen beruht: Wir arbeiten kontinuierlich daran, die Leistungsfähigkeit des Unternehmens in allen Teilbereichen zu verbessern, überprüfen fortlaufend, welche Geschäftsfelder und Beteiligungen Wert für E.ON und seine Aktionäre schaffen, und investieren diszipliniert in unser operatives Geschäft. Mit PerformtoWin wurden Kostensenkungen und operative Verbesserungen in Höhe von jährlich 1,5 Mrd € ab 2011 definiert und teilweise schon umgesetzt. Mit der Abgabe von E.ON U.S. sowie unserer Minderheitsbeteiligung an der schweizerischen BKW bereinigen wir zugleich unser Portfolio weiter, reduzieren unsere Verschuldung und sichern Spielraum für unser organisches Wachstum. Allein im ersten Halbjahr 2010 konnten wir mit den Kraftwerken Irsching 5, Emile Huchet und Scandale sowie den Offshore-Windparks Robin Rigg und alpha ventus zusätzlich rund 2.800 MW neue, klimaschonende Erzeugungskapazitäten ans Netz nehmen.

Diese Kraftwerke sind Teil unserer Investitionen in die Modernisierung der Energieversorgung in Europa und in Deutschland. Solche Investitionen sind in ökonomisch angespannten Zeiten aber nur dann weiter möglich, wenn es verlässliche energiepolitische Rahmenbedingungen und Konzepte gibt. Hierzu ein offenes Wort: Als Vorstandsvorsitzender von E.ON stehe ich in der Verantwortung für den Konzern, für seine Mitarbeiter, aber nicht zuletzt auch gegenüber Ihnen, den Aktionärinnen und Aktionären. Daher suche ich den Dialog mit der deutschen Politik und äußere klar und deutlich unsere große Sorge über die aktuellen Verwerfungen in der Energiepolitik.

Die Bundesregierung muss der Ankündigung des Koalitionsvertrages, eine „ideologiefreie, technologieoffene und marktorientierte Energiepolitik“ zu schaffen, endlich Fakten folgen lassen. Auch zehn Monate nach dieser Aussage, die wir als Zeichen für einen pragmatischen Neuanfang gewertet hatten, besteht immer noch keine Klarheit über den künftigen energiepolitischen Kurs. Hierzu gehört nicht nur, aber eben auch eine Entscheidung über die Zukunft der Kernenergie in Deutschland. Für mich gibt es keinen Zweifel: Wenn Deutschland in Europa weiterhin eine führende Rolle im Klimaschutz übernehmen will und die wirtschaftliche Erholung weitergehen soll, kommen wir ohne die CO₂-freie und kostengünstige Kernenergie auf mittlere Sicht nicht aus. Gerade in der jüngsten Krise ist ja deutlich geworden, wie sehr der wirtschaftliche Erfolg unseres Landes von der Wettbewerbsfähigkeit unserer Industrie abhängt. Eine sichere und kostengünstige Energieversorgung ist dafür eine entscheidende Voraussetzung. Auch dazu trägt die Kernenergie wesentlich bei. Wir sind in diesem Zusammenhang zu einem Vorteilsausgleich für längere Laufzeiten durchaus bereit, wenn er in einem angemessenen Verhältnis zu den zusätzlichen Erlösen steht. Wir warnen aber davor, zusätzliche Belastungen in einer Größenordnung zu schaffen, die den Betrieb von Kernkraftwerken wirtschaftlich unmöglich macht und sogar dazu führen könnte, dass dringend notwendige Investitionsmittel für den ökologischen Umbau der Energieversorgung nicht mehr zur Verfügung stehen. Ich habe der Politik unmissverständlich gesagt, dass wir diesen Weg für falsch halten, ökonomisch und ökologisch.

Wir sind mit der Politik im Gespräch über diese wichtigen Fragen, die mitentscheidend dafür sind, in welche Richtung sich Deutschland in den nächsten Jahren und Jahrzehnten entwickelt. Das entspricht unserer Verantwortung und Verpflichtung gegenüber unseren Stake- und Shareholdern. Dabei haben wir eines immer fest im Blick: die richtigen Weichen dafür zu stellen, dass E.ON auch in einem schwieriger werdenden wirtschaftlichen und politischen Umfeld erfolgreich bleibt.

Mit herzlichen Grüßen



Dr. Johannes Teysen

E.ON-Aktie

Am Ende des ersten Halbjahres 2010 lag der Kurs der E.ON-Aktie um 20 Prozent (einschließlich wiederangelegter Dividende) unter dem Kurs zum Jahresende 2009 und entwickelte sich damit schlechter als der Branchenindex STOXX Utilities (-13 Prozent im selben Zeitraum). Ebenfalls rückläufig entwickelte sich der europäische Aktienindex EURO STOXX 50 (-11 Prozent).

Im Verlauf des ersten Halbjahres 2010 betrug der Börsenumsatz der E.ON-Aktien 35,4 Mrd € und lag damit 21 Prozent über dem Niveau im vergleichbaren Vorjahreszeitraum. Entsprechend positiv entwickelte sich ebenfalls das gehandelte Stückvolumen (+7 Prozent).

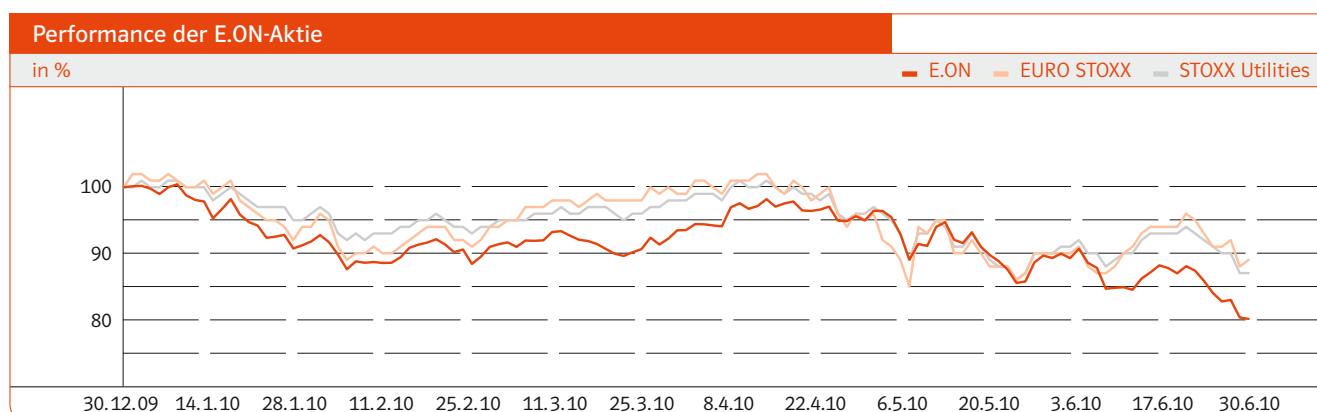
Aktuelle Informationen zur E.ON-Aktie finden Sie auf unserer Website unter www.eon.com.

E.ON-Aktie		
	30.6.2010	30.12.2009
Anzahl ausstehender Aktien in Mio	1.905	1.905
Schlusskurs in €	22,18	29,23
Marktkapitalisierung in Mrd € ¹⁾	42,3	55,7

1) auf Basis ausstehender Aktien

Kurse und Umsätze		
1. Halbjahr	2010	2009
Höchstkurs in € ¹⁾	29,36	30,47
Tiefstkurs in € ¹⁾	22,18	18,19
Umsatz E.ON-Aktien ²⁾ in Mio Stück in Mrd €	1.348,1 35,4	1.257,3 29,3

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



6 Zwischenlagebericht

Geschäft und Rahmenbedingungen

Konzernstruktur und Geschäftstätigkeit

E.ON ist eines der weltweit größten privaten Energieunternehmen. Unser Geschäft erstreckt sich entlang der Wertschöpfungskette im Strom- und Gasbereich und ist geografisch oder funktional in Market Units gegliedert. Die Führungsgesellschaften der Market Units sind verantwortlich für das integrierte Management der Zielmärkte. Business Units führen das operative Geschäft.

Aufgrund der Größenordnung der Kennzahlen haben wir unsere Market Units Climate & Renewables, Russia, Italy und Spain zum Segment Neue Märkte zusammengefasst.

Nach dem erfolgreichen Abschluss der Verkaufsverhandlungen weisen wir unsere Market Unit US-Midwest nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 seit dem zweiten Quartal 2010 als nicht fortgeführte Aktivität aus. Für das gesamte Jahr 2010 und rückwirkend für das Jahr 2009 werden deshalb die Zahlen entsprechend um die Beiträge von US-Midwest bereinigt und die Market Unit somit nicht mehr kommentiert.

Central Europe

E.ON Energie ist eines der größten Energieunternehmen Europas und als solches in zahlreichen zentraleuropäischen Ländern aktiv - unter anderem in Deutschland, den Beneluxstaaten, Frankreich, Ungarn, der Slowakei, Tschechien, Bulgarien und Rumänien. Die Geschäftsfelder Zentraleuropa West Reguliert und Unreguliert umfassen den Betrieb konventioneller und nuklearer Kraftwerke sowie die Stromerzeugung aus regenerativen Energien und Entsorgung, den Stromtransport über Hochspannungsnetze, die regionale Verteilung von Strom, Gas und Wärme sowie den Strom-, Gas- und Wärmevertrieb. Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost sind die Beteiligungen an den dortigen regionalen Strom- und Gasversorgern zusammengefasst.

Pan-European Gas

E.ON Ruhrgas ist eine der führenden Gasgesellschaften in Europa und einer der größten privaten Erdgasimporteure der Welt. Kunden sind regionale und lokale Energieunternehmen sowie Industriebetriebe im In- und Ausland. Das Berichtsegment Reguliert beinhaltet zum einen Energiebeteiligungen im europäischen Ausland (E.ON Ruhrgas International) und zum anderen das regulierte Transportgeschäft. Im Berichtsegment Unreguliert werden das Gashandelsgeschäft, das E&P-Geschäft und das Gasspeichergeschäft zusammengefasst. Mit Wirkung zum 1. Dezember 2009 wurde die Thüga- Gruppe, die Minderheitsbeteiligungen an kommunalen Gas- und Stromversorgern in Deutschland bündelte, an ein kommunales Erwerberkonsortium verkauft. Deshalb umfasst der Bereich Sonstiges/Konsolidierung nunmehr ausschließlich Konsolidierungseffekte.

UK

E.ON UK ist für das Energiegeschäft in Großbritannien zuständig. Das regulierte Geschäft beinhaltet die Stromverteilung durch Central Networks. Zum unregulierten Geschäft zählen Stromerzeugung, Endkundengeschäft und der Bereich Energy Services. Das Erzeugungsgeschäft umfasst die Stromerzeugung, den Betrieb und die Wartung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie die Entwicklung beziehungsweise Betriebsführung von Kraftwerken. Im Endkundengeschäft werden Strom- und Gasdienstleistungen an Haushalts-, Geschäfts- und Industriekunden verkauft.

Nordic

E.ON Sverige führt das operative Geschäft in Nordeuropa. Das regulierte Geschäft umfasst die Strom- und Gasverteilung. Im unregulierten Geschäft sind im Wesentlichen die Stromerzeugung, die Wärmeerzeugung, das Endkundengeschäft in den Bereichen Strom-, Gas- und Wärmeversorgung sowie Energy Services gebündelt.

Energy Trading

Energy Trading vereint unsere Risikomanagement-Aktivitäten beim Handel, insbesondere von Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂-Zertifikaten, unter einem Dach. Dies beinhaltet die Optimierung und den Eigenhandel. Dabei werden auch Marktpreisveränderungen und Risikopositionen im Rahmen unserer Risikomanagementsysteme und -limes bewusst genutzt. Bei Energy Trading werden auch die Ergebnisse der italienischen E.ON Energy Trading S.p.A. ausgewiesen, weil diese Aktivitäten seit dem 1. Januar 2009 zentral von Düsseldorf aus gesteuert werden.

Neue Märkte

E.ON Climate & Renewables ist für die Steuerung und den weltweiten Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien - ohne große Wasserkraftaktivitäten - und Klimaschutzprojekte zuständig.

E.ON Russia Power ist für die Stromaktivitäten des E.ON-Konzerns in Russland verantwortlich. Das Geschäft in Russland konzentriert sich auf den Betrieb thermischer Kraftwerke in den grundsätzlich wachstumsstarken Industrieregionen Zentralrussland, Ural und Sibirien.

E.ON Italia führt unser Strom- und Gasgeschäft in Italien. Das operative Geschäft umfasst die Stromerzeugung, den Strom- und Gasvertrieb sowie die Gasverteilung.

E.ON España ist für unser integriertes Energiegeschäft in Spanien verantwortlich.

Corporate Center

Das Corporate Center umfasst die E.ON AG und direkt von der E.ON AG geführte Beteiligungen. Darüber hinaus ordnen wir diesem Segment die Konsolidierungsmaßnahmen im Rahmen des Konzernabschlusses zu.

Branchensituation

In den ersten sechs Monaten 2010 stieg der Verbrauch an Primärenergieträgern in Deutschland durch die konjunkturelle Erholung und den strengen Winter nach Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen gegenüber dem Vorjahreszeitraum um mehr als 5 Prozent. Der Erdgasverbrauch erhöhte sich wegen der verstärkten Nachfrage aus der Industrie und eines deutlich gestiegenen Erdgaseinsatzes in Kraftwerken um 14 Prozent. Auch der Verbrauch der privaten Haushalte nahm witterungsbedingt zu.

In England, Schottland und Wales wurden im ersten Halbjahr 2010 rund 162 Mrd kWh (Vorjahr: 160 Mrd kWh) Strom verbraucht. Der Gasverbrauch nahm (ohne den Einsatz in Kraftwerken) von 334 Mrd kWh im ersten Halbjahr 2009 auf 355 Mrd kWh im Berichtszeitraum zu. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf die sehr niedrigen Temperaturen im Januar und Februar zurückzuführen. Die anhaltenden Energiesparmaßnahmen wirkten teilweise kompensierend.

In den nordeuropäischen Ländern wurden mit 202 Mrd kWh im ersten Halbjahr 2010 rund 10 Mrd kWh mehr Strom verbraucht als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum. Gründe waren die sehr kühle Witterung im ersten Quartal 2010 und die leicht zunehmende Nachfrage aus der Industrie in Finnland im zweiten Quartal. Der Netto-Stromimport aus den umliegenden Ländern betrug mit 10 Mrd kWh rund 6 Mrd kWh mehr als im Vorjahr. Der Netto-Stromimport aus Deutschland lag im Berichtszeitraum bei 2,7 Mrd kWh (Vorjahr: Netto-Stromexport von 2,2 Mrd kWh).

In Russland wurden im Berichtszeitraum mit 520 Mrd kWh rund 5,2 Prozent mehr Strom erzeugt als im ersten Halbjahr 2009.

Der Stromverbrauch in Italien nahm im ersten Halbjahr 2010 im Vergleich zum Vorjahr um 1,8 Prozent (bereinigt um Temperaturdifferenzen und die Zahl der Arbeitstage 1,9 Prozent) auf 158,5 Mrd kWh zu. Dadurch stiegen die Erzeugungsmengen um 2,6 Prozent auf 138,2 Mrd kWh. Der Gasverbrauch erhöhte sich um 10,6 Prozent auf 466,2 Mrd kWh. Die Nachfrage legte in allen Kundensegmenten zu.

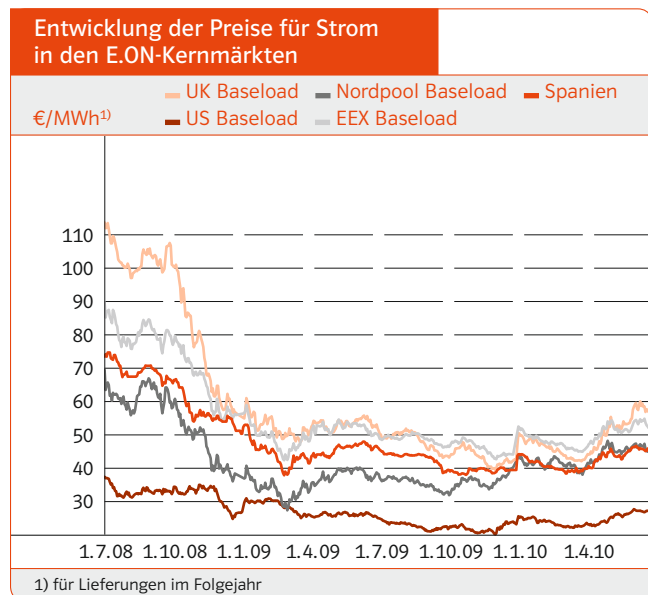
Der Stromverbrauch auf dem spanischen Festland lag im Berichtszeitraum mit 129 Mrd kWh 4,3 Prozent (Temperaturunterschiede und die Zahl der Arbeitstage berücksichtigt 3,6 Prozent) über dem Vorjahreswert. Der Gasverbrauch im Endkundengeschäft stieg um 10,5 Prozent auf 139 Mrd kWh.

Energiepreisentwicklung

Im ersten Halbjahr 2010 beeinflussten vier wesentliche Faktoren die Strom- und Gasmärkte in Europa und Russland:

- die internationalen Preise für Rohstoffe, insbesondere für Öl, Gas und Kohle sowie für CO₂-Zertifikate,
- die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung,
- die Wetterbedingungen und
- die verfügbare Wasserkraft in Skandinavien und Russland.

Nach den ersten drei Monaten mit niedrigeren Brennstoff- und Strompreisen erholten sich die Preise für Rohstoffe und Strom während des zweiten Quartals - mit Ausnahme der Rohöl- und russischen Strompreise - wieder.



Der Brent-Rohölpreis stieg von einem niedrigeren Preisniveau im Februar bis April auf ungefähr 89 US-\$ pro Barrel für Lieferungen im nächsten Monat, fiel dann jedoch - ausgelöst durch Sorgen über die Staatsverschuldung in der Eurozone - stark auf Werte unterhalb von 80 US-\$. Während des zweiten Quartals blieben die Ölpreise aufgrund schwacher fundamentaler Ölmarktdaten unter Druck. Hierzu zählten hohe Öllagerbestände und ungenutzte Produktionskapazitäten, eine Reihe enttäuschender Wirtschaftsdaten vor allem zur US-Wirtschaft, zum Beispiel über das Verbrauchervertrauen oder den Arbeitsmarkt, sowie ein nachlassendes Interesse des Finanzmarktes. Auf dem europäischen Kohlemarkt (API#2) führten Anfang des Jahres kaltes Wetter und höhere Gaspreise zu Kohlepreisen von rund 100 US-\$ pro Tonne. Im Februar und März gaben die Kohlepreise unter dem Eindruck gut gefüllter Kohlelagerbestände und schwächerer Gaspreise aber auf 85 US-\$ nach. In dieser Zeit bildeten sich wegen dieser Preisschwäche des europäischen Marktes im Vergleich zum asiatischen und pazifischen Kohlemarkt neuartige Arbitragegeschäfte heraus (zum Beispiel Kohlelieferungen von Kolumbien nach China).

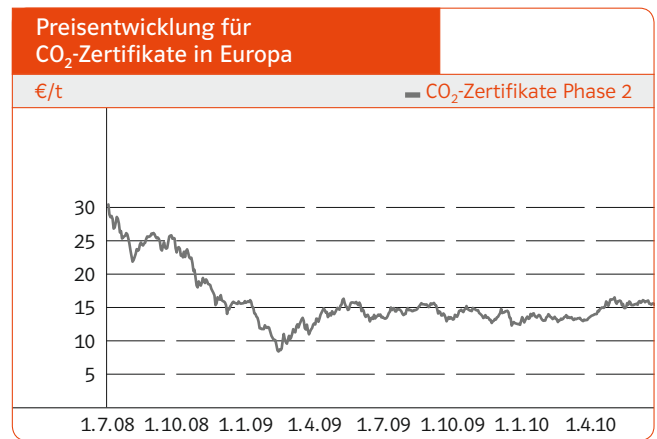
8 Zwischenlagebericht

Ab Ende April unterstützten jedoch die sich stark erholenden Gaspreise den Kohlepreis, der im Juni wieder 100 US-\$ erreichte. Der Seefrachtmarkt war wegen eines Überangebotes an Schiffen auf der sogenannten C4-Route von Südafrika nach Rotterdam unter Preisdruck. Der europäische Gasmarkt war im ersten Quartal geprägt durch ein globales Überangebot und eine rezessionsbedingt niedrigere Nachfrage, sodass die Preise nachgaben. Im zweiten Quartal hingegen stiegen die Preise wieder kontinuierlich an, im Wesentlichen aufgrund einer stärkeren Nachfrage nach Gas für die Stromerzeugung, wiederholter norwegischer Lieferengpässe, des Ausbleibens allgemein erwarteter Lieferungen verflüssigten Erdgases (LNG) sowie niedriger Speicherstände. An den europäischen virtuellen Handelspunkten wurden Gaspreise geringfügig unterhalb der Preise öllindizierter Importverträge erzielt und entwickelten sich unabhängig vom US-Handelspunkt.

Die deutschen Forward-Strompreise für Baseload-Lieferung im Jahr 2011 beendeten das zweite Quartal auf dem Jahresanfangsniveau von rund 53 € pro MWh. Die Preise folgten den Kohle- und Gaspreisen und fielen während des ersten Quartals auf 45 €, erholten sich ab April aber wieder. Die Preise in Großbritannien zeigten einen ähnlichen Verlauf, nahmen allerdings bis Ende Juni mit den im zweiten Quartal kontinuierlich steigenden Gaspreisen über die Januarwerte hinaus auf 60 € zu. Der nordische Strommarkt war aufgrund des sehr kalten und trockenen Wetters im ersten Quartal in einem großen Umfang durch die andauernd niedrige Wasserbilanz in den Reservoirs (Ende Juni um 30 Mrd kWh unterhalb des Normalniveaus) geprägt. Von den Wetterbedingungen betroffen waren insbesondere der Kurzfristhandel mit extremen Preispitzen und einem generell hohen Preisniveau sowie die Forward-Produkte mit Lieferung zu unmittelbaren Lieferzeitpunkten. Parallel zu den anderen europäischen Strom- und Brennstoffmärkten stiegen die nordischen Strompreise für Lieferung im nächsten Jahr im April stark an und beendeten das zweite Quartal bei rund 45 €.

Die Forward-Strompreise in Spanien und Italien entwickelten sich ähnlich wie in den nordwesteuropäischen Märkten, wenn auch mit geringeren, aber steigenden Handelsvolumina und besonders in Spanien mit einer geringeren Volatilität. Die Preise in Spanien für eine Lieferung im nächsten Jahr fielen im ersten Quartal auf 40 € pro MWh und erholten sich bis Ende Juni auf rund 46 €. Die Preise in Italien stiegen vor allem im zweiten Quartal unter dem starken Einfluss zunehmender Gas- und Kohlepreise und beendeten das zweite Quartal mit rund 72 €.

Der Handel mit CO₂-Zertifikaten im europaweiten Handelssystem EU-ETS (EU Allowances (EUA)) verlief in den ersten drei Monaten in einem schmalen Preiskorridor um 13 € je Tonne für EUA Dezember 2010. Nach der Veröffentlichung der EU-Emissionswerte für 2009 stiegen die Preise, obwohl die Emissionen im letzten Jahr um 11,2 Prozent zurückgegangen waren. Politische Diskussionen über Marktbedingungen mit strengeren Emissionsauflagen ab 2012 und eine weitere Verzögerung der Verabschiedung der neuen EU-Verordnung zur Auktionierung sowie höhere Strom- und Brennstoffpreise führten zu einem neuen Preiskorridor zwischen 15 € und 16 € je Tonne.

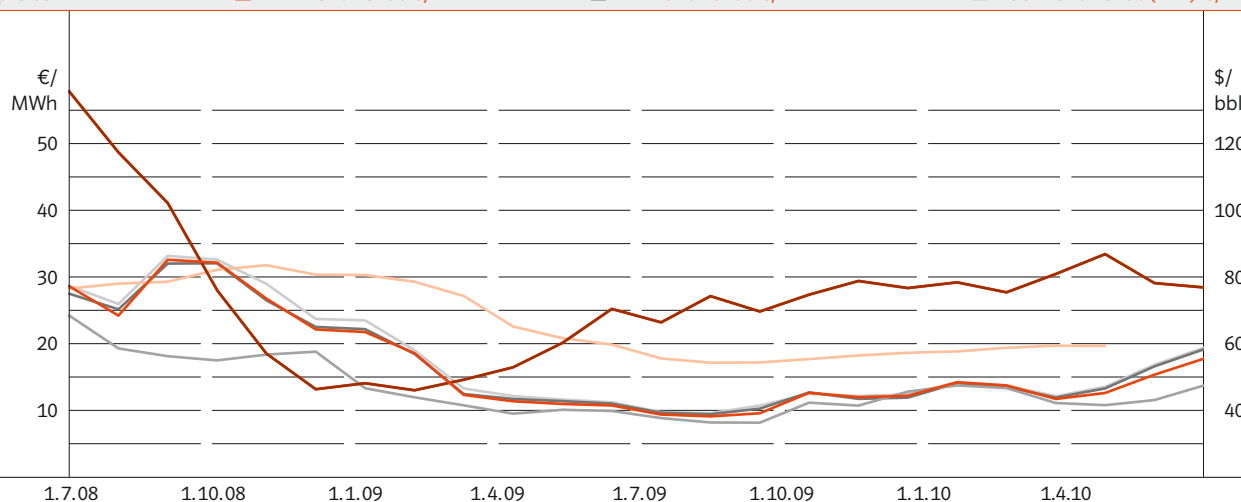


Bedingt durch niedrigere Temperaturen und erste Anzeichen einer wirtschaftlichen Erholung war der Stromverbrauch in Russland im ersten Halbjahr um ungefähr 5 Prozent höher als im Vergleichszeitraum 2009. Auf der Angebotsseite verbesserte sich die Produktion aus Wasserkraftwerken leicht. Der Preis im zweiten Quartal lag als gewichtetes Mittel in der europäischen Preiszone bei 762 Rubel pro MWh (ca. 19,80 €) und in der sibirischen Preiszone bei 466 Rubel (ca. 12,10 €). Im Juli wurde die schrittweise Liberalisierung des russischen Strommarktes fortgesetzt, so dass 80 Prozent des Stromes zu nicht regulierten Preisen gehandelt werden können.

Entwicklung der Preise für Öl und Gas in den E.ON-Kernmärkten

Monatsdurchschnitts-preise

- Rohöl Brent Frontmonat US-\$/bbl
- Deutscher Erdgasimportpreis €/MWh
- US Gas Frontmonat €/MWh
- NBP Frontmonat €/MWh
- TTF Frontmonat €/MWh
- NCG Frontmonat (EEX) €/MWh



Strombeschaffung

Im ersten Halbjahr 2010 nahm die in eigenen Kraftwerken erzeugte Strommenge mit 136,5 Mrd kWh um 3 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert von 132,8 Mrd kWh zu. Der Strombezug stieg um 54 Prozent auf 356,8 Mrd kWh.

Die erhöhte Eigenerzeugung bei Central Europe ist auf die Inbetriebnahme von gasbefeuerten Erzeugungseinheiten – vor allem an den Standorten Irsching und Plattling in Deutschland sowie Emile Huchet in Frankreich – zurückzuführen. Durch diese Erzeugungseinheiten wurde erstmals die Verringerung von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission mehr als ausgeglichen.

Die Market Unit UK erzeugte mit 15,6 Mrd kWh rund 12 Prozent weniger Strom in eigenen Kraftwerken als im Vorjahr (17,7 Mrd kWh). Der Rückgang ist im Wesentlichen auf geringere Margen zurückzuführen, die den Betrieb einiger Kraftwerke weniger wirtschaftlich machten.

Im ersten Halbjahr 2010 erzeugte Nordic 3,1 Mrd kWh mehr Strom in eigenen Kraftwerken. In der neuen KWK-Anlage in Malmö wurden 1,3 Mrd kWh Strom erzeugt. Die Eigenerzeugung aus Kernkraft stieg um 1,3 Mrd kWh, die aus Wasserkraft um 0,4 Mrd kWh.

Im Segment Neue Märkte wurden 42,3 Mrd kWh (Vorjahr: 42,1 Mrd kWh) Strom in eigenen Kraftwerken erzeugt. Hiervon entfielen

- 3,8 Mrd kWh (2,5 Mrd kWh) auf Climate & Renewables,
- 27,7 Mrd kWh (26,1 Mrd kWh) auf Russia,
- 6,2 Mrd kWh (8,1 Mrd kWh) auf Italy und
- 4,6 Mrd kWh (5,4 Mrd kWh) auf Spain.

97 Prozent der Eigenerzeugung von Climate & Renewables stammten aus Windkraftanlagen, die verbleibenden Mengen aus Biomasse und kleinsten Wasserkraftwerken. Die Market Unit steigerte die Eigenerzeugung um 52 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Strombeschaffung¹⁾

1. Halbjahr in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		E.ON-Konzern	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Eigenerzeugung	65,0	62,5	15,6	17,7	13,6	10,5	-	-	42,3	42,1	-	-	136,5	132,8
Bezug	136,6	130,6	26,2	24,3	15,5	15,4	372,3	254,5	12,2	20,2	-206,0	-212,9	356,8	232,1
Gemeinschafts- kraftwerke	1,5	2,7	0,6	0,7	4,7	4,7	-	-	-	-	-	-	6,8	8,1
Energy Trading/ Fremde	135,1	127,9	25,6	23,6	10,8	10,7	372,3	254,5	12,2	20,2	-206,0	-212,9	350,0	224,0
Summe	201,6	193,1	41,8	42,0	29,1	25,9	372,3	254,5	54,5	62,3	-206,0	-212,9	493,3	364,9
Eigenverbrauch, Netzverlust etc.	-6,4	-6,4	-2,0	-1,8	-1,0	-1,0	-	-	-2,4	-2,2	-	-	-11,8	-11,4
Stromabsatz	195,2	186,7	39,8	40,2	28,1	24,9	372,3	254,5	52,1	60,1	-206,0	-212,9	481,5	353,5

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Zahlen für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.

10 Zwischenlagebericht

Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung										
1. Halbjahr 2010	Central Europe		UK		Nordic		Neue Märkte		E.ON-Konzern	
	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%	Mrd kWh	%
Kernenergie	28,6	44	-	-	7,0	52	-	-	35,6	26
Braunkohle	2,6	4	-	-	-	-	4,8	11	7,4	5
Steinkohle	19,3	30	6,5	42	-	-	3,0	7	28,8	21
Erdgas/Öl	9,2	14	9,1	58	1,8	13	28,7	68	48,8	36
Wasserkraft	2,8	4	-	-	4,2	31	2,0	5	9,0	7
Windkraft	-	-	-	-	-	-	3,7	9	3,7	3
Sonstige	2,5	4	-	-	0,6	4	0,1	-	3,2	2
Summe	65,0	100	15,6	100	13,6	100	42,3	100	136,5	100

Russia hat im Berichtszeitraum mit ihren eigenen Kraftwerken rund 93 Prozent des Gesamtbedarfs von 29,7 Mrd kWh gedeckt. Rund 2 Mrd kWh Strom wurden von Fremden bezogen.

Italy erzeugte mit 6,2 Mrd kWh 47 Prozent des Strombedarfs von 13,1 Mrd kWh in eigenen Kraftwerken. Der Vorjahreswert beinhaltet 1,8 Mrd kWh aus Kraftwerken, die Ende Juni 2009 an A2A abgegeben wurden. 6,1 Mrd kWh wurden im Markt und 0,8 Mrd kWh vor allem für Vertriebsaktivitäten bei E.ON Energy Trading S.p.A. eingekauft.

Die Market Unit Spain deckte 63 Prozent des gesamten Strombedarfs von 7,3 Mrd kWh mit Mengen aus eigenen Kraftwerken. Der Rückgang der Eigenerzeugung um 0,8 Mrd kWh wurde durch höhere Bezugsmengen kompensiert.

Gasbeschaffung

Im ersten Halbjahr 2010 bezog E.ON Ruhrgas rund 368,5 Mrd kWh Erdgas von in- und ausländischen Produzenten. Dies sind rund 28 Prozent mehr als im Vorjahreszeitraum. Wichtigste Bezugsquellen waren Russland mit einem Anteil von 29 Prozent, Norwegen mit 27 Prozent, Deutschland mit 22 Prozent und die Niederlande mit 16 Prozent.

Upstream-Produktion			
1. Halbjahr	2010	2009	+/- %
Liquids/Öl (in Mio Barrel)	2,7	2,9	-9
Gas (in Mio Standard-m ³)	740	726	+2
Summe (in Mio Barrel Öläquivalent)	7,3	7,5	-3

Die Gasproduktion von Pan-European Gas aus den Nordseefeldern nahm im ersten Halbjahr 2010 mit 740 Mio m³ um rund 2 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu. Der Grund war im Wesentlichen die sehr gute Förderleistung des neu in Produktion gegangenen Feldes Rita. Die Produktion von Öl und Kondensaten lag mit 2,7 Mio Barrel vor allem durch den natürlichen Produktionsrückgang in den reiferen Feldern leicht unter dem Vorjahresniveau. Zusätzlich zu den in der Nordsee produzierten Mengen stehen Pan-European Gas 2,9 Mrd m³ Erdgas aus dem Ende 2009 akquirierten und at equity einbezogenen Feld

Yushno Ruskoje zu. Damit nahmen die Gasfördermengen aus eigener Produktion über 400 Prozent gegenüber dem Vorjahr zu.

Handelsvolumen

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

Handelsvolumen		
1. Halbjahr	2010	2009
Strom (Mrd kWh)	820	580
Gas (Mrd kWh)	951	691
CO ₂ -Zertifikate (Mio t)	393	253
Öl (Mio t)	51	16
Kohle (Mio t)	130	110

Stromabsatz

Im Berichtszeitraum 2010 stieg der konsolidierte Stromabsatz im E.ON-Konzern von 353,5 Mrd kWh im Vorjahr um 36 Prozent auf 481,5 Mrd kWh. An Endkunden und Weiterverteilern wurden mit 166,1 Mrd kWh 6 Prozent mehr Strom geliefert.

Der Anstieg des Stromabsatzes von Central Europe resultierte im Wesentlichen aus erhaltenen Bezugsrechten ausländischer Kraftwerke, die im Rahmen der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission getauscht wurden. Darüber hinaus wirkte sich die einsetzende konjunkturelle Erholung positiv auf die industrielle Nachfrage aus.

Bei UK stieg der Stromabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden um 2 Prozent. Der temperaturbedingte Umsatzanstieg wurde durch die gesunkene Kundenzahl und Energiesparmaßnahmen fast vollständig kompensiert. Der Absatz von Strom an Industrie- und Geschäftskunden erhöhte sich, insbesondere aufgrund der Erhöhung der Kundenzahl in diesem Bereich, deutlich.

Nordic konnte den Stromabsatz insbesondere wegen der im Vergleich zum Vorjahr kühleren Witterung und höherer Erzeugungsmengen um 3,2 Mrd kWh steigern. Der Absatz an Endkunden, Vertriebspartner (einschließlich Minderheitsanteilen an Kernkraftwerken) und Energy Trading erhöhte sich um 4,4 Mrd kWh. Dagegen wurden 1,2 Mrd kWh weniger Strom an Industrie- und Geschäftskunden, geliefert.

Im Segment Neue Märkte wurden 52,1 Mrd kWh (Vorjahr: 60,1 Mrd kWh) Strom abgesetzt. Hiervon entfielen

- 4,4 Mrd kWh (3,1 Mrd kWh) auf Climate & Renewables,
- 28,7 Mrd kWh (27,3 Mrd kWh) auf Russia,
- 12,8 Mrd kWh (23,1 Mrd kWh) auf Italy und
- 6,2 Mrd kWh (6,6 Mrd kWh) auf Spain.

Stromabsatz ¹⁾															
1. Halbjahr in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		E.ON-Konzern		
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	
Privat- und kleinere Geschäftskunden	24,0	24,2	14,4	14,1	4,5	3,1	-	-	3,6	2,4	-	-	46,5	43,8	
Industrie- und Geschäftskunden	38,5	35,9	9,2	7,8	5,6	6,8	-	-	5,4	6,5	-	-	58,7	57,0	
Vertriebspartner	56,3	51,6	-	-	3,2	2,9	-	-	1,4	1,0	-	-	60,9	55,5	
Kundengruppen	118,8	111,7	23,6	21,9	13,3	12,8	-	-	10,4	9,9	-	-	166,1	156,3	
Großhandelsmarkt/ Energy Trading	76,4	75,0	16,2	18,3	14,8	12,1	372,3	254,5	41,7	50,2	-206,0	-212,9	315,4	197,2	
Summe	195,2	186,7	39,8	40,2	28,1	24,9	372,3	254,5	52,1	60,1	-206,0	-212,9	481,5	353,5	

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Zahlen für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.

Die Market Unit Climate & Renewables verkaufte Strom ausschließlich in unregulierten Märkten und steigerte den Stromabsatz im Wesentlichen durch den Ausbau der Erzeugungskapazitäten um 42 Prozent. Die anteilig zurechenbare Kraftwerksleistung betrug Ende Juni 2010 3.192 MW im Vergleich zu 2.385 MW am Ende des Vorjahreshalbjahrs. Der Anstieg ist auf die Inbetriebnahme von Windparks in den USA und in Großbritannien zurückzuführen.

Im ersten Halbjahr 2010 setzte Russia vor allem wegen der niedrigen Temperaturen mit 28,7 Mrd kWh 5 Prozent mehr Strom am Großhandelsmarkt ab. Gründe hierfür waren vor allem die kühlere Witterung im ersten Quartal 2010 sowie gestiegene Erzeugungsmengen im Kraftwerk Surgutskaya aufgrund der Umterminierung von Wartungsarbeiten.

Der Stromabsatz von Italy ging vor allem durch die gesunkenen Absatzmengen an Energy Trading sowie die Abgabe von Kraftwerken an A2A zurück. Er verteilte sich auf Privatkunden (2,3 Mrd kWh), Industrie- und Geschäftskunden (3,4 Mrd kWh), Vertriebspartner (0,9 Mrd kWh), den Großhandelsmarkt (5,8 Mrd kWh) und E.ON Energy Trading S.p.A. (0,4 Mrd kWh).

Bei der Market Unit Spain nahm der Stromabsatz gegenüber dem Vorjahr um 0,4 Mrd kWh ab. Grund war, dass weniger Strom am Großhandelsmarkt verkauft wurde.

Gasabsatz

Der konsolidierte Gasabsatz lag im Berichtszeitraum um 193,3 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau.

Gasabsatz ¹⁾			
1. Halbjahr in Mrd kWh	2010	2009	+/- %
Ferngasgesellschaften/ Ortsgasunternehmen	224,1	197,5	+13
Industrie	50,4	33,5	+50
Ausland	90,1	68,0	+33
Absatz E.ON Ruhrgas AG	364,6	299,0	+22
Absatz übrige Beteiligungen	71,2	83,9	-15
Pan-European Gas- interner Absatz	-34,6	-25,5	-
Absatz Pan-European Gas	401,2	357,4	+12
<i>davon E.ON-interner Absatz</i>	<i>-124,3</i>	<i>-91,5</i>	<i>-</i>
Übrige Market Units	485,0	302,7	+60
E.ON-Konzern	761,9	568,6	+34

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Werte für die Quartale I-III/2009 wurden dementsprechend angepasst.

Die Zunahme des Gasabsatzes bei Central Europe beruhte im Wesentlichen auf der Erstkonsolidierung von Gesellschaften im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost zum 1. Januar 2010.

12 Zwischenlagebericht

Der Absatz von Pan-European Gas stieg im Vorjahresvergleich um 44 Mrd kWh oder rund 12 Prozent. Die E.ON Ruhrgas AG setzte in den ersten beiden Quartalen rund 66 Mrd kWh mehr Gas ab als im Vorjahreszeitraum. Das Mengenwachstum hatte im Wesentlichen folgende Gründe: Im Segment der Ferngasgesellschaften und Ortsgasunternehmen sorgte insbesondere im ersten Quartal die kalte Witterung für einen positiven Absatzeffekt. Ferner wirkte sich die einsetzende konjunkturelle Erholung begünstigend auf die Nachfrage der Industrie aus, die E.ON Ruhrgas indirekt über Weiterverteiler beliefert. Dieser Effekt zeigt sich gleichermaßen im Segment der direkt belieferten Industrie. Der erhöhte Auslandsabsatz trug rund 22 Mrd kWh zur gesamten Absatzsteigerung der E.ON Ruhrgas AG bei. Dabei konnten im ersten Halbjahr zusätzliche Mengen vor allem an Kunden in Schweden, Österreich und in der Schweiz geliefert werden. Darüber hinaus wurde der Kurzfristhandel mit der Market Unit Energy Trading ausgeweitet. Der Rückgang des Absatzes der übrigen Beteiligungen resultierte in erster Linie aus einem wettbewerbsbedingt

geringeren Gasabsatz von E.ON Földgáz Trade in Ungarn sowie aus dem Wegfall des Absatzes der im vierten Quartal 2009 verkauften Thüga-Gruppe.

Der Gasabsatz an Privat- und kleinere Geschäftskunden nahm bei UK um 9 Prozent zu. Ursache hierfür war vor allem die sehr kühle Witterung im Januar und Februar. Zusätzlich wirkte sich die gestiegene Kundenzahl positiv aus, was durch anhaltende Energiesparmaßnahmen teilweise kompensiert wurde. Der Gasabsatz an Industrie- und Geschäftskunden ging durch Änderungen innerhalb des Kundenbestands deutlich zurück. Die kühlere Witterung wirkte sich positiv aus.

Der Gasabsatz von Nordic lag auf dem Vorjahresniveau. Der Wärmeabsatz stieg im Wesentlichen witterungsbedingt um 13 Prozent auf 5,1 Mrd kWh (Vorjahr: 4,5 Mrd kWh).

Gasabsatz (ohne Pan-European Gas) ¹⁾														
1. Halbjahr in Mrd kWh	Central Europe		UK		Nordic		Energy Trading		Neue Märkte		Konsolidierung		Summe	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Privat- und kleinere Geschäftskunden	39,3	34,9	33,3	30,6	0,1	0,1	-	-	6,8	6,0	-	-	79,5	71,6
Industrie- und Geschäftskunden	36,7	32,6	8,6	10,7	2,0	2,0	-	-	2,6	5,1	-	-	49,9	50,4
Vertriebspartner	14,0	11,9	-	-	-	-	-	-	-	2,6	-	-	14,0	14,5
Kundengruppen	90,0	79,4	41,9	41,3	2,1	2,1	-	-	9,4	13,7	-	-	143,4	136,5
Großhandelsmarkt/ Energy Trading	2,7	3,3	-	-	0,2	0,2	479,5	370,3	1,6	2,9	-142,4	-210,5	341,6	166,2
Summe	92,7	82,7	41,9	41,3	2,3	2,3	479,5	370,3	11,0	16,6	-142,4	-210,5	485,0	302,7

1) Ende 2009 wurde ein konzernweit einheitliches IT-System zur Erfassung der energiewirtschaftlichen Daten eingeführt und die Erfassungssystematik modifiziert. Die Werte für die ersten drei Quartale 2009 wurden dementsprechend angepasst.

Im Segment Neue Märkte setzte Italy 11 Mrd kWh (Vorjahr: 16,6 Mrd kWh) Gas ab. Der Absatz verteilte sich auf Privatkunden (6,8 Mrd kWh), Industrie- und Geschäftskunden (2,6 Mrd kWh) und den Großhandelsmarkt (1,6 Mrd kWh). Der Absatzrückgang ist vor allem auf die gesunkene Kundenzahl im Industriekundensegment und den gegenüber dem Vorjahr fehlenden Absatz an Vertriebspartner zurückzuführen.

Ertragslage

Umsatzentwicklung

Im ersten Halbjahr 2010 lag der Umsatz im Wesentlichen durch einen höheren Außenumsatz der Market Unit Energy Trading infolge verstärkter Optimierungsaktivitäten über dem Vorjahresniveau. Darüber hinaus wirkten sich Währungsumrechnungseffekte und höhere Preise bei Nordic positiv aus.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	21.440	21.130	+1
Pan-European Gas	10.636	12.095	-12
UK	5.359	5.470	-2
Nordic	2.325	1.759	+32
Energy Trading	21.326	21.907	-3
Neue Märkte	3.134	3.848	-19
Corporate Center	-19.916	-24.689	-
Summe	44.304	41.520	+7

Central Europe

Im Vergleich zum Vorjahr nahm der Umsatz der Market Unit Central Europe um 0,3 Mrd € zu.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Zentraleuropa West	19.611	20.212	-3
<i>Reguliert</i>	5.833	6.087	-4
<i>Unreguliert</i>	13.778	14.125	-2
Zentraleuropa Ost	2.979	2.778	+7
Sonstiges/Konsolidierung	-1.150	-1.860	+38
Central Europe	21.440	21.130	+1

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Reguliert lagen die Umsatzerlöse um 0,3 Mrd € unter dem Vorjahresniveau. Geringere Umsätze aufgrund der Abgabe des Höchstspannungsnetzes Ende Februar 2010 konnten durch im Wesentlichen regulierungsbedingt höhere Netzentgelte im Verteilnetz nicht ausgeglichen werden.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert reduzierte sich der Umsatz um 0,3 Mrd €. Dieser Rückgang resultierte vor allem aus gesunkenen Gaspreisen und aus der Abgabe von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der Europäischen Kommission. Dagegen stiegen die Umsatzerlöse infolge der zusätzlichen Vermarktung von Strommengen aus erhaltenen Bezugsrechten ausländischer Kernkraftwerke und durch die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke.

Die Umsatzerlöse des Geschäftsfelds Zentraleuropa Ost erhöhten sich um 0,2 Mrd € auf 3,0 Mrd €. Die positive Entwicklung ist im Wesentlichen auf die erstmalige Einbeziehung von Gasgesellschaften in diesem Segment zurückzuführen.

Im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung sind die Umsätze vor allem infolge geringerer interner Konsolidierungen um 0,7 Mrd € gestiegen.

Pan-European Gas

Der Umsatz der Market Unit Pan-European Gas sank um 12 Prozent auf 10,6 Mrd € (Vorjahr: 12,1 Mrd €).

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	2.235	2.812	-21
Unreguliertes Geschäft	9.559	10.098	-5
Sonstiges/Konsolidierung	-1.158	-815	+42
Pan-European Gas	10.636	12.095	-12

Gegenüber dem Vorjahr reduzierten sich die Umsatzerlöse im regulierten Geschäft um 577 Mio € beziehungsweise 21 Prozent. Insbesondere wirkten sich Mengen- und Preiseffekte negativ auf die Umsätze von E.ON Földgáz Trade aus. Dagegen entwickelte sich das Transportgeschäft durch gestiegene Umsätze für Regel- und Ausgleichsenergie positiv. Geringere Transportumsätze infolge kostenbasierter Entgelte kompensierten den Zuwachs aber teilweise.

Der Umsatz im Bereich des unregulierten Geschäfts lag im ersten Halbjahr 2010 um 539 Mio € oder 5 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres. Trotz des gestiegenen Gasabsatzes unterschritten die Umsatzerlöse des Gashandelsgeschäfts preisbedingt den Vorjahreswert deutlich. Die Umsätze im Upstream-Geschäft verzeichneten einen starken Anstieg. Diese Entwicklung ist insbesondere auf die erstmalige Einbeziehung des Gasfeldes Yushno Russkoje zurückzuführen. Auch bei den Nordseefeldern stiegen die Umsätze im Vergleich zum Vorjahr aufgrund des gestiegenen Ölpreises.

Im Vorjahr wurden unter Sonstiges/Konsolidierung noch die Umsatzerlöse der Ende 2009 verkauften Thüga ausgewiesen.

14 Zwischenlagebericht

UK

Der Umsatz der Market Unit UK nahm um 111 Mio € ab. In der Landeswährung Pfund sank der Umsatz um 5 Prozent.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	382	355	+8
Unreguliertes Geschäft	5.054	5.191	-3
Sonstiges/Konsolidierung	-77	-76	-
UK	5.359	5.470	-2
in Mio £			
Reguliertes Geschäft	332	317	+5
Unreguliertes Geschäft	4.397	4.640	-5
Sonstiges/Konsolidierung	-66	-67	-
UK	4.663	4.890	-5

Im regulierten Geschäft erhöhte sich der Umsatz wegen der gestiegenen Absatzmengen, höherer Preise und positiver Währungsumrechnungseffekte (+10 Mio €) um 27 Mio € auf 382 Mio €.

Im unregulierten Geschäft ging der Umsatz um 137 Mio € auf 5.054 Mio € zurück (Währungsumrechnungseffekte: +135 Mio €). Gründe waren gesunkene Preise im Endkundengeschäft, die teilweise durch den Umsatzanstieg infolge der kühlen Witterung kompensiert werden konnten, sowie geringere Umsätze im Erzeugungsgeschäft.

Nordic

Der Umsatz der Market Unit Nordic stieg im Vergleich zum Vorjahr um 566 Mio € beziehungsweise 32 Prozent. In lokaler Währung erhöhte sich der Umsatz um 19 Prozent.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Reguliertes Geschäft	478	365	+31
Unreguliertes Geschäft	1.828	1.378	+33
Sonstiges/Konsolidierung	19	16	+19
Nordic	2.325	1.759	+32
in Mio SEK			
Reguliertes Geschäft	4.683	3.966	+18
Unreguliertes Geschäft	17.890	14.968	+20
Sonstiges/Konsolidierung	187	170	+10
Nordic	22.760	19.104	+19

Der Umsatz im regulierten Geschäft nahm um 113 Mio € auf 478 Mio € zu. Gründe hierfür waren vor allem Tarifierhöhungen sowie positive Währungsumrechnungseffekte.

Im unregulierten Geschäft erhöhte sich der Umsatz, insbesondere wegen gestiegener Preise im Endkundengeschäft und marktbasierter Transferpreise sowie positiver Währungsumrechnungseffekte, um 450 Mio €.

Energy Trading

Der Umsatz der Market Unit Energy Trading lag mit 21 Mrd € aufgrund von niedrigeren Marktpreisen leicht unter dem Vorjahreswert. Die Umsatzerlöse des Eigenhandels werden saldiert mit den zugehörigen Materialaufwendungen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen. Diese Methode führte zu dem Ausweis eines negativen Umsatzes.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Eigenhandel	-25	106	-
Optimierung	21.351	21.801	-2
Energy Trading	21.326	21.907	-3

Neue Märkte

Der Umsatz im Segment Neue Märkte ging um 19 Prozent auf 3,1 Mrd € zurück.

Umsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Climate & Renewables	282	215	+31
Russia	630	450	+40
<i>in Mio RUB</i>	<i>25.034</i>	<i>19.841</i>	<i>+26</i>
Italy	1.654	2.613	-37
Spain	568	570	-
Neue Märkte	3.134	3.848	-19

Climate & Renewables konnte den Umsatz um 31 Prozent steigern. Wesentliche Gründe waren der erhebliche Zuwachs der Erzeugungskapazitäten – insbesondere in den USA – und die im Berichtszeitraum vollständig in Betrieb befindlichen Anlagen in Italien. Dagegen führten niedrigere Preise insbesondere in Europa zu einer Umsatzminderung.

Gründe für das Umsatzwachstum um 40 Prozent bei der Market Unit Russia waren die nachfragebedingt höheren Preise auf dem liberalisierten Markt. Dies ist im Wesentlichen durch die einsetzende wirtschaftliche Erholung und extrem niedrigere Temperaturen im ersten Quartal 2010 bedingt. Zusätzlich hatten die höheren Erzeugungsmengen im Kraftwerk Surgutskaya einen positiven Einfluss auf den Umsatz. Die Aufwertung des Rubels wirkte sich ebenfalls positiv aus.

Der Umsatzrückgang bei der Market Unit Italy resultierte insbesondere aus geringeren Absatzmengen an Energy Trading. Darüber hinaus enthielt das erste Halbjahr 2009 einen Beitrag von 137 Mio € aus Erzeugungskapazitäten, die Ende Juni 2009 an A2A verkauft wurden.

Bei der Market Unit Spain lag der Umsatz auf dem Niveau des Vorjahres.

Corporate Center

Der im Segment Corporate Center ausgewiesene Wert spiegelt insbesondere die konzerninterne Eliminierung der Umsätze der europäischen Market Units mit Energy Trading wider.

Entwicklung weiterer wesentlicher Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung

Die anderen aktivierten Eigenleistungen erhöhten sich um 38 Prozent beziehungsweise 71 Mio € auf 257 Mio € (Vorjahr: 186 Mio €).

Die sonstigen betrieblichen Erträge sind um 41 Prozent auf 8.567 Mio € (Vorjahr: 14.522 Mio €) gesunken. Gründe waren insbesondere geringere Erträge aus Währungskursdifferenzen von 3.610 Mio € (5.987 Mio €) und aus derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 3.364 Mio € (6.296 Mio €). Im Vorjahr ergaben sich wesentliche Auswirkungen bei den derivativen Finanzinstrumenten aus den Commodity-Derivaten. Diese betreffen im Wesentlichen die Kohle-, Öl- und Gaspositionen. Kompensierende Effekte fielen dagegen in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen an. Die Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren, Sachanlagen und Beteiligungen – vor allem durch die Abgabe von Stromkapazitäten und die Veräußerung des Höchstspannungsnetzes (transpower) im Rahmen unserer Verpflichtungszusage an die EU-Kommission – betragen 1.054 Mio € (1.698 Mio €). In den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen sind vor allem Auflösungen von Wertbeteiligungen, Miet- und Pachterträge, Schrott- und Materialverkäufe sowie vereinnahmte Schadenersatzleistungen enthalten.

Beim Materialaufwand verzeichneten wir einen Anstieg um 1.825 Mio € auf 33.532 Mio € (Vorjahr: 31.707 Mio €). Ursache hierfür war insbesondere das gestiegene Geschäftsvolumen im ersten Halbjahr 2010 im Vergleich zum Vorjahr.

Der Personalaufwand erhöhte sich im ersten Halbjahr 2010 um 68 Mio € auf 2.603 Mio €.

Die Abschreibungen lagen mit 1.797 Mio € 5 Prozent über dem Vorjahreswert von 1.716 Mio €. Gründe hierfür waren vor allem höhere Abschreibungen von immateriellen Vermögenswerten. Im Zuge des Anteilserwerbs am russischen Gasfeld Yushno Russkoje wurden im Rahmen der Kaufpreisverteilung innerhalb der Projektgesellschaft ZAO Gazprom YRGM Development vorteilhafte Gaslieferverträge als immaterielle Vermögensgegenstände aktiviert. Der aktivierte Einkaufsvorteil wird analog zur Gasförderung abgeschrieben.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen verringerten sich um 43 Prozent beziehungsweise 5.906 Mio € auf 7.768 Mio € (Vorjahr: 13.674 Mio €). Dies ist im Wesentlichen auf geringere Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen von 3.420 Mio € (6.135 Mio €) und geringere Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten von 2.207 Mio € (4.572 Mio €) zurückzuführen.

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen lag bei 343 Mio €, verglichen mit 594 Mio € im ersten Halbjahr 2009. Dies ist vor allem auf das entfallene Ergebnis der Thüga-Beteiligungen zurückzuführen, die im vierten Quartal 2009 verkauft wurden.

16 Zwischenlagebericht

Entwicklung des Adjusted EBIT

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Adjusted EBIT, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen sowie weitere nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter (siehe auch Erläuterungen in Textziffer 13 des Anhangs).

Im ersten Halbjahr 2010 konnten wir das Adjusted EBIT trotz der Ergebnisbelastungen aus der Abgabe von Stromkapazitäten und des Verkaufs des Höchstspannungsnetzes sowie der Thüga-Beteiligungen um 591 Mio € gegenüber dem Vorjahreswert steigern. Die wesentlichen Gründe waren

- gestiegene Absatzmengen, erfolgreiche Preisverhandlungen und die Einbeziehung von Yushno Russkoje bei Pan-European Gas,
- verbesserte Margen im Endkundengeschäft, niedrige Temperaturen im ersten Quartal und operative Verbesserungen bei UK,
- gestiegene Absatzmengen und höhere Tarife bei Nordic,
- verbesserte Margen bei Energy Trading und
- gesteigerte Erzeugungskapazitäten bei Climate & Renewables sowie höhere Margen bei Russia und Spain.

Adjusted EBIT			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	2.493	2.795	-11
Pan-European Gas	1.257	1.073	+17
UK	663	238	+179
Nordic	474	341	+39
Energy Trading	826	520	+59
Neue Märkte	429	538	-20
Corporate Center	-66	-20	-
Summe	6.076	5.485	+11

Central Europe

Das Adjusted EBIT der Market Unit Central Europe lag um 302 Mio € unter dem Vorjahreswert.

Central Europe				
1. Halbjahr in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Zentraleuropa West	2.680	3.212	2.128	2.674
Reguliert	1.069	874	766	557
Unreguliert	1.611	2.338	1.362	2.117
Zentraleuropa Ost	547	337	407	210
Sonstiges/Konsolidierung	27	10	-42	-89
Summe	3.254	3.559	2.493	2.795

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Reguliert belastete die Abgabe des Höchstspannungsnetzes Ende Februar 2010 das Ergebnis. Insbesondere durch regulierungsbedingt höhere Entgelte sowohl im Strom- als auch Gasnetz wurde dies mehr als kompensiert. Das Adjusted EBIT stieg um 209 Mio € über den Vorjahreswert von 557 Mio €.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Unreguliert nahm das Ergebnis um 755 Mio € gegenüber dem Vorjahr ab. Entfallene Ergebnisbeiträge unter anderem aus dem Abgang von Stromkapazitäten und eine rückläufige Marge im Gasgeschäft konnten durch Effizienzsteigerungen und die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke nicht ausgeglichen werden.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfelds Zentraleuropa Ost lag um 197 Mio € über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg resultierte aus einem positiven energiewirtschaftlichen Ergebnis, vor allem in Ungarn, der Erstkonsolidierung von Gasgesellschaften, niedrigeren konjunkturbedingten Belastungen sowie positiven Wechselkurseffekten.

Der Anstieg des Adjusted EBIT des Geschäftsfelds Sonstiges/Konsolidierung auf -42 Mio € lag im Wesentlichen an Ergebnisbelastungen in der Vorjahresperiode im Zusammenhang mit der Wirtschafts- und Finanzkrise.

Pan-European Gas

Das Adjusted EBIT von Pan-European Gas lag mit 1.257 Mio € um 184 Mio € beziehungsweise 17 Prozent über dem Vorjahreswert.

Pan-European Gas				
1. Halbjahr in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	386	529	317	455
Unreguliertes Geschäft	1.123	576	932	440
Sonstiges/Konsolidierung	7	198	8	178
Summe	1.516	1.303	1.257	1.073

Im regulierten Geschäft sank das Adjusted EBIT um 138 Mio € beziehungsweise 30 Prozent auf 317 Mio €. Im Transportgeschäft wirkten sich die seit dem 1. Oktober 2009 angesetzten kostenbasierten Entgelte sowie geringere Beteiligungserträge aus assoziierten Unternehmen ergebnisbelastend aus. Der Ergebnisbeitrag von E.ON Ruhrgas International verzeichnete einen leichten Anstieg, insbesondere durch E.ON Földgáz Trade. Im Vorjahr konnte die Zunahme der Bezugskosten durch gestiegene Ölpreise und die Schwäche des ungarischen Forints nicht vollständig an den Absatzmarkt weitergegeben werden. Ferner führten im Jahr 2010 regulierungsbedingte Ausgleichszahlungen für vorangegangene Verluste zu positiven Ergebniseffekten. Dagegen wirkte sich bei E.ON Ruhrgas International ein verringertes Beteiligungsergebnis aus assoziierten Unternehmen negativ aus.

Das Adjusted EBIT des unregulierten Geschäfts verbesserte sich um 492 Mio €. Zu der Steigerung trugen sowohl das Gas-handelsgeschäft der E.ON Ruhrgas AG als auch der Upstream-Bereich bei. Die Entwicklung des Gashandelsgeschäfts der E.ON Ruhrgas AG war vor allem auf den höheren Gasabsatz und positive Ergebnisse aus den letztjährigen Preisverhandlungen zurückzuführen. Die Dividende aus der Gazprom-Beteiligung war zudem im Vergleich zum Vorjahr höher. Die positive Entwicklung im Upstream-Geschäft war bedingt durch die erstmalige Einbeziehung des Gasfelds Yushno Russkoje und gestiegene Ölpreise.

Unter Sonstiges/Konsolidierung wurde im Vorjahr noch der Ergebnisbeitrag der Ende 2009 verkauften Thüga ausgewiesen.

UK

Das Adjusted EBIT von UK nahm um 425 Mio € zu.

UK				
1. Halbjahr in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	286	264	222	203
Unreguliertes Geschäft	635	216	483	53
Sonstiges/Konsolidierung	-39	-14	-42	-18
Summe	882	466	663	238
in Mio £				
Reguliertes Geschäft	248	236	194	181
Unreguliertes Geschäft	552	193	420	47
Sonstiges/Konsolidierung	-32	-12	-37	-15
Summe	768	417	577	213

Das Ergebnis im regulierten Geschäft stieg wegen höherer Absatzmengen und Preise um 19 Mio €.

Für den Ergebnisanstieg von 430 Mio € im unregulierten Geschäft waren insbesondere die deutlich verbesserten Margen im Endkundengeschäft im Vergleich zu den ungewöhnlich niedrigen Margen im ersten Halbjahr des Vorjahres, operative Verbesserungen und die niedrigen Temperaturen verantwortlich. Diese Ergebnisentwicklung wird sich erwartungsgemäß aufgrund steigender Großhandelspreise und der im ersten Quartal reduzierten Preise für die Kunden von UK im Jahresverlauf in dieser Form nicht fortsetzen.

Nordic

Bei der Market Unit Nordic stieg das Adjusted EBIT in der Berichtswährung um 133 Mio € beziehungsweise 39 Prozent. In lokaler Währung erhöhte sich das Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr um 25 Prozent.

Nordic				
1. Halbjahr in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Reguliertes Geschäft	230	176	166	121
Unreguliertes Geschäft	404	303	296	226
Sonstiges/Konsolidierung	26	8	12	-6
Summe	660	487	474	341
in Mio SEK				
Reguliertes Geschäft	2.249	1.914	1.626	1.315
Unreguliertes Geschäft	3.951	3.288	2.899	2.458
Sonstiges/Konsolidierung	260	87	112	-69
Summe	6.460	5.289	4.637	3.704

Im regulierten Geschäft nahm das Adjusted EBIT um 45 Mio € beziehungsweise 37 Prozent zu. Ursache hierfür waren vor allem witterungsbedingt gestiegene Absatzmengen und höhere Tarife. Die Tarife in der Stromverteilung wurden zum 1. Januar angepasst, um die gestiegenen Kosten anderer Netzbetreiber (insbesondere von Svenska Kraftnät) sowie die hohen Investitionen in die Versorgungssicherheit zu decken. Zusätzlich wirkten sich positive Währungsumrechnungseffekte aus.

Das Adjusted EBIT im unregulierten Geschäft konnte im Vergleich zum Vorjahreszeitraum aufgrund größerer Erzeugungsmengen sowie höherer marktbasierter Transferpreise und Absatzmengen aus Wasserkraft um 70 Mio € beziehungsweise 31 Prozent gesteigert werden.

18 Zwischenlagebericht

Energy Trading

Das Adjusted EBIT der Market Unit Energy Trading lag bei insgesamt 826 Mio €. Auf den Optimierungsbereich, der im Wesentlichen der Risikobegrenzung und der Optimierung von Erzeugung und Produktion im E.ON-Konzern dient, entfielen aufgrund höherer Margen im Strom- und Gasbereich 891 Mio €. Der Eigenhandel wurde von einer volatilen und schwierigen Entwicklung des Marktes negativ beeinflusst und wies einen Verlust von 65 Mio € aus.

Energy Trading				
1. Halbjahr in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Eigenhandel	-64	75	-65	75
Optimierung	894	450	891	445
Summe	830	525	826	520

Neue Märkte

Das Adjusted EBIT im Segment Neue Märkte sank um 20 Prozent auf 429 Mio €.

Neue Märkte				
1. Halbjahr in Mio €	Adjusted EBITDA		Adjusted EBIT	
	2010	2009	2010	2009
Climate & Renewables	209	122	112	52
Russia	172	87	118	34
<i>in Mio RUB</i>	<i>6.842</i>	<i>3.833</i>	<i>4.706</i>	<i>1.511</i>
Italy	239	524	121	394
Spain	135	104	78	58
Summe	755	837	429	538

Die Market Unit Climate & Renewables konnte das Adjusted EBIT im Wesentlichen durch den erheblichen Anstieg der Erzeugungskapazitäten erhöhen.

Bei Russia stieg das Adjusted EBIT im Berichtszeitraum insbesondere durch eine verbesserte Strommarge um 84 Mio €.

Das Adjusted EBIT von Italy betrug 121 Mio €. Ursache für den Rückgang ist vor allem ein Einmaleffekt aus Vertragsneuverhandlungen im Strombereich, der im Vorjahr enthalten war, und die Abgabe von Kraftwerkskapazitäten an A2A Ende Juni 2009.

Das Adjusted EBIT der Market Unit Spain von insgesamt 78 Mio € entfällt mit 41 Mio € auf den Erzeugungsbereich und mit 34 Mio € auf das Verteilnetzgeschäft. In beiden Geschäftsbereichen waren verbesserte Margen die wesentlichen Einflussfaktoren.

Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG und das entsprechende Ergebnis je Aktie lagen mit 3,9 Mrd € beziehungsweise 2,05 € jeweils 9 Prozent unter den Vorjahreswerten von 4,3 Mrd € und 2,26 €.

Konzernüberschuss			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Adjusted EBIT	6.076	5.485	+11
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.171	-1.025	-
Netto-Buchgewinne	721	750	-
Restrukturierung/ Kostenmanagement	-233	-172	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	1.380	994	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	6.773	6.032	+12
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.846	-1.493	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	4.927	4.539	+9
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-758	-46	-
Konzernüberschuss	4.169	4.493	-7
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	<i>3.911</i>	<i>4.307</i>	<i>-9</i>
<i>Minderheitsanteile</i>	<i>258</i>	<i>186</i>	<i>+39</i>

Das wirtschaftliche Zinsergebnis ging gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 146 Mio € auf -1,2 Mrd € zurück. Wesentlicher Grund ist ein höherer Zinsaufwand aus Rückstellungen.

Wirtschaftliches Zinsergebnis		
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-1.136	-1.072
Neutraler Zinsaufwand (+)/Zinsertrag (-)	-35	47
Summe	-1.171	-1.025

Im ersten Halbjahr 2010 lagen die Netto-Buchgewinne um 29 Mio € unter dem Vorjahresniveau. Dies ist auf die Abgabe von Stromkapazitäten im Rahmen der Verpflichtungszusage gegenüber der EU-Kommission zurückzuführen. Die hieraus resultierenden Buchgewinne waren im ersten Halbjahr 2009 höher als im Jahr 2010. Im Berichtszeitraum 2010 ist darüber hinaus der Wert aus der Veräußerung des Höchstspannungsnetzes (transpower) enthalten.

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Berichtszeitraum im Vergleich zum Vorjahr um rund 61 Mio € gestiegen. Die Aufwendungen entfielen hierbei wie im Vorjahr im Wesentlichen auf Strukturmaßnahmen bei deutschen Regionalversorgern und auf Kosten in Verbindung mit der fortgeführten Umsetzung der im Jahr 2008 beschlossenen Konzernorganisationsstruktur. Im ersten Halbjahr 2010 fielen darüber hinaus höhere Kosten im Rahmen unseres Projekts PerformtoWin als im Vorjahr an.

Das sonstige nicht operative Ergebnis war vor allem durch die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten geprägt, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird. Zum 30. Juni 2010 resultierte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ein positiver Effekt von rund 1,4 Mrd € gegenüber etwa 1,2 Mrd € im Vorjahr. Im ersten Halbjahr 2010 fielen darüber hinaus geringere Abschreibungen auf Wertpapiere an als im Vorjahreszeitraum.

Im ersten Halbjahr 2010 wird für die fortgeführten Aktivitäten ein Steueraufwand von 1,8 Mrd € ausgewiesen. Die effektive Steuerquote beträgt 27 Prozent gegenüber 25 Prozent im Vorjahr.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthält nach dem erfolgreichen Abschluss der Verkaufsverhandlungen im Wesentlichen das Ergebnis der Market Unit US-Midwest, das gemäß IFRS in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen wird (siehe Erläuterungen in Textziffer 5 des Anhangs). Der hohe negative Wert resultiert aus einer Wertberichtigung auf den in der Market Unit US-Midwest bilanzierten Goodwill in Höhe von etwa 0,9 Mrd €, die im Rahmen der Veräußerung des US-Strom- und -Gasgeschäfts vorgenommen werden musste.

Bereinigter Konzernüberschuss

Der Konzernüberschuss wird neben der operativen Geschäftsentwicklung durch Sondereinflüsse wie zum Beispiel die Marktbewertung von Derivaten geprägt. Mit dem bereinigten 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 Minderheitsanteilen). Darüber hinaus werden die Ergebnisse aus nicht fortgeführten Aktivitäten und aus der Erstanwendung neuer IFRS-Vorschriften nach Steuereffekten und Minderheitsanteilen sowie außergewöhnliche Steuereffekte beim bereinigten Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Bereinigter Konzernüberschuss			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	3.911	4.307	-9
Netto-Buchgewinne	-721	-750	-
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	233	172	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-1.380	-994	-
Steuern und Minderheitsanteile auf das neutrale Ergebnis	471	539	-
Außergewöhnliche Steuereffekte	-17	-20	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	758	47	-
Summe	3.255	3.301	-1

20 Zwischenlagebericht

Finanzlage

Entwicklung der ausgabewirksamen und ökonomischen Investitionen

Im ersten Halbjahr 2010 haben sich die ausgabewirksamen Investitionen auf 3,7 Mrd € verringert. Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen rund 3,4 Mrd € (Vorjahr: 3,6 Mrd €). Die Investitionen in Beteiligungen betrugen 263 Mio € gegenüber 464 Mio € im Vorjahr.

Ausgabewirksame Investitionen			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/- %
Central Europe	1.463	1.339	+9
Pan-European Gas	468	903	-48
UK	429	413	+4
Nordic	293	660	-56
Energy Trading	5	13	-62
Neue Märkte	963	958	+1
Corporate Center	48	-208	-
Summe	3.669	4.078	-10

Zur Ermittlung der ökonomischen Investitionen werden zu den ausgabewirksamen Investitionen übernommene Schulden und Werte aus dem Tausch von Vermögenswerten addiert.

Ökonomische Investitionen		
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009
Ausgabewirksame Investitionen	3.669	4.078
Übernommene Schulden	-	-
Tausch von Vermögenswerten	149	3
Summe	3.818	4.081

Im ersten Halbjahr 2010 investierte die Market Unit Central Europe 124 Mio € mehr als im Vorjahreszeitraum. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte nahmen um 72 Mio € auf 1.352 Mio € zu. Auf die Stromerzeugung entfielen 917 Mio €. Die Steigerung von 162 Mio € resultierte vor allem aus höheren Auszahlungen für die Kraftwerksneubauten Malzenice, Gönyü und Maasvlakte. Im Bereich Netz lagen die Investitionen dagegen mit 335 Mio € im Wesentlichen als Konsequenz der Abgabe des Höchstspannungsnetzes um 100 Mio € unter dem Vorjahreswert. Im Jahr 2009 waren noch ganzjährig Investitionen in diese Spannungsebene, insbesondere in die Netzanbindung von Offshore-Windparks, enthalten. Die Beteiligungsinvestitionen lagen mit 111 Mio € um 52 Mio € über dem Vergleichswert.

Die Investitionen der Market Unit Pan-European Gas betrugen 468 Mio €. Hiervon entfielen 407 Mio € (Vorjahr: 564 Mio €) auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um Investitionen im Explorationsbereich und in die gaswirtschaftliche Infrastruktur. Die Investitionen in Beteiligungen reduzierten sich auf 61 Mio € (339 Mio €).

Die Market Unit UK investierte in den ersten sechs Monaten 2010 rund 429 Mio € (Vorjahr: 413 Mio €) in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte. Die Ausgaben betrafen im Wesentlichen den Kraftwerkspark, einschließlich des Baus des Gaskraftwerks Grain, und Investitionen in das Netzgeschäft.

Nordic investierte insgesamt 367 Mio € weniger als im Vorjahr. In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte wurden 290 Mio € (Vorjahr: 370 Mio €) zur Instandhaltung und zum Ausbau der Kraftwerke sowie zur Verbesserung und zum Ausbau des Verteilnetzes investiert. Die Beteiligungsinvestitionen betrugen 3 Mio € (290 Mio €). Der hohe Vorjahreswert beinhaltet eine Ausgleichszahlung an Statkraft.

Im Segment Neue Märkte wurden 963 Mio € (Vorjahr: 958 Mio €) investiert. Bei Climate & Renewables lagen die Investitionen mit 491 Mio € unter dem Vorjahresniveau von 562 Mio €. Der Rückgang war durch Effekte im Zusammenhang mit hohen Auszahlungen in große Windkraftprojekte in den USA im ersten Quartal 2009 bedingt. Die Market Unit Russia investierte 252 Mio € (170 Mio €), insbesondere im Rahmen des Neubauprogramms. Die Investitionen bei Italy von 51 Mio € (91 Mio €) entfielen hauptsächlich auf die Sanierung des Wasserkraftwerks Terni und das Verteilnetz. Bei Spain lagen die Investitionen bei 169 Mio € (135 Mio €) und betrafen im Wesentlichen Auszahlungen für das Gaskraftwerk Algeciras.

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 lag mit 5,6 Mrd € um 30 Prozent über dem Vorjahreswert von 4,3 Mrd €. Wesentliche Gründe hierfür waren insbesondere der starke Anstieg des Adjusted EBITDA sowie positive Effekte im Working Capital der Market Units Central Europe und Energy Trading. Zudem enthielt das Adjusted EBITDA des Vorjahres einige zahlungsunwirksame Einmal-effekte, wie zum Beispiel die Neuverhandlung der Stromlieferverträge in Italien. Gegenläufig wirkten sich vor allem Effekte aus der Speicherbeschäftigung im Gasbereich, geringere Verkäufe von CO₂-Zertifikaten und höhere Zinszahlungen im Rahmen der Finanzierung unseres Investitionsprogramms aus.

Kapitalflussrechnung (Auszug)			
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009	+/-
Operativer Cashflow ¹⁾	5.595	4.297	+1.298
Cashflow aus der Investitions- tätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-2.690	-2.778	+88
<i>Instandhaltungsinvestitionen</i>	-381	-434	+53
<i>Wachstums- und Ersatz-</i> <i>investitionen, Akquisitionen/</i> <i>Sonstiges</i>	-3.288	-3.644	+356
<i>Cashwirksame Effekte aus</i> <i>Desinvestments</i>	1.121	1.068	+53
Cashflow aus der Finanzierungs- tätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-5.733	-1.223	-4.510

1) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten betrug im ersten Halbjahr 2010 -2,7 Mrd € (Vorjahr: -2,8 Mrd €). Geringere Investitionen in Sachanlagen und Beteiligungen hatten im Vergleich zum Vorjahr einen positiven Effekt. Gegenläufig wirkte sich die höhere Mittelbindung bei verfügbarsbeschränkten Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten aus.

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten in Höhe von -5,7 Mrd € (Vorjahr: -1,2 Mrd €) wurde in den ersten sechs Monaten 2010 vor allem durch die Rückzahlung von Finanzverbindlichkeiten und die Auszahlung an Minderheitsgesellschafter geprägt. Die Netto-Einzahlungen aus Finanzverbindlichkeiten wirkten sich im Vorjahr hingegen leicht positiv aus.

Im Vergleich zum 31. Dezember 2009 (-44.665 Mio €) stieg unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung um 2.744 Mio € auf -47.409 Mio €. Wesentliche Gründe für die Veränderung der wirtschaftlichen Netto-Verschuldung waren negative Währungsumrechnungseffekte, die hohen Sachanlageinvestitionen und die Dividendenzahlung der E.ON AG. Dagegen wirkte sich der starke operative Cashflow positiv aus.

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 €	30.6.2010	31.12.2009
Liquide Mittel	3.411	6.116
Langfristige Wertpapiere	3.787	3.670
Liquide Mittel und langfristige Wertpapiere	7.198	9.786
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und Dritten	-35.104	-35.579
Finanzverbindlichkeiten aus Beteiligungsverhältnissen	-2.374	-2.198
Finanzverbindlichkeiten	-37.478	-37.777
Netto-Finanzposition	-30.280	-27.991
Marktwerte (netto) der Währungsderivate aus Finanztransaktionen ¹⁾	-32	-6
Pensionsrückstellungen	-3.254	-2.884
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen	-15.225	-15.050
Abzüglich Vorausleistungen an den schwedischen Nuklearfonds	1.382	1.266
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung	-47.409	-44.665

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

Im ersten Halbjahr 2010 hat E.ON keine neuen Anleihen begeben.

E.ONs Kreditwürdigkeit wird von Standard & Poor's (S&P) und von Moody's mit einem Langfrist-Rating von A beziehungsweise von A2 bewertet. Das Kurzfrist-Rating ist A-1 (S&P) und P-1 (Moody's). Die Bonitätsbeurteilungen beider Ratingagenturen entsprechen dem von E.ON angestrebten Ratingziel. In Veröffentlichungen im April 2010 von Moody's und im Mai 2010 von S&P wurden das Langfrist- und Kurzfrist-Rating für E.ON von beiden Ratingagenturen mit stabilem Ausblick bestätigt.

22 Zwischenlagebericht

Vermögenslage

Im Vergleich zum Vorjahresende verminderten sich die langfristigen Vermögenswerte zum 30. Juni 2010 um 2 Prozent vor allem durch die Umgliederung der Vermögenswerte der Market Unit US-Midwest in die nicht fortgeführten Aktivitäten. Dieser Effekt wurde zum Teil durch Investitionen in Sachanlagen kompensiert.

Die kurzfristigen Vermögenswerte nahmen um 9 Prozent zu. Grund hierfür war im Vergleich zum 31. Dezember 2009 insbesondere die Umgliederung der langfristigen Vermögenswerte von US-Midwest in die nicht fortgeführten Aktivitäten. Darüber hinaus erhöhten sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Dagegen verminderten sich die Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten.

Mit 29 Prozent lag die Eigenkapitalquote auf dem Niveau von Ende Dezember 2009.

Die langfristigen Schulden stiegen um rund 1,4 Mrd € beziehungsweise 2 Prozent auf rund 72 Mrd €. Dazu trugen vor allem latente Steuern und Zuführungen zu den langfristigen Rückstellungen bei.

Die kurzfristigen Schulden nahmen um 3 Prozent gegenüber dem Jahresende 2009 ab. Ursache hierfür war im Wesentlichen der Rückgang von derivativen Verbindlichkeiten.

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

- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 41 Prozent durch Eigenkapital gedeckt (31. Dezember 2009: 39 Prozent).
- Das langfristig gebundene Vermögen war zu 106 Prozent (31. Dezember 2009: 102 Prozent) durch langfristiges Kapital finanziert.

Weitere Erläuterungen zur Vermögenslage befinden sich in den Textziffern 3 und 5 des Anhangs.

Konzernbilanzstruktur				
in Mio €	30.6.2010	%	31.12.2009	%
Langfristige Vermögenswerte	110.759	72	113.046	74
Kurzfristige Vermögenswerte	43.275	28	39.568	26
Aktiva	154.034	100	152.614	100
Eigenkapital	45.242	29	43.986	29
Langfristige Schulden	72.182	47	70.775	46
Kurzfristige Schulden	36.610	24	37.853	25
Passiva	154.034	100	152.614	100

Mitarbeiter

Am 30. Juni 2010 waren im E.ON-Konzern weltweit 86.352 Mitarbeiter beschäftigt. Die Zahl der Beschäftigten ist damit im Vergleich zum Jahresende 2009 leicht um 1 Prozent angestiegen. Hinzu kommen 1.957 Auszubildende sowie 309 Vorstände und Geschäftsführer.

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter ist seit dem Vorjahresende nahezu konstant geblieben. Zum Ende des zweiten Quartals waren insgesamt 50.997 Mitarbeiter (59 Prozent) im Ausland tätig.

In der Market Unit Central Europe führten Erstkonsolidierungen im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost zu einem Anstieg der Mitarbeiterzahl. Demgegenüber verursachte die Abgabe des Höchstspannungsnetzes einen Personalarückgang im Inland.

In der Market Unit UK führte im Wesentlichen eine Desinvestition im Bereich Energy Services zu einer Verringerung der Mitarbeiterzahl um rund 3 Prozent.

Der Personalzuwachs in der Market Unit Nordic um fast 3 Prozent ist auf saisonal bedingte, befristete Einstellungen in den Sommermonaten zurückzuführen.

Mitarbeiter ¹⁾			
	30.6.2010	31.12.2009	+/- %
Central Europe	49.310	48.126	+2
Pan-European Gas	3.176	3.143	+1
UK	15.627	16.098	-3
Nordic	5.734	5.570	+3
Energy Trading	1.090	1.075	+1
Neue Märkte	8.364	7.976	+5
Corporate Center ²⁾	3.051	3.120	-2
Summe	86.352	85.108	+1
Nicht fortgeführte Aktivitäten ³⁾	3.141	3.119	+1

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende
 2) einschließlich E.ON IT
 3) Market Unit US-Midwest

Der Anstieg der Beschäftigten im Segment Neue Märkte um 5 Prozent ist im Wesentlichen durch die Erstkonsolidierung einer Gasgesellschaft in der Market Unit Spain begründet.

Risikolage

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

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Market Units bewegen, ist durch allgemeine Risiken der Konjunktur gekennzeichnet. In Verbindung mit der gegenwärtigen Wirtschaftskrise ergeben sich für E.ON somit Risiken aus Nachfragerückgängen im Wesentlichen bei industriellen beziehungsweise gewerblichen Kunden, die zunehmend ihre Produktion reduziert haben und unter Umständen weiter kürzen werden. Dadurch könnten möglicherweise schon eingedeckte Mengen nicht abgesetzt werden. 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. E.ON Ruhrgas sieht sich im Gasbereich ebenfalls einem zunehmenden Wettbewerbsdruck ausgesetzt. Aus dem zunehmenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und der Gasbörse könnten eventuell Risiken für Mengen aus Langfristverträgen mit Take-or-pay-Verpflichtungen resultieren. Darüber hinaus ergeben sich Preisrisiken, da die Gasbezugspreise überwiegend an den Ölpreis gekoppelt sind, während die Verkaufspreise sich zunehmend am Spotmarkt orientieren. Insgesamt unterliegen die Verträge zwischen Produzenten und Importeuren grundsätzlich Anpassungen an aktuelle Marktgegebenheiten.

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 Market Unit Nordic 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.

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 konzernweit bindenden Richtlinien und einem unternehmensweiten Berichtssystem – die Verwendung

quantitativer Kennziffern sowie die Limitierung von Risiken und die Funktionstrennung von Bereichen. Darüber hinaus setzen wir im Markt übliche derivative Instrumente ein. Diese Instrumente werden mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden kontrahiert, deren Bonität wir laufend überwachen. Der Eigenhandel im Commodity-Bereich findet im Rahmen detailliert festgelegter Richtlinien und innerhalb eng definierter Grenzen statt.

Die Steuerung der Zins- und Währungsrisiken erfolgt ebenfalls auf Basis eines systematischen Risikomanagements. Aus dem operativen Geschäft beziehungsweise dem Einsatz derivativer Finanzinstrumente ergeben sich für E.ON zudem Kreditrisiken. Auf Basis des konzernweiten Kreditrisikomanagements erfolgt eine systematische Überwachung der Geschäftspartner-Bonität sowie ein regelmäßiges Monitoring des Kreditrisikos. Darüber hinaus ergeben sich Kursänderungsrisiken aus kurz- und langfristigen Kapitalanlagen, die durch das Assetmanagement der E.ON AG gesteuert werden.

Aus der Verpflichtung zur liquiden Unterlegung von negativen Marktpreisbewertungen derivativer Finanzinstrumente können sich für E.ON Liquiditätsrisiken ergeben.

Ein weiteres Risiko könnte sich aus der von der Europäischen Kommission geplanten Regulierung von Derivaten ergeben, die OTC gehandelt werden. Es wird derzeit diskutiert, auch für den Energiehandel ein obligatorisches Clearing der Handelsgeschäfte einzuführen, wenn ein bestimmter Schwellenwert überschritten wird. Dies würde die Sicherheiten erhöhen, die für die Handelsgeschäfte hinterlegt werden müssten, und kann sich negativ auf unsere wirtschaftliche Netto-Verschuldung auswirken. Mit einem Entwurf der Europäischen Kommission wird nicht vor Ende September 2010 gerechnet, sodass eine endgültige Entscheidung erst im Jahr 2011 erwartet wird.

Das derzeitige Finanzmarktumfeld hat auch Einfluss auf E.ON. Zum einen können sich konjunkturbedingte Produktionsausfälle infolge der Finanzmarkt- und Wirtschaftskrise trotz des wenig zyklischen Charakters der Energiebranche langfristig negativ auf unser Geschäft auswirken. Daneben können fallende Bewertungen und die erhöhte Volatilität zu Abschreibungen auf Finanzanlagevermögen führen. Weiterhin können Zahlungsausfälle von Geschäftspartnern und Endkunden zu erhöhten Kreditausfallrisiken führen, denen wir insbesondere im Hinblick auf Finanzinstitute durch ein verstärktes Risikomanagement begegnen.

Bisher hat E.ON als Schuldner mit sehr guter Bonität keine Probleme bei der Verfügbarkeit von Fremdmitteln. Die Überwachung und Steuerung von Liquiditätsrisiken erfolgt im Rahmen kurz- und langfristiger Finanzplanungen.

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,

24 Zwischenlagebericht

die unser Energiegeschäft unter annehmbaren Bedingungen sinnvoll ergänzen. Möglichen Risiken in Verbindung mit Akquisitionen und Investitionen begegnen wir mit umfangreichen präventiven Maßnahmen. Diese beinhalten soweit möglich – neben den zugrunde liegenden Richtlinien und Handbüchern – unter anderem umfassende Due-Diligence-Prüfungen und die rechtliche Absicherung im Rahmen von Verträgen sowie ein mehrstufiges Genehmigungsverfahren und ein Beteiligungs- beziehungsweise Projektcontrolling. Nachgelagerte umfangreiche Integrationsprojekte tragen darüber hinaus zu einer erfolgreichen Integration bei. Bei geplanten Desinvestitionen besteht für E.ON das nicht bewertbare 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 immer bewertbar. Das Nichteintreten oder eine signifikante zeitliche Verzögerung bei geplanten Desinvestitionen durch E.ON würde die geplante Entwicklung des Debt Factors negativ beeinflussen.

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Im Hinblick auf unsere deutschen und internationalen Aktivitäten existiert das Risiko eines Stromausfalls sowie einer Abschaltung von Kraftwerken infolge unvorhergesehener Betriebsstörungen oder sonstiger Probleme, die unter anderem auch auf extreme Wetterverhältnisse zurückgeführt werden können. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen.

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

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. 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 im Sonderkundensegment mit ein. Zwischenzeitlich ist im Juli 2010 gegen die EWE AG ein Urteil des BGH über die Wirksamkeit von Gaspreisanpassungen und die Rechtswirkungen vorbehalter Zahlung ergangen. Die möglichen Auswirkungen dieses Urteils auf die Gesellschaften des E.ON-Konzerns können derzeit noch nicht abschließend beurteilt werden.

Die Europäische Kommission hat 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 haben im September 2009 gegen diese Bußgeldentscheidung Nichtigkeitsklage beim Europäischen Gericht Erster Instanz erhoben. Die Klageerhebung hat keine aufschiebende Wirkung. Das Bußgeld wurde fristgemäß im Oktober 2009 gezahlt. Folgeverfahren können nicht ausgeschlossen werden.

E.ON errichtet derzeit in Datteln ein Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Nettoleistung von ca. 1.055 MW. Mit Urteil vom 3. September 2009 hat das Oberverwaltungsgericht Münster den Bebauungsplan der Stadt Datteln (Nr. 105 E.ON Kraftwerk) für unwirksam erklärt. Das Oberverwaltungsgericht rügt neben Abwägungsfehlern insbesondere, dass der Bebauungsplan verbindliche Vorgaben des Landesentwicklungsplans und des Landesentwicklungsprogramms Nordrhein-Westfalen nicht hinreichend berücksichtigt habe. Das Bundesverwaltungsgericht Leipzig hat die Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts Münster am 16. März bestätigt, sodass die Entscheidung des OVG nun rechtskräftig ist. Der Rat der Stadt Datteln hat am 17. März 2010 einen Einleitungsbeschluss für ein neues Bebauungsplanverfahren im Zusammenhang mit dem Steinkohlekraftwerk in Datteln gefasst. Im Dezember 2009 hatte die Landespolitik den Vorrang heimischer Energieträger bei der Energieerzeugung in NRW aus dem Landesentwicklungsprogramm gestrichen. Kurz darauf hat das nordrhein-westfälische Landeskabinett Anfang Februar 2010 das Vorziehen des Energiekapitels aus dem neuen Landesentwicklungsplan (LEP) auf den Weg gebracht. Diese Maßnahmen sollen generell mehr Planungssicherheit für Kraftwerksprojekte in Nordrhein-Westfalen auch für das Steinkohlekraftwerk in Datteln – schaffen. Für den Fall, dass die neue Minderheitsregierung Nordrhein-Westfalens von SPD und Bündnis 90/Die Grünen diese Maßnahmen nicht weiterverfolgt, kann dennoch der Planungsprozess auf Basis des LEP 1995 gegebenenfalls mit der Durchführung von Zielabweichungsverfahren fortgesetzt werden. Vor diesem Hintergrund kann gleichwohl nicht ausgeschlossen werden, dass die Inbetriebnahme des Kraftwerks Datteln erst zu einem späteren (voraussichtlich 2012) als dem ursprünglich vorgesehenen Zeitpunkt erfolgen kann. Derartige Risiken können sich im Grundsatz auch bei anderen

Neubauvorhaben im Strom- und Gasbereich ergeben. Durch eine entsprechende Verfahrensbetreuung soll sichergestellt werden, solche Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

Das Bundeskartellamt (BKartA) hat im Rahmen einer Sektoruntersuchung zur Kapazitätssituation in den deutschen Fernleitungsnetzen verschiedenen Unternehmen des E.ON-Konzerns Auskunftsbeschlüsse im Frühjahr 2009 zugesandt. Die Unternehmen des E.ON-Konzerns haben die Auskunftsbeschlüsse des Amtes 2009 beantwortet. Die Sektoruntersuchung ist mit Veröffentlichung des Abschlussberichts am 15. Dezember 2009 abgeschlossen worden. Verfahren gegen Unternehmen des E.ON-Konzerns hat das BKartA darin nicht angekündigt.

Die Europäische Kommission hat 2009 und 2010 ein Verfahren gegen E.ON-Konzernunternehmen betrieben, das die Kapazitätsnutzung im Gasbereich betraf. Grundlage war die von der Kommission geäußerte Vermutung, dass die E.ON Ruhrgas AG durch langfristige Buchung von Transportkapazitäten im Gas-transportnetz der E.ON Gastransport GmbH Gasvertriebsmärkte für Wettbewerber abgeschottet und damit gegen das kartellrechtliche Missbrauchsverbot verstoßen haben könnte. In Verhandlungen mit der Europäischen Kommission wurde im Jahr 2009 eine grundlegende Übereinkunft getroffen, das Verfahren im Wege einer Verpflichtungszusagenentscheidung nach Artikel 9 VO 1/2003 zu beenden, in der die E.ON Ruhrgas AG zur Rückgabe eines Teils der langfristigen Kapazitätsbuchungen im Netz der E.ON Gastransport GmbH verpflichtet wird. Die E.ON AG hatte am 26. März 2010 dementsprechende, mit der Kommission ausverhandelte Verpflichtungszusagen abgegeben. Am 4. Mai 2010 hat die Europäische Kommission nun die Zusagen der E.ON AG für verbindlich erklärt und das Verfahren eingestellt.

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 Westeuropas 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.

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

Die Bundesregierung hat sich im Koalitionsvertrag vom Oktober 2009 grundsätzlich auf eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland verständigt. Wir sind bereit, auf der Grundlage des Koalitionsvertrages an einer gemeinsamen Lösung zur Laufzeitverlängerung mitzuwirken. Mit ihrem Kabinettsbeschluss vom 7. Juni 2010 hat die Bundesregierung nun eine Besteuerung der Kernenergiewirtschaft beschlossen, die mit einem jährlichen Aufkommen von 2,3 Mrd € bis 2014 einen Beitrag zur Haushaltskonsolidierung im Rahmen des Sparkpakets leisten soll. Der vom Bundesfinanzministerium dazu verfasste Gesetzentwurf sieht eine Besteuerung der eingesetzten Kernbrennstoffe vor und definiert das Aufkommen als Nettozufluss für den Bundeshaushalt. Daraus ergibt sich nach unseren aktuellen Schätzungen eine Gesamtbelastung der Branche von über 3 Mrd €. Wir müssen damit rechnen, dass unser Vorsteuerergebnis jährlich mit rund 1,3 bis 1,5 Mrd € belastet würde. Die Einführung einer Steuer derartigen Umfangs wird zu einer deutlichen Verschlechterung der Verschuldungskennzahlen von E.ON führen, was gegebenenfalls signifikante Investitionskürzungen zur Folge haben wird. Es ist derzeit noch offen, ob die Steuer unabhängig von der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke eingeführt werden soll oder mit ihr parallel einhergeht. Je nach Ausgestaltung der offenen Punkte des Energiekonzepts und der Steuer könnten einzelne Anlagen in ihrer Wirtschaftlichkeit gefährdet sein. Die Branchenunternehmen verhandeln derzeit intensiv mit dem Bund über eine Alternativlösung, welche nach Einschätzung der Branche die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen nicht gefährden und die Verschuldungskennziffern weniger belasten würde.

In Europa entwickelten die europäischen Regulierer Vorschläge zu rechtsverbindlichen Rahmenrichtlinien zum Kapazitäts- und Engpassmanagement für Gasfernleitungsnetzbetreiber. Die Regeln betreffen die Grenzübergangspunkte zwischen Mitgliedstaaten sowie Grenzübergangspunkte zwischen verschiedenen Gasfernleitungsnetzbetreibern innerhalb eines Mitgliedstaates. Die Vorschläge wurden vom Markt konsultiert und könnten Risiken in Bezug auf bestehende Lieferverträge sowie untätige Flexibilitäten haben. Parallel dazu plant die Bundesnetzagentur (BNetzA) in Deutschland Festlegungen zu Änderungen im Kapazitätsvergabeverfahren für deutsche Gasfernleitungen. Diese Änderungen können Auswirkungen auf bestehende Aktivitäten im Gasbereich haben.

Derzeit liegen zahlreiche Änderungsvorschläge zu verschiedenen deutschen Regulierungsverordnungen (GasNZV, StromNEV, GasNEV, ARegV) vor. Es wird erwartet, dass das Kabinett diesen

26 Zwischenlagebericht

Änderungen noch im dritten Quartal 2010 zustimmen wird. Inwieweit sich diese Änderungen auf den Netzzugang im Gasbereich und bei den Erlösen im Netzbereich auswirken werden, wird stark von der zukünftigen Anwendungspraxis abhängen.

Die Bundesregierung hat, wie im Koalitionsvertrag vereinbart, den Prozess zur Aufhebung des Gorleben-Moratoriums eingeleitet. Die Erkundung soll nun in einem mehrstufigen Verfahren ergebnisoffen fortgesetzt werden. Das Bundesumweltministerium rechnet mit dem Abschluss der Vorbereitungsphase, die mit der Feststellung der Eignung und im positiven Falle mit der Einleitung des atomrechtlichen Verfahrens endet, nicht vor Ende der nächsten Legislaturperiode.

Die BNetzA hat Ende 2009 gegen alle E.ON Energie-Regionalversorgungsunternehmen mit neuer Regionalstruktur sowie E.ON Energie ein förmliches Verfahren wegen vermeintlicher Nichteinhaltung von Entflechtungsvorgaben eingeleitet. Die Behörde plant, das Verfahren gegen die E.ON Bayern AG und die E.ON Energie AG als Musterverfahren weiterzuführen und die Verfahren gegen die anderen Regionalversorgungsunternehmen ruhen zu lassen. E.ON Energie und E.ON Bayern sowie E.ON edis als Regionalversorgungsunternehmen mit kommunaler Beteiligung haben zwischenzeitlich eine ausführliche Stellungnahme zur Einleitung des Verfahrens abgegeben.

Im Jahr 2010 erfolgt die Überführung des überregionalen Transportbereichs von E.ON Gastransport in die Anreizregulierung. Vor der Überführung wird ein Effizienzvergleich zwischen den wenigen und untereinander sehr heterogenen überregionalen Gasfernleitungsnetzbetreibern stattfinden. Der vorläufige individuelle Effizienzfaktor wurde den Unternehmen Ende März übermittelt. Eine Entscheidung über die endgültigen Effizienzfaktoren wird nicht vor August/September erwartet. Der individuelle Effizienzfaktor beeinflusst die Höhe der Erlösobergrenze. Darüber hinausgehende Risiken aus der Entgeltregulierung sind nicht auszuschließen.

In den Niederlanden wird derzeit an der Einführung eines Gesetzes gearbeitet, das den vorrangigen Transport von Strom aus Erneuerbaren Energien und das Management von dabei auftretenden Engpässen im Lande regelt. Unsere Kraftwerke können bei Verabschiedung des vorgeschlagenen Modells und dem tatsächlichen Auftreten von Engpässen belastet werden.

Die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und die Mitgliedstaaten haben im August 2009 abschließend dem dritten Binnenmarktpaket zugestimmt. Danach ist neben einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern (Strom/Gas) die Einsetzung eines Independent Transmission Operators (ITO) oder eines Independent System Operators (ISO) möglich. Das dritte Binnenmarktpaket greift in alle Wertschöpfungsstufen ein und eröffnet den nationalen und europäischen Regulierungsbehörden weitreichende neue Eingriffsmöglichkeiten. Risiken ergeben sich nicht nur durch diese Eingriffsmöglichkeiten, sondern auch durch nationale Umsetzungsgesetze, die über die Vorgaben der

Strom- und Gasrichtlinie hinausgehen. Die beiden Richtlinien sind bis März 2011 in nationales Recht umzusetzen. Daher beginnen seit Frühjahr dieses Jahres die Mitgliedstaaten bereits mit dem Entwurf entsprechender nationaler Gesetze.

Daneben haben die Europäische Kommission, das Europäische Parlament und der Rat das „Grüne Paket“ verabschiedet, mit dem die Klimaziele der EU erreicht werden sollen: Bis 2020 sollen im Vergleich zu 1990 20 Prozent des Energiekonsums der EU aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt und Treibhausgase um 20 Prozent (gegebenenfalls 30 Prozent) gesenkt werden. Die bisher kostenlose Zuteilung von Zertifikaten über das Europäische Emissionshandelssystem (ETS) wird schrittweise durch Auktionen ersetzt. Stromerzeuger sind bereits ab 2013 verpflichtet, ihre Zertifikate vollständig über Auktionen zu erwerben. Die absolute Anzahl von Zertifikaten wird jährlich verringert. Industrien, die nicht unter das ETS fallen, müssen ebenfalls ihre Emissionen entsprechend den nationalen Zielen verringern. Ein Teil der Brennstoffe für private Nutzer (Heizung, Transport) muss aus Erneuerbaren Rohstoffen kommen. Technologie von CO₂-Abscheidung und -Speicherung soll gefördert werden. Das Paket nimmt einen starken Einfluss auf den zukünftigen Erzeugungsmix sowie die Ausgestaltung der Netze und der Marktregeln.

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

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer komplexen Informationstechnologie. 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.

Im Berichtszeitraum hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns im operativen Geschäft gegenüber dem Jahresende 2009 nachteilig verändert. Nach wie vor könnten insbesondere ein anhaltend niedrigeres Preisniveau in den Commodity-Märkten und ein dauerhaft deutlicher Rückgang der Nachfrage, vorrangig durch Industriekunden, mittelfristig die Ertragslage des E.ON-Konzerns erheblich beeinflussen. Aus heutiger Sicht sind für die Zukunft jedoch keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand des Konzerns oder einzelner Market Units gefährden könnten.

Prognosebericht

Nicht fortgeführte Aktivitäten

Nach dem erfolgreichen Abschluss der Verkaufsverhandlungen weisen wir unsere Market Unit US-Midwest nach dem Rechnungslegungsstandard IFRS 5 ab dem zweiten Quartal 2010 als nicht fortgeführte Aktivität aus. Für das gesamte Jahr 2010

und rückwirkend für das Jahr 2009 werden deshalb Adjusted EBIT und bereinigter Konzernüberschuss um die Ergebnisbeiträge von US-Midwest bereinigt.

Ergebnisentwicklung

Wie bereits im Vorjahr ist infolge der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise die Prognose der Ergebnisentwicklung für den E.ON-Konzern wieder mit hohen Unsicherheiten behaftet. Der weitere Verlauf der wirtschaftlichen Erholung ist derzeit nur schwer abzusehen, wobei insbesondere das Marktumfeld unseres Gasgeschäfts durch Überkapazitäten belastet ist. Im Rahmen des Projekts PerformtoWin wurden bereits verschiedene Gegensteuerungsmaßnahmen eingeleitet, um Kosteneinsparungen sowie Effizienz- und Produktivitätssteigerungen zu erzielen. Daher erwarten wir trotz der im Jahr 2009 vollzogenen Veränderungen in unserem Portfolio für 2010 eine Steigerung des Adjusted EBIT zwischen 0 und 3 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Für den bereinigten Konzernüberschuss rechnen wir im Jahr 2010 mit einem Wert auf dem Vorjahresniveau. Gegenüber dem Vorjahr rechnen wir mit leicht steigenden Zins- und Steueraufwendungen. An unserer bisherigen Ausschüttungsquote von 50 bis 60 Prozent des bereinigten Konzernüberschusses halten wir fest.

Auch bei einer Pro-forma-Betrachtung, bei der das Adjusted EBIT und der bereinigte Konzernüberschuss der Market Unit US-Midwest für die Jahre 2009 und 2010 einbezogen werden, bleibt unsere Prognose unverändert.

Zu den Market Units im Einzelnen:

In der Market Unit Central Europe wird ein Adjusted EBIT unter dem Niveau des Vorjahres erwartet. Im laufenden Geschäft gehen wir von positiven Effekten unter anderem aus der Inbetriebnahme neuer Kraftwerke und geringeren Ergebnisbelastungen aus der Wirtschaftskrise als im Vorjahr aus. Negativ wirken sich hingegen der Abgang von Stromkapazitäten und die Veräußerung des Höchstspannungsnetzes aus.

Im Jahr 2010 rechnen wir für die Market Unit Pan-European Gas mit einem Adjusted EBIT unter Vorjahresniveau. Im Wesentlichen beeinflusst der Wegfall des Thüga-Beitrags das Ergebnis negativ. Zudem wird das Adjusted EBIT durch die ganzjährig wirkende Kostenregulierung im Transportgeschäft belastet. Die im ersten Halbjahr positive Entwicklung des Gashandelsgeschäfts wird durch wettbewerbsbedingte Margenrückgänge im vierten Quartal weitgehend kompensiert werden. Dem gegenüber steht eine positive Entwicklung im Upstream-Bereich durch die erstmals ganzjährige Berücksichtigung des russischen Gasfelds Yushno Russkoje.

Für die Market Unit UK erwarten wir ein Adjusted EBIT über dem Wert des Vorjahres. Dies ist im Wesentlichen durch Erträge aus der Umsetzung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen begründet. Herausforderungen bilden dabei die steigende Wettbewerbsintensität und die weitere Entwicklung der Wirtschaftskrise in Großbritannien.

Wir gehen bei der Market Unit Nordic davon aus, dass das Adjusted EBIT über dem Ergebnis von 2009 liegt. Das Ergebnis 2009 war wesentlich durch Stillstände aufgrund von Ertüchtigungs- und Modernisierungsmaßnahmen in unseren Kernkraftwerken geprägt, während wir 2010 insbesondere positive Transferpreiseffekte erwarten.

Bei der Market Unit Energy Trading erwarten wir aufgrund der positiven Entwicklung der Asset-Optimierung, dass das Adjusted EBIT über dem Wert für das Jahr 2009 liegt.

Im Segment Neue Märkte gehen wir davon aus, dass das Adjusted EBIT unter dem Vorjahresniveau liegen wird. Dabei war in der Market Unit Italy das Ergebnis 2009 von einem positiven Einmaleffekt, der sich 2010 nicht wiederholt, sowie von der Abgabe umfangreicher Kraftwerksaktivitäten an den italienischen Energieversorger A2A beeinflusst. In der Market Unit Spain erwarten wir einen positiven Beitrag aus der Optimierung unserer Kraftwerke. Die Market Unit Climate & Renewables wird von dem deutlichen Zuwachs der Erzeugungskapazitäten profitieren. Bei der Market Unit Russia werden die positiven Auswirkungen der fortgesetzten Marktliberalisierung von einer Erhöhung der Kapazitäten am Kraftwerksstandort Shaturuskaya unterstützt.

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.

Chancen ergeben sich weiterhin durch die Etablierung der europäischen Regulierungsbehörde ACER in den nächsten Jahren, die losgelöst von nationalen Erwägungen stärker die europäische Marktintegration fördern wird. Dadurch werden Marktstrukturen angeglichen, sodass der Einstieg beziehungsweise das Wachstum in anderen Märkten erleichtert werden kann.

Die mögliche Bereitschaft der neuen Bundesregierung, die Begrenzung der Laufzeiten der Kernkraftwerke zurückzunehmen, bietet für E.ON – je nach Ausgestaltung – grundsätzlich eine Chance. Das Energiekonzept der deutschen Bundesregierung soll bis zum Herbst 2010 fertiggestellt sein. Die Gutachter prüfen Laufzeitverlängerungen von 4, 12, 20 und 28 Jahren. Parallel prüfen die federführenden Ministerien die Nachrüstungsanforderung der bestehenden Anlagen.

Im Berichtszeitraum haben sich die Chancen gegenüber den im Finanzbericht 2009 dargestellten nicht wesentlich verändert.

28 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, Düsseldorf, für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. Juni 2010, 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 10. August 2010

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dr. Norbert Vogelpoth
Wirtschaftsprüfer

Dr. Norbert Schwieters
Wirtschaftsprüfer

Verkürzter Zwischenabschluss

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns					
in Mio €	Anhang	2. Quartal		1. Halbjahr	
		2010	2009	2010	2009
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		19.066	16.561	45.391	42.544
Strom- und Energiesteuern		-446	-390	-1.087	-1.024
Umsatzerlöse	(13)	18.620	16.171	44.304	41.520
Bestandsveränderungen		31	26	46	41
Andere aktivierte Eigenleistungen		160	110	257	186
Sonstige betriebliche Erträge		3.325	7.780	8.567	14.522
Materialaufwand		-13.864	-12.054	-33.532	-31.707
Personalaufwand		-1.302	-1.324	-2.603	-2.535
Abschreibungen	(5)	-901	-885	-1.797	-1.716
Sonstige betriebliche Aufwendungen		-3.310	-7.135	-7.768	-13.674
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		162	326	343	594
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Finanzergebnis und Steuern		2.921	3.015	7.817	7.231
Finanzergebnis	(7)	-513	-433	-1.044	-1.199
<i>Beteiligungsergebnis</i>		93	18	92	-127
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		185	231	309	398
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-791	-682	-1.445	-1.470
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		-725	-630	-1.846	-1.493
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten		1.683	1.952	4.927	4.539
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	(5)	41	-56	-758	-46
Konzernüberschuss		1.724	1.896	4.169	4.493
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		1.633	1.850	3.911	4.307
<i>Minderheitsanteile</i>		91	46	258	186
in €					
Ergebnis je Aktie					
(Anteil der Gesellschafter der E.ON AG) - unverwässert und verwässert	(8)				
aus fortgeführten Aktivitäten		0,83	1,00	2,45	2,29
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,02	-0,03	-0,40	-0,03
aus Konzernüberschuss		0,85	0,97	2,05	2,26

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des E.ON-Konzerns			
1. Halbjahr		2010	2009
in Mio €			
Konzernüberschuss		4.169	4.493
Cashflow Hedges		-68	153
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		142	41
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-210	112
Weiterveräußerbare Wertpapiere		-524	1.502
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		-446	1.508
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-78	-6
Währungsumrechnungsdifferenz		882	-563
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		1.101	202
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-219	-765
Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-700	-458
At equity bewertete Unternehmen		46	12
<i>Unrealisierte Veränderung</i>		46	12
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>		-	-
Ertragsteuern		467	377
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen		103	1.023
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)		4.272	5.516
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>		3.913	5.355
<i>Minderheitsanteile</i>		359	161

30 Verkürzter Zwischenabschluss

Bilanz des E.ON-Konzerns			
in Mio €	Anhang	30.6.2010	31.12.2009
Aktiva			
Goodwill		16.053	16.901
Immaterielle Vermögenswerte		8.770	8.665
Sachanlagen		59.346	60.327
At equity bewertete Unternehmen	(9)	6.558	7.342
Sonstige Finanzanlagen	(9)	8.837	9.131
<i>Beteiligungen</i>		5.050	5.461
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		3.787	3.670
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		3.089	2.652
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		3.598	3.388
Ertragsteueransprüche		1.588	1.549
Aktive latente Steuern		2.920	3.091
Langfristige Vermögenswerte		110.759	113.046
Vorräte		4.296	4.518
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		1.751	1.729
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		22.756	23.007
Ertragsteueransprüche		2.774	1.925
Liquide Mittel		3.411	6.116
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		1.550	1.722
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		414	184
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		1.447	4.210
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(5)	8.287	2.273
Kurzfristige Vermögenswerte		43.275	39.568
Summe Aktiva		154.034	152.614
Passiva			
Gezeichnetes Kapital		2.001	2.001
Kapitalrücklage		13.747	13.747
Gewinnrücklagen		27.109	26.609
Kumuliertes Other Comprehensive Income		1.989	1.552
Eigene Anteile	(10)	-3.530	-3.530
Anteil der Gesellschafter der E.ON AG		41.316	40.379
Minderheitsanteile (vor Umgliederung)		4.472	4.157
Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen		-546	-550
Minderheitsanteile		3.926	3.607
Eigenkapital		45.242	43.986
Finanzverbindlichkeiten		31.156	30.657
Betriebliche Verbindlichkeiten		7.814	7.773
Ertragsteuern		3.027	3.124
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(12)	3.254	2.884
Übrige Rückstellungen		18.912	18.808
Passive latente Steuern		8.019	7.529
Langfristige Schulden		72.182	70.775
Finanzverbindlichkeiten		6.322	7.120
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten		20.868	23.099
Ertragsteuern		2.651	1.643
Übrige Rückstellungen		4.783	4.715
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(5)	1.986	1.276
Kurzfristige Schulden		36.610	37.853
Summe Passiva		154.034	152.614

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009
Konzernüberschuss	4.169	4.493
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	758	46
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	1.797	1.716
Veränderung der Rückstellungen	155	-1.000
Veränderung der latenten Steuern	787	677
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	358	394
Ergebnis aus dem Abgang von immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen, Beteiligungen und Wertpapieren (->3 Monate)	-1.004	-1.586
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-1.425	-443
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)	5.595	4.297
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	247	240
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit	5.842	4.537
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten <i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	1.121	1.068
<i>Beteiligungen</i>	73	128
	1.048	940
Auszahlungen für Investitionen <i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-3.669	-4.078
<i>Beteiligungen</i>	-3.406	-3.614
	-263	-464
Veränderungen der Wertpapiere und Festgeldanlagen	93	127
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	-235	105
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-2.690	-2.778
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-208	-296
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-2.898	-3.074
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen	-350	-1
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Anteile	-	-
Gezahlte Dividenden an die Gesellschafter der E.ON AG	-2.858	-2.857
Gezahlte Dividenden an Minderheitsgesellschafter	-188	-260
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	-2.337	1.895
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-5.733	-1.223
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	10	-
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-5.723	-1.223
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-2.779	240
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	24	14
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang	4.210	3.671
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Quartalsende	1.455	3.925
Abzüglich Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente nicht fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	8	18
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	1.447	3.907

32 Verkürzter Zwischenabschluss

Entwicklung des Konzerneigenkapitals						
in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinn- rücklagen	Kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs- umrechnung	Weiter- veräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
Stand zum 1. Januar 2009	2.001	13.741	22.181	-2.547	2.676	-19
Veränderung Konsolidierungskreis						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.857			
Anteilserhöhung			18			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			3.949	-115	1.439	82
<i>Konzernüberschuss</i>			4.307			
<i>Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen</i>			-358			
<i>Other Comprehensive Income</i>				-115	1.439	82
Stand zum 30. Juni 2009	2.001	13.741	23.291	-2.662	4.115	63
Stand zum 1. Januar 2010	2.001	13.747	26.609	-2.005	3.511	46
Veränderung Konsolidierungskreis						
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Gezahlte Dividenden			-2.858			
Anteilserhöhung			-118			
Saldo Zu-/Abgänge aus der Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen						
Comprehensive Income			3.476	1.041	-544	-60
<i>Konzernüberschuss</i>			3.911			
<i>Veränderung versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen</i>			-435			
<i>Other Comprehensive Income</i>				1.041	-544	-60
Stand zum 30. Juni 2010	2.001	13.747	27.109	-964	2.967	-14

Eigene Anteile	Anteil der Gesellschafter der E.ON AG	Minderheitsanteile (vor der Umgliederung)	Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen	Minderheitsanteile	Summe
-3.549	34.484	4.538	-578	3.960	38.444
		4		4	4
		11		11	11
		-38		-38	-38
	-2.857	-239		-239	-3.096
	18				18
			1	1	1
	5.355	161		161	5.516
	4.307	186		186	4.493
	-358	11		11	-347
	1.406	-36		-36	1.370
-3.549	37.000	4.437	-577	3.860	40.860
-3.530	40.379	4.157	-550	3.607	43.986
		110		110	110
		56		56	56
		-39		-39	-39
	-2.858	-171		-171	-3.029
	-118				-118
			4	4	4
	3.913	359		359	4.272
	3.911	258		258	4.169
	-435	-36		-36	-471
	437	137		137	574
-3.530	41.316	4.472	-546	3.926	45.242

34 Anhang

(1) Allgemeine Grundsätze

Der E.ON-Konzern (E.ON oder Konzern) ist ein in Deutschland ansässiger, international aufgestellter Energiekonzern mit integrierten Strom- und Gasaktivitäten. Die berichtspflichtigen Segmente im Sinne des International Financial Reporting Standard (IFRS) 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) des E.ON-Konzerns sind an der internen Organisations- und Berichtsstruktur ausgerichtet:

- Die Market Unit Central Europe unter Führung der E.ON Energie AG (E.ON Energie), München, fokussiert sich auf das Stromgeschäft und das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.
- Pan-European Gas ist für das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Energiebeteiligungen im europäischen Ausland. Führungsgesellschaft dieser Market Unit ist die E.ON Ruhrgas AG (E.ON Ruhrgas), Essen.
- Die Market Unit UK umfasst das Energiegeschäft in Großbritannien. Geführt wird diese Market Unit durch die E.ON UK plc (E.ON UK), Coventry, Großbritannien.
- Die Market Unit Nordic, geführt von dem integrierten Energieunternehmen E.ON Sverige AB (E.ON Sverige), Malmö, Schweden, konzentriert sich auf das Energiegeschäft in Nordeuropa.
- Die Market Unit Energy Trading, mit der Führungsgesellschaft E.ON Energy Trading SE (E.ON Energy Trading), Düsseldorf, umfasst die europäischen Handelsaktivitäten für Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂-Zertifikate des Konzerns.
- Alle sonstigen Segmente werden im Einklang mit IFRS 8 zusammengefasst und als Segment Neue Märkte bezeichnet. Dieses beinhaltet die Aktivitäten der Market Units Climate & Renewables, Italy und Russia sowie die Market Unit Spain.

Zudem beinhaltet Corporate Center/Konsolidierung neben der E.ON AG (E.ON oder Gesellschaft) selbst die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen. Bezüglich weiterer Informationen zu den Segmenten wird auf Textziffer 13 verwiesen.

Die Market Unit US-Midwest wird seit April 2010 als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen und wird daher nicht mehr als berichtspflichtiges Segment geführt.

(2) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Der Zwischenbericht zum 30. Juni 2010 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 3 erläuterten Neuregelungen – dieselben Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie Konsolidierungsgrundsätze wie bei der Erstellung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr 2009 angewendet. Zudem erfolgt die Ermittlung des Steueraufwands gemäß IAS 34 „Zwischenberichterstattung“ (IAS 34) in der Zwischenberichtsperiode auf Basis des effektiven Steuersatzes, der für das gesamte Geschäftsjahr erwartet wird, wobei Steuern, die sich auf außergewöhnliche Sachverhalte beziehen, in dem Quartal berücksichtigt werden, in dem der zugrunde liegende Sachverhalt eintritt.

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 2009, der die Grundlage für den vorliegenden Zwischenabschluss darstellt.

(3) Neu angewendete Standards und Interpretationen

IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“

Im Januar 2008 veröffentlichte das IASB im Rahmen des „Business Combinations II“-Projektes eine neue Fassung des IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“ (IFRS 3). Wesentliche Änderungen gegenüber der alten Fassung ergeben sich insbesondere beim Ansatz und der Bewertung der durch einen Zusammenschluss übernommenen Vermögenswerte und Schulden, bei der Bewertung von Minderheitsanteilen sowie der Goodwill-Ermittlung und bei der Abbildung von Transaktionen mit variablen Kaufpreisen. Der überarbeitete Standard ist für Transaktionen anzuwenden, die in Geschäftsjahren stattfinden, die am oder nach dem 1. Juli 2009 beginnen. Der Standard wurde von der EU in europäisches Recht übernommen. E.ON kann aufgrund des im Standard enthaltenen Wahlrechts bezüglich der Goodwill-Ermittlung, das einzeln ausgeübt werden kann, derzeit keine generelle Aussage über die künftigen Auswirkungen auf den Konzernabschluss tätigen.

IAS 27 „Konzern- und separate Einzelabschlüsse“

Ebenfalls im Rahmen des „Business Combinations II“-Projektes veröffentlichte das IASB im Januar 2008 eine überarbeitete Fassung des IAS 27 „Konzern- und separate Einzelabschlüsse“ (IAS 27), der Regelungen zur Konsolidierung enthält. Hier wurde insbesondere erstmals auf Transaktionen eingegangen, bei denen Anteile an einem (Tochter-)Unternehmen ge- oder

verkauft werden, ohne dass es zu einer Änderung der Beherrschung des Unternehmens kommt. Wesentliche Änderungen gegenüber der alten Fassung ergeben sich zudem insbesondere bei Ansatz und Bewertung eines verbleibenden Investments beim Verlust der Beherrschung an dem vormaligen Tochterunternehmen, wenn das verbleibende Investment entsprechend IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen“ (IAS 28) beziehungsweise IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ (IAS 39) zu bilanzieren ist, sowie beim Ansatz der auf Minderheiten entfallenden Verluste. Die Änderungen wurden in europäisches Recht übernommen und sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2009 beginnen. Die Änderungen des IAS 27 können transaktionsbezogene Auswirkungen auf den E.ON-Konzernabschluss haben, die derzeit nicht abschätzbar sind.

IFRIC 12

„Dienstleistungskonzessionsvereinbarungen“

Im November 2006 wurde IFRIC 12 „Dienstleistungskonzessionsvereinbarungen“ (IFRIC 12) veröffentlicht. Die Interpretation regelt die Bilanzierung von Vereinbarungen, bei denen die öffentliche Hand als Konzessionsgeber Aufträge für die Erfüllung öffentlicher Aufgaben an private Unternehmen als Konzessionsnehmer vergibt. Zur Erfüllung dieser Aufgaben nutzt das private Unternehmen Infrastruktur, die in der Verfügungsmacht der öffentlichen Hand verbleibt. Das private Unternehmen ist für den Bau, den Betrieb und die Erhaltungsmaßnahmen in Bezug auf die Infrastruktur verantwortlich. Die Interpretation ist von der EU in europäisches Recht übernommen worden und danach spätestens für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 29. März 2009 beginnen, verpflichtend anzuwenden. Die Übergangsvorschriften sehen zudem eine rückwirkende Anwendung auf Transaktionen ab dem 1. Juli 2009 vor. In diesem Zusammenhang hat E.ON im vorliegenden Abschluss in den Vorjahreswerten entsprechende Umgliederungen im Wesentlichen vom Sachanlagevermögen in die immateriellen Vermögenswerte bei den rumänischen Netzaktivitäten in Höhe von rund 0,4 Mrd € vorgenommen.

IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“

Im Januar 2009 wurde IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“ (IFRIC 18) veröffentlicht. IFRIC 18 kommt in den Fällen zur Anwendung, in denen ein Unternehmen von seinen Kunden ein Sachanlagegut oder die Finanzmittel zur Herstellung oder Anschaffung eines Vermögenswertes erhält, um den Kunden im Gegenzug Zugang zu einem Netzwerk, einer Dienstleistung oder der Lieferung von Gütern zu verschaffen. Die Interpretation wurde von der EU in europäisches Recht übernommen und ist danach spätestens für Geschäftsjahre, die nach dem 31. Oktober 2009 beginnen, verpflichtend anzuwenden. Es ergaben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf den E.ON-Konzernabschluss.

Alle weiteren ab dem 1. Januar 2010 verpflichtend anzuwendenden Standards und Interpretationen haben ebenfalls keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss von E.ON.

(4) Konsolidierungskreis

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

Konsolidierungskreis			Summe
	Inland	Ausland	
Konsolidierte Unternehmen zum 31. Dezember 2009	145	441	586
Zugänge	7	15	22
Abgänge/Verschmelzungen	5	33	38
Konsolidierte Unternehmen zum 30. Juni 2010	147	423	570

Zum 30. Juni 2010 wurden 121 Unternehmen nach der Equity-Methode bewertet (31. Dezember 2009: 131).

(5) Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2010

US-Midwest

Ende April 2010 hat E.ON mit der Pennsylvania Power & Light Corporation (PPL), Allentown, Pennsylvania, USA, Verträge über den Verkauf des in der Market Unit US-Midwest gebündelten Strom- und Gasgeschäftes in den USA geschlossen. Als Kaufpreis für das Eigenkapital sowie für die Übernahme bestimmter Verbindlichkeiten sind rund 7,6 Mrd US-\$ (zum 30. Juni 2010 rund 6,2 Mrd €) vereinbart. Zusätzlich haben wir Pensionsverpflichtungen in Höhe von rund 0,5 Mrd US-\$ übertragen. Durch die Konkretisierung der Verkaufsabsicht war eine Überprüfung der Bewertung der US-Aktivitäten unter Berücksichtigung des zu erwartenden Veräußerungserlöses vorzunehmen. Diese Überprüfung führte im Vergleich zum tatsächlich vereinbarten Kaufpreis zu einem Goodwill-Impairment von rund 0,9 Mrd €, dieses war bereits im ersten Quartal 2010 zu erfassen. Die Market Unit US-Midwest wird seit April als nicht fortgeführte Aktivität ausgewiesen, da die Voraussetzungen für einen solchen Ausweis erst mit weiterer Konkretisierung des Veräußerungsprozesses im April 2010 eingetreten sind. Der Vollzug der Vereinbarung ist für Ende 2010 geplant.

36 Anhang

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die wesentlichen Posten der Gewinn- und Verlustrechnung inklusive des Goodwill-Impairments in 2010 und nachlaufender Effekte aus der Abwicklung noch bestehender Vertragsverhältnisse der Western Kentucky Energy Corp. (WKE), Henderson, Kentucky, USA, sowie die Bilanz der nicht fortgeführten Aktivitäten des gesamten Segmentes US-Midwest. Wir verweisen bezüglich WKE auf die Ausführungen in Textziffer 4 des Geschäftsberichtes 2009.

Wesentliche Bilanzposten – US-Midwest – (Kurzfassung)	
in Mio €	30.6.2010
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	6.796
Übrige Vermögenswerte	642
Summe Vermögenswerte	7.438
Schulden	1.986

Gewinn- und Verlustrechnung – US-Midwest – (Kurzfassung)		
1. Halbjahr	2010	2009
in Mio €		
Umsatzerlöse	1.013	1.087
Sonstige Erträge/Aufwendungen, netto	-1.681	-1.169
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	-668	-82
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-80	36
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-748	-46

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2010

Europagas

Im Zuge von Portfoliooptimierungen wurde eine Veräußerung der 50-prozentigen Beteiligung an der Europagas a.s., Prag, Tschechische Republik, angestrebt, daher erfolgt der Ausweis zum 30. Juni 2010 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte. Die bisher bei der Market Unit Pan-European Gas nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligung weist einen Buchwert von rund 0,2 Mrd € auf. Der Vollzug erfolgte Ende Juli 2010.

BKW

Ebenfalls im Rahmen von Portfoliobereinigungen plant E.ON die Abgabe von etwa 21 Prozent der Anteile an der BKW FMB Energie AG (BKW), Bern, Schweiz. Im Zuge dieser Planung konnte mit der BKW die Übernahme von rund 14 Prozent durch BKW selbst sowie die Groupe E SA, Fribourg, Schweiz, zu einem Preis von knapp 0,4 Mrd € vereinbart werden. Der Buchwert der bisher in der Market Unit Central Europe nach der Equity-Methode bilanzierten gesamten Anteile betrug rund 0,6 Mrd €, im Eigenkapital erfasste Währungsumrechnungsdifferenzen beliefen sich auf rund 0,1 Mrd €. Der Ausweis

erfolgte daher zum 30. Juni 2010 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte. Die Transaktion ist im Juli 2010 vollzogen worden. Ein wesentlicher Buchgewinn entstand nicht. Die verbleibenden rund 7 Prozent der Anteile, auf die seitens BKW eine Kaufoption bis September 2011 besteht, werden zum Fair Value fortgeführt.

Vereinbarung EU-Kommission

Im Dezember 2008 wurde die Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission, diverse Stromkapazitäten sowie das Höchstspannungsnetz in Deutschland abzugeben, wirksam. Die insgesamt abzugebenden Kapazitäten in Höhe von rund 5 GW einschließlich zugehöriger Aktiva und Verpflichtungen wurden seit Ende 2008 als Abgangsgruppe dargestellt. Die Netto-Buchwerte der Abgangsgruppe betrafen ausschließlich die Market Unit Central Europe mit einem Betrag von zunächst rund 0,4 Mrd €. Im Jahr 2009 wurde in mehreren Transaktionen die Abgabe wesentlicher Anteile der abzugebenden Stromkapazitäten durchgeführt. Im ersten Quartal 2010 erfolgte der Vollzug des Vertrages mit der Stadtwerke Hannover AG, Hannover, über weitere 0,3 GW Kapazität mit einem Veräußerungsgewinn von rund 0,2 Mrd €. Der Vollzug der Abgabe der restlichen Stromkapazitäten in Höhe von 0,3 GW erfolgte im April 2010.

Im November 2009 konnte eine Vereinbarung mit TenneT B.V., Arnheim, Niederlande, über die Abgabe des deutschen Höchstspannungsnetzes erzielt werden. Die Umgliederung des Höchstspannungsnetzes in die Abgangsgruppen wurde daher im vierten Quartal 2009 mit einem Netto-Buchwert von rund 0,8 Mrd € vorgenommen. Die wesentlichen Vermögenswerte und Schulden betrafen das Sachanlage- und Umlaufvermögen mit 1,0 Mrd € beziehungsweise 0,7 Mrd € sowie Verbindlichkeiten und passive latente Steuern mit 0,9 Mrd € beziehungsweise 0,2 Mrd €. Ebenso wies die betreffende Einheit finanzielle Verpflichtungen aus Investitionstätigkeit in Höhe von rund 2 Mrd € auf. Die Vereinbarung wurde Ende Februar 2010 vollzogen. Es wurde ein Veräußerungsgewinn von 0,1 Mrd € erzielt.

Die Verpflichtung gegenüber der EU-Kommission konnte somit im April 2010 vollständig erfüllt werden.

Unternehmenserwerbe im Jahr 2009

Yushno Russkoje

Im Oktober 2008 haben sich E.ON und OAO Gazprom (Gazprom), Moskau, Russische Föderation, auf eine Beteiligung von E.ON am sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje verständigt. E.ON hat als Gegenleistung neben einer geringen Barkomponente die von E.ON mittelbar gehaltenen Aktien an Gazprom, die 2,93 Prozent des Eigenkapitals von Gazprom ausmachen, im Wert von 2,3 Mrd € hingegeben. Die Beteiligung am Gasfeld erfolgt über die Übernahme von 25 Prozent minus 3 Aktien an der OAO Severneftegazprom, Krasnoselkup, Russische Föderation, die Inhaberin der Förderlizenz ist. Diese Beteiligung wird mit anteiligen Anschaffungskosten von 0,2 Mrd €

als assoziiertes Unternehmen nach der Equity-Methode bilanziert. Wesentliche Effekte auf Basis der vorläufigen Kaufpreisallokation sind für diese Beteiligung nicht gegeben. Die Vermarktung des zuzurechnenden Gases erfolgt über die Projektgesellschaft ZAO Gazprom YRGM Development, Salekhard, Russische Förderung, deren Ergebnis E.ON über eine

Vorzugsaktie zuzurechnen ist. Aufgrund der Zuordnung der wesentlichen Chancen und Risiken ist diese Gesellschaft im E.ON-Konzern seit Oktober 2009 voll zu konsolidieren.

Die nachfolgenden Daten beziehen sich auf ZAO Gazprom YRGM Development:

Wesentliche Bilanzposten ZAO Gazprom YRGM Development			
in Mio €	Buchwerte vor Erstkonsolidierung	Kaufpreisallokation	Buchwerte bei Erstkonsolidierung
Immaterielle Vermögenswerte	-	2.564	2.564
Sonstige Vermögenswerte	1	4	5
Summe Vermögenswerte	1	2.568	2.569
Langfristige Schulden	-	513	513
Summe Schulden	0	513	513
Nettovermögen	1	2.055	2.056
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	-	2.055	-
<i>Minderheitsanteile</i>	1	-	1
Anschaffungskosten		2.193	
Verbleibender Goodwill (vorläufig)		138	138

Wesentliche Vermögenswerte im Zuge der Kaufpreisverteilung stellen vorteilhafte Gaslieferverträge dar, auf die der größte Teil des Unterschiedsbetrags entfällt. Die langfristigen Schulden beinhalten ausschließlich latente Steuern. Es verbleibt bei der Projektgesellschaft ein als vorläufiger Goodwill bilanzierter Differenzbetrag von 138 Mio €. Die Kaufpreisverteilung ist zum 30. Juni 2010 aufgrund noch abzuschließender Würdigung von Detailspekten vorläufig.

Langerlo-Vilvoorde NV

Im Zuge der Umsetzung der Verpflichtungszusage von E.ON an die Europäische Kommission, diverse Stromkapazitäten in Deutschland abzugeben, wurde mit Electrabel SA/NV (Electrabel), Brüssel, Belgien, wirtschaftlich der Tausch diverser Kraftwerkseinheiten und Stromlieferungen in Deutschland und Belgien vereinbart.

E.ON hat in diesem Zusammenhang in Belgien sämtliche Anteile an einer Kraftwerkseinheit, Langerlo-Vilvoorde NV, Vilvoorde, Belgien, übernommen. Diese Einheit betreibt kohle- und gasbefeuerte Kraftwerke an den Standorten Langerlo und Vilvoorde. Der Vollzug der Übernahme dieser Einheit erfolgte Anfang November 2009 im Austausch gegen die an Electrabel abgegebenen Kraftwerkseinheiten. Eine geringfügige Barkomponente wurde von E.ON bereits geleistet.

Die Buchwerte vor Erstkonsolidierung sind grundsätzlich auf Basis der IFRS ermittelt, Anpassungen auf die im E.ON-Konzern angewandten Bilanzierungsgrundsätze werden zusammen mit den Anpassungen aus der Kaufpreisallokation dargestellt.

Zum 30. Juni 2010 ist die Kaufpreisallokation vorläufig, da der abschließend in bar zu begleichende Spitzenbetrag noch zu bestimmen ist.

Wesentliche Bilanzposten Langerlo-Vilvoorde NV			
in Mio €	Buchwerte vor Erstkonsolidierung	Kaufpreisallokation	Buchwerte bei Erstkonsolidierung
Immaterielle Vermögenswerte	-	12	12
Sachanlagen	512	-122	390
Sonstige Vermögenswerte	17	68	85
Summe Vermögenswerte	529	-42	487
Langfristige Schulden	16	4	20
Kurzfristige Schulden	25	37	62
Summe Schulden	41	41	82
Nettovermögen	488	-83	405
Goodwill (vorläufig)		71	71

38 Anhang

Abgangsgruppen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2009

Endesa Europa/Viesgo

Im Zuge des Erwerbs der Endesa Europa/Viesgo-Aktivitäten wurde mit dem Minderheitsgesellschafter der E.ON Produzione S.p.A. (E.ON Produzione), Sassari, Italien, der A2A S.p.A. (A2A), Mailand, Italien, vereinbart, den Minderheitsanteil im Wesentlichen gegen Gewährung von gesellschaftseigenen Kraftwerkskapazitäten der Market Unit Italy im Wert von rund 1,4 Mrd € zu übernehmen. Die Abgangsgruppe wurde im Segment Neue Märkte ausgewiesen. Die Vereinbarung wurde im Juli 2009 vollzogen. Der Abgang der betreffenden Vermögenswerte und Schulden erfolgte daher im dritten Quartal 2009.

Beteiligung an OAO Gazprom

Im Oktober 2008 haben sich E.ON und Gazprom auf eine Beteiligung von E.ON am sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje verständigt. Gazprom hat als Gegenleistung die von E.ON mittelbar gehaltenen Aktien von Gazprom, die ungefähr die Hälfte des von E.ON gehaltenen Anteils von rund 6 Prozent am Eigenkapital der Gazprom ausmachen, übernommen. Die Anteile wurden seit Oktober 2008 als zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte ausgewiesen. Der Vollzug der betreffenden Verträge erfolgte im Oktober 2009. Mit dem Abgang der Beteiligung wurden im Other Comprehensive Income aufgelaufene Beträge aus der Fair-Value-Bewertung ergebniswirksam realisiert. Hieraus ergab sich ein Buchgewinn in Höhe von 1,8 Mrd €.

Thüga

In 2009 hat E.ON Verhandlungen über einen Verkauf der in der Market Unit Pan-European Gas gehaltenen Thüga-Gruppe – mit Ausnahme der Beteiligungen an der GASAG Berliner Gaswerke Aktiengesellschaft, Berlin, an der HEAG Süd Hessische Energie AG, Darmstadt, an der Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg, sowie an der Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Karlsruhe – an ein kommunales Erwerberkonsortium (Integra/Kom9) geführt. Die Thüga-Gruppe wurde ausgehend von dem sich konkretisierenden Verhandlungsverlauf seit dem dritten Quartal 2009 als Abgangsgruppe ausgewiesen. Die wesentlichen Bilanzposten der Abgangsgruppe umfassten zum 30. September 2009 Finanzanlagen (rund 2,0 Mrd €), immaterielles Anlagevermögen (rund 0,9 Mrd €) sowie Rückstellungen und Verbindlichkeiten (rund 0,6 Mrd €). Im Oktober 2009 konnten bindende Verträge mit einem Kaufpreis von rund 2,9 Mrd € mit dem kommunalen Erwerberkonsortium unterzeichnet werden. Der Vollzug der Transaktion ist im Dezember 2009 erfolgt. Hieraus resultierte ein Veräußerungsgewinn von rund 0,3 Mrd €.

Vermögensumschichtung VKE

In 2009 wurden zur externen Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge von bestimmten inländischen Einheiten in das bestehende Contractual Trust Arrangement (CTA) in Höhe von 1,7 Mrd € geleistet. Die Sicherungsübergang an den Pensionsabwicklungstrust e.V. (Treuhänder) erfolgte unter ausschließlicher und vollständiger Verwendung eines bislang über die Versorgungskasse Energie (VKE) voll konsolidierten Spezialfonds. Die im Other Comprehensive Income erfassten Beträge aus der Fair-Value-Bewertung wurden in Höhe von 0,1 Mrd € ergebniswirksam reklassifiziert.

(6) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern betrug im ersten Halbjahr 2010 insgesamt 24 Mio € (erstes Halbjahr 2009: 20 Mio €).

(7) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis				
in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2010	2009	2010	2009
Erträge aus Beteiligungen	101	78	110	89
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-8	-60	-18	-216
Beteiligungsergebnis	93	18	92	-127
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	185	231	309	398
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-791	-682	-1.445	-1.470
Zinsergebnis	-606	-451	-1.136	-1.072
Finanzergebnis	-513	-433	-1.044	-1.199

(8) Ergebnis je Aktie

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

Ergebnis je Aktie				
in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2010	2009	2010	2009
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	1.683	1.952	4.927	4.539
Abzüglich Minderheitsanteilen	-91	-45	-258	-185
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)	1.592	1.907	4.669	4.354
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	41	-56	-758	-46
Abzüglich Minderheitsanteilen	-	-1	-	-1
Konzernüberschuss der Gesellschafter der E.ON AG	1.633	1.850	3.911	4.307
in €				
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der E.ON AG)				
aus fortgeführten Aktivitäten	0,83	1,00	2,45	2,29
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,02	-0,03	-0,40	-0,03
aus Konzernüberschuss	0,85	0,97	2,05	2,26
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	1.905	1.905	1.905	1.905

40 Anhang

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.

Weitere Informationen werden in Textziffer 10 gegeben.

(9) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen		
in Mio €	30.6.2010	31.12.2009
At equity bewertete Unternehmen	6.558	7.342
Beteiligungen	5.050	5.461
Langfristige Wertpapiere	3.787	3.670
Summe	15.395	16.473

(10) Eigene Anteile

Gemäß Beschluss der Hauptversammlung vom 6. Mai 2010 ist die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 5. Mai 2015 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 2010 betrug 1.905.457.105 (31. Dezember 2009: 1.905.456.817).

Im Bestand der E.ON AG sowie einer Tochtergesellschaft befanden sich zum 30. Juni 2010 95.542.895 eigene Aktien (31. Dezember 2009: 95.543.183) mit einem Konzernbuchwert von 3.530 Mio € (entsprechend 4,77 Prozent beziehungsweise einem rechnerischen Anteil von 95.542.895 € des Grundkapitals).

(11) Gezahlte Dividenden

Die Hauptversammlung beschloss am 6. Mai 2010, eine im Vergleich zum Vorjahr unveränderte Dividende von 1,50 € je dividendenberechtigte Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer gezahlten Dividendensumme von 2.858 Mio €.

(12) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen haben sich gegenüber dem Jahresende 2009 um 370 Mio € erhöht. Die Veränderung resultiert im Wesentlichen aus saldierten versicherungsmathematischen Verlusten, die sich vor allem durch gesunkene Rechnungszinssätze ergeben haben. Diesem Anstieg steht teilweise kompensierend eine Umgliederung von Rückstellungen für Pensionen und ähnlichen Verpflichtungen der Market Unit US-Midwest in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ gegenüber.

Zinssatz		
in %	30.6.2010	31.12.2009
Deutschland	5,00	5,50
Großbritannien	5,40	5,70

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 €	30.6.2010	31.12.2009
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	16.608	16.087
Fair Value des Planvermögens	-13.352	-13.205
Finanzierungsstatus	3.256	2.882
Nicht erfasster nachzuerrechnender Dienstzeitaufwand	-8	-10
Bilanzierter Betrag	3.248	2.872
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-6	-12
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	3.254	2.884

Unter Berücksichtigung der periodenbezogenen Zuführungen und Pensionszahlungen beim Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und beim Planvermögen hat sich der Finanzierungsstatus gegenüber dem Jahresende 2009 um 374 Mio € erhöht. Neben saldierten versicherungsmathematischen Verlusten und Währungseffekten, die zu einem Anstieg des Finanzierungsstatus führen, wirkt sich die Umgliederung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und des Planvermögens der Market Unit US-Midwest in den Bilanzposten „Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden“ mindernd auf den Finanzierungsstatus aus.

Der Gesamtaufwand leistungsorientierter Versorgungszusagen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen setzt sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen				
in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2010	2009	2010	2009
Dienstzeitaufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	59	46	116	89
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	210	199	417	396
Erwarteter Planvermögensertrag (Expected return on plan assets)	-169	-142	-335	-282
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand (Past service cost)	2	4	4	7
Summe	102	107	202	210

42 Anhang

(13) Segmentinformationen

Die Segmentberichterstattung des E.ON-Konzerns ist an der internen Organisations- und Berichtsstruktur ausgerichtet.

- Central Europe fokussiert sich auf das Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.
- Pan-European Gas ist für das Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Energiebeteiligungen im europäischen Ausland.
- UK umfasst das Energiegeschäft in Großbritannien.
- Nordic konzentriert sich auf das Energiegeschäft in Nordeuropa.
- Energy Trading vereint die europäischen Handelsaktivitäten für Strom, Gas, Kohle, Öl und CO₂-Zertifikate.
- Alle sonstigen Segmente werden im Einklang mit IFRS 8 zusammengefasst und als Segment Neue Märkte bezeichnet. Dies beinhaltet die Aktivitäten der Market Units Climate & Renewables, Italy und Russia sowie Spain.

Segmentinformationen nach Bereichen

1. Halbjahr in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Außenumsatz	17.689	17.354	7.681	9.024	4.433	4.018
Innenumsatz	3.751	3.776	2.955	3.071	926	1.452
Umsatzerlöse	21.440	21.130	10.636	12.095	5.359	5.470
Adjusted EBITDA	3.254	3.559	1.516	1.303	882	466
Planmäßige Abschreibungen	-761	-759	-259	-208	-219	-228
Impairments (-)/Wertaufholungen (+) ¹⁾	-	-5	-	-22	-	-
Adjusted EBIT	2.493	2.795	1.257	1.073	663	238
<i>darin Equity-Ergebnis¹⁾</i>	136	141	211	442	-6	7
Operativer Cashflow	3.506	3.093	850	720	558	439
Investitionen	1.463	1.339	468	903	429	413
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	1.352	1.280	407	564	429	413
<i>Beteiligungen²⁾</i>	111	59	61	339	-	-

1) Die Adjusted-EBIT-wirksamen 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. Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen werden nach IFRS im Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen beziehungsweise im Finanzergebnis erfasst.

2) Die Investitionen in Beteiligungen enthalten neben at equity bewerteten Beteiligungen auch Erwerbe voll konsolidierter Unternehmen sowie Investitionen in nicht konsolidierungspflichtige Beteiligungen.

Zudem beinhaltet Corporate Center/Konsolidierung, neben der E.ON AG selbst, die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen.

Nach IFRS sind veräußerte beziehungsweise zum Verkauf bestimmte Segmente oder wesentliche Unternehmensteile unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen. In den ersten sechs Monaten 2010 und im Geschäftsjahr 2009 betrifft dies die gesamte Market Unit US-Midwest, daher wird diese Berichtseinheit erstmals nicht mehr als operatives Segment dargestellt (siehe Erläuterungen in Textziffer 5).

Nordic		Energy Trading		Neue Märkte		Corporate Center/ Konsolidierung		E.ON-Konzern	
2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
1.639	1.291	9.907	6.832	2.936	2.926	19	75	44.304	41.520
686	468	11.419	15.075	198	922	-19.935	-24.764	-	-
2.325	1.759	21.326	21.907	3.134	3.848	-19.916	-24.689	44.304	41.520
660	487	830	525	755	837	-27	21	7.870	7.198
-186	-146	-4	-3	-326	-299	-37	-42	-1.792	-1.685
-	-	-	-2	-	-	-2	1	-2	-28
474	341	826	520	429	538	-66	-20	6.076	5.485
15	-	-	-	8	3	2	1	366	594
343	245	1.129	495	353	402	-1.144	-1.097	5.595	4.297
293	660	5	13	963	958	48	-208	3.669	4.078
290	370	5	2	859	917	64	68	3.406	3.614
3	290	-	11	104	41	-16	-276	263	464

44 Anhang

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Adjusted EBIT, ein um außergewöhnliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen das wirtschaftliche Zinsergebnis, Netto-Buchgewinne, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Goodwill-Impairments sowie das sonstige nicht operative Ergebnis.

Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Zinsergebnisses wird das Zinsergebnis gemäß Gewinn- und Verlustrechnung nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt und um außergewöhnliche Effekte, das heißt um neutrale Zinsanteile, bereinigt. Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um außergewöhnliche Aufwendungen mit einmaligem Charakter. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem beziehungsweise seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein. So sind zum Beispiel Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen sowie Wertminderungen auf Sachanlagen in den Abschreibungen enthalten. Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß IFRS definierten Kennzahlen abweichen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des Adjusted EBIT auf den Konzernüberschuss nach IFRS:

Konzernüberschuss		
1. Halbjahr in Mio €	2010	2009
Adjusted EBIT	6.076	5.485
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-1.171	-1.025
Netto-Buchgewinne/-verluste	721	750
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-233	-172
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	1.380	994
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	6.773	6.032
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.846	-1.493
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	4.927	4.539
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-758	-46
Konzernüberschuss	4.169	4.493
<i>Anteil der Gesellschafter der E.ON AG</i>	<i>3.911</i>	<i>4.307</i>
<i>Minderheitsanteile</i>	<i>258</i>	<i>186</i>

Das in der Market Unit US-Midwest erfasste Goodwill-Impairment von 0,9 Mrd € ist im Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthalten.

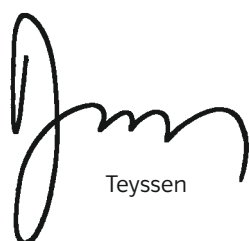
Eine weitere Erläuterung der Überleitung vom Adjusted EBIT zum Konzernüberschuss erfolgt auf Seite 18 im Zwischenlagebericht.

Versicherung der gesetzlichen Vertreter

Nach bestem Wissen versichern wir, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen für die Zwischenberichterstattung der 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 10. August 2010

Der Vorstand



Teyssen



Kildahl



Maubach



Schenck



Stachelhaus

Finanzkalender

10. November 2010 Zwischenbericht Januar – September 2010
9. März 2011 Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2010
5. Mai 2011 Hauptversammlung 2011
6. Mai 2011 Dividendenzahlung
11. Mai 2011 Zwischenbericht Januar - März 2011
10. August 2011 Zwischenbericht Januar - Juni 2011
9. November 2011 Zwischenbericht Januar - September 2011

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 79-5 63
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.

