

2006

- Adjusted EBIT um 10 Prozent gestiegen

JAN

- Spanisches Industrieministerium korrigiert CNE-Auflagen

FEB

- Russisches Gas langfristig gesichert

MRZ

- Für das Gesamtjahr 2006 weiterhin Steigerung beim Adjusted EBIT erwartet

APR

MAI

JUN

JUL

AUG

SEP

OKT

NOV

DEZ

## 2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005 <sup>1)</sup>	+/- %
Stromabsatz in Mrd kWh <sup>2)</sup>	295,6	298,5	-1
Gasabsatz in Mrd kWh <sup>2)</sup>	695,9	642,0	+8
Umsatz	49.451	39.520	+25
Adjusted EBITDA <sup>3)</sup>	8.441	7.629	+11
Adjusted EBIT <sup>4)</sup>	6.064	5.504	+10
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	3.497	5.133	-32
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.497	3.138	-20
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	132	3.261	-96
Konzernüberschuss	2.629	6.399	-59
Bereinigter Konzernüberschuss <sup>5)</sup>	3.386	2.688	+26
Investitionen	3.891	3.039	+28
Operativer Cashflow <sup>6)</sup>	4.492	4.742	-5
Free Cashflow <sup>7)</sup>	1.934	2.878	-33
Netto-Finanzposition <sup>8)</sup> (30.9. bzw. 31.12.)	1.039	3.863	-73
Mitarbeiter (30.9. bzw. 31.12.)	80.296	79.570	+1
Ergebnis je Aktie (in €)	3,99	9,71	-59

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten  
 2) Nicht konsolidierte Werte  
 3) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 9  
 4) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 9, Erläuterungen siehe S. 38-39  
 5) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 10  
 6) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten  
 7) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum operativen Cashflow siehe S. 11  
 8) Non-GAAP financial measure; Überleitung siehe S. 12

**Non-GAAP financial measures:** Dieser Zwischenbericht enthält bestimmte Kennzahlen (sogenannte Non-GAAP financial measures). Das E.ON-Management ist der Ansicht, dass die von E.ON verwendeten Non-GAAP financial measures, wenn sie in Verbindung mit – aber nicht anstelle von – anderen gemäß US-GAAP ermittelten Kennzahlen betrachtet werden, das Verständnis der Liquiditäts- und Ergebnisentwicklung des Unternehmens erhöhen. Eine Vielzahl dieser Non-GAAP financial measures werden allgemein von Analysten, Ratingagenturen und Investoren verwendet, um ein Unternehmen zu bewerten und die unterjährige und zukünftige Unternehmensentwicklung und den Wert von E.ON mit anderen Wettbewerbern zu vergleichen. Neben Überleitungen sind zusätzliche Informationen zu jeder dieser Non-GAAP financial measures im Bericht enthalten.

Der Zwischenabschluss der E.ON AG wird nach den United States Generally Accepted Accounting Principles (US-GAAP) aufgestellt. Dieser Zwischenbericht enthält die Kennzahlen Adjusted EBIT, Adjusted EBITDA, bereinigter Konzernüberschuss, Netto-Finanzposition, Netto-Zinsaufwand und Free Cashflow, die nicht auf Basis eines US-GAAP Rechnungslegungsstandards ermittelt wurden. Diese Kennzahlen werden als nicht nach US-GAAP ermittelte Maß- und Verhältniszahlen (Non-GAAP financial measures) gemäß dem amerikanischen Federal Securities Law bezeichnet. Entsprechend der geltenden Anforderungen der neuen SEC-Regelungen hat E.ON die Non-GAAP financial measures auf die nächsten durch US-GAAP Rechnungslegungsstandards regulierten Größen übergeleitet. Die Fußnoten bei den entsprechenden Non-GAAP financial measures verweisen auf die Seiten des Berichts, auf denen eine entsprechende Überleitung zu finden ist. Die Non-GAAP financial measures dieses Berichts sollten nicht isoliert als Kennzahl für die Ertragslage oder Liquidität von E.ON betrachtet werden. Sie sollten deshalb nicht als Ersatz, sondern stets als Zusatz zu Konzernüberschuss, Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten und anderen gemäß US-GAAP ermittelten Ertrags- oder Cashflowgrößen gesehen werden. Die Non-GAAP financial measures, die von E.ON verwendet werden, können sich von denen anderer Unternehmen unterscheiden und sind somit nicht notwendiger Weise mit gleichlautenden Kennzahlen anderer Unternehmen vergleichbar.

# Inhalt

- 4 Brief an die Aktionäre
- 5 E.ON-Aktie
- 6 Lagebericht
  - Energiepreisentwicklung
  - Regulierung der Netzentgelte in Deutschland
  - Absatz-, Umsatz- und Ergebnisentwicklung
  - Investitionen
  - Finanzlage
  - Mitarbeiter
  - Risikolage
  - Ausblick
- 16 Market Units
  - 16 - Central Europe
  - 18 - Pan-European Gas
  - 20 - UK
  - 22 - Nordic
  - 24 - US-Midwest
- 26 Zwischenabschluss (ungeprüft)
- 38 Weitere Segmentinformationen
- 40 Finanzkalender

Sehr geehrte Aktionäre  
und Freunde des Unternehmens,

auch im dritten Quartal 2006 setzte sich die erfreuliche Geschäftsentwicklung des E.ON-Konzerns fort. Der Umsatz stieg in den ersten neun Monaten um 25 Prozent auf 49,5 Mrd € (Vorjahr: 39,5 Mrd €). Im gleichen Zeitraum legte das Adjusted EBIT um 10 Prozent auf 6,1 Mrd € (5,5 Mrd €) zu. Ausschlaggebend hierfür war die positive Ergebnisentwicklung von Central Europe und Pan-European Gas. Der Konzernüberschuss nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder lag mit 2,6 Mrd € 59 Prozent unter dem hohen Vorjahreswert. Für das Gesamtjahr gehen wir nach wie vor davon aus, dass wir beim Adjusted EBIT des Konzerns gegenüber dem hohen Vorjahresniveau zulegen werden. Den außerordentlich hohen Konzernüberschuss des Jahres 2005 werden wir in diesem Jahr erwartungsgemäß nicht wieder erreichen.

Bei unserem derzeit wichtigsten Strategie-Projekt - der Übernahme des spanischen Energieversorgers Endesa - haben wir Ende September unser nachhaltiges Interesse mit der Ankündigung, unser ursprüngliches Angebot auf 35 Euro pro Aktie zu erhöhen, bekräftigt. Auch dieses verbesserte Angebot erfüllt unsere strengen Investitionskriterien. Mittlerweile hat das spanische Industrieministerium die von der nationalen Energiebehörde CNE für die Übernahme von Endesa verhängten Auflagen in erheblichem Umfang vermindert. Insbesondere wurden alle Veräußerungsaufgaben gestrichen. Auf dieser Basis haben wir die Entscheidung des Ministeriums akzeptiert und erwarten nunmehr eine zügige Freigabe des Angebots durch die spanische Börsenaufsicht CNMV. Wir sind weiterhin zuversichtlich, die Transaktion erfolgreich abschließen zu können.

Für die Energiebranche in Deutschland hat die erstmals eingeführte Regulierung der Strom- und Gasnetze für die Energiebranche weitreichende Konsequenzen. Mittlerweile haben wir von der Bundesnetzagentur (BNetzA) für unsere Stromnetzbetreiber und für fast alle Gas-Verteilnetzbetreiber Bescheide erhalten. Die Netzentgelte für Strom wurden im Durchschnitt um gut 13 Prozent gegenüber den beantragten Kosten gesenkt und die für Gas im Mittel um (vorläufig) 10-12 Prozent. Die entsprechenden Senkungen werden wir an unsere Kunden weitergeben und die Bescheide akzeptieren, obwohl die Kürzungen auf einer für uns nachteiligen Auslegung der Netzentgeltverordnungen basieren. Trotz der erheblichen Reduzierung der Netzentgelte stehen wir zu unseren Investitionszusagen - auch in die Netze.

In der aktuellen energiepolitischen Diskussion in Deutschland werden weitergehende, teils unsinnige regulatorische Eingriffe - zum Beispiel in das Erzeugungsgeschäft - gefordert. Statt noch mehr Regulierung brauchen wir aber eine konsequente Europäisierung und eine noch stärkere Wettbewerbsorientierung der Märkte und Unternehmen. Daher haben wir eine Initiative für mehr Wettbewerb im Strom- und Gasmarkt gestartet und hierzu ein umfangreiches Maßnahmenpaket verabschiedet. Auch bei der Weiterentwicklung der Energietechnologie setzen wir Maßstäbe. So planen wir unter anderem den Bau des modernsten Kohlekraftwerks der Welt, Pilotanlagen zur CO<sub>2</sub>-freien Kohleverstromung und die Weiterentwicklung der regenerativen Energien.

Zur Sicherung der langfristigen Erdgasversorgung Europas haben wir Ende August mit Gazprom Verträge über die Lieferung von insgesamt rund 400 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas bis zum Jahr 2036 geschlossen. Die jährliche Lieferung von rund 24 Mrd m<sup>3</sup> entspricht einem Drittel der derzeit von E.ON Ruhrgas beschafften Gasmenge. Damit ist es uns gelungen, im scharfen globalen Wettbewerb um Gasmengen langfristig russisches Erdgas zu wettbewerbsfähigen Bedingungen für den europäischen Energiemarkt zu beschaffen. Nach unserer Beteiligung an der Ostseepipeline leisten wir damit erneut einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Stärkung unserer Position im europäischen Gasmarkt.

Zusammengefasst: wir werden den Energiewettbewerb in Deutschland und Europa weiter forcieren, den technologischen Fortschritt im Energiebereich vorantreiben und mit Nachdruck daran arbeiten, unsere strategischen Ziele zu erreichen. Darüber hinaus stellen wir mit einer neuen Vorstandsstruktur, die ab 1. April 2007 in Kraft tritt, die Weichen für eine noch stärkere Marktorientierung und das weitere Wachstum Ihres Konzerns.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Wulf H. Bernotat

## E.ON-Aktie

Die Performance der E.ON Aktie (einschließlich Dividende und Sonderdividende) erreichte in den ersten neun Monaten 2006 ein Plus von 14 Prozent und lag damit über der Entwicklung des europäischen Aktienmarktes (EURO STOXX 50 +11 Prozent). Im Vergleich mit dem europäischen Branchenindex STOXX Utilities (+27 Prozent) entwickelte sich unsere Aktie schwächer.

Das Volumen der gehandelten E.ON-Aktien stieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum um über 60 Prozent auf 73,5 Mrd €. Die E.ON-Aktie war damit das fünft häufigst gehandelte Papier im DAX. Nach Marktkapitalisierung war E.ON zum 30. September 2006 der größte Wert im DAX.

Die E.ON-Aktie ist an der New York Stock Exchange (NYSE) in Form von so genannten American Depositary Receipts (ADR) notiert. Das Umtauschverhältnis zwischen E.ON-ADR und E.ON-Aktien beträgt seit 29. März 2005 drei zu eins. Der Wert von drei ADR entspricht also wirtschaftlich dem einer E.ON-Aktie.

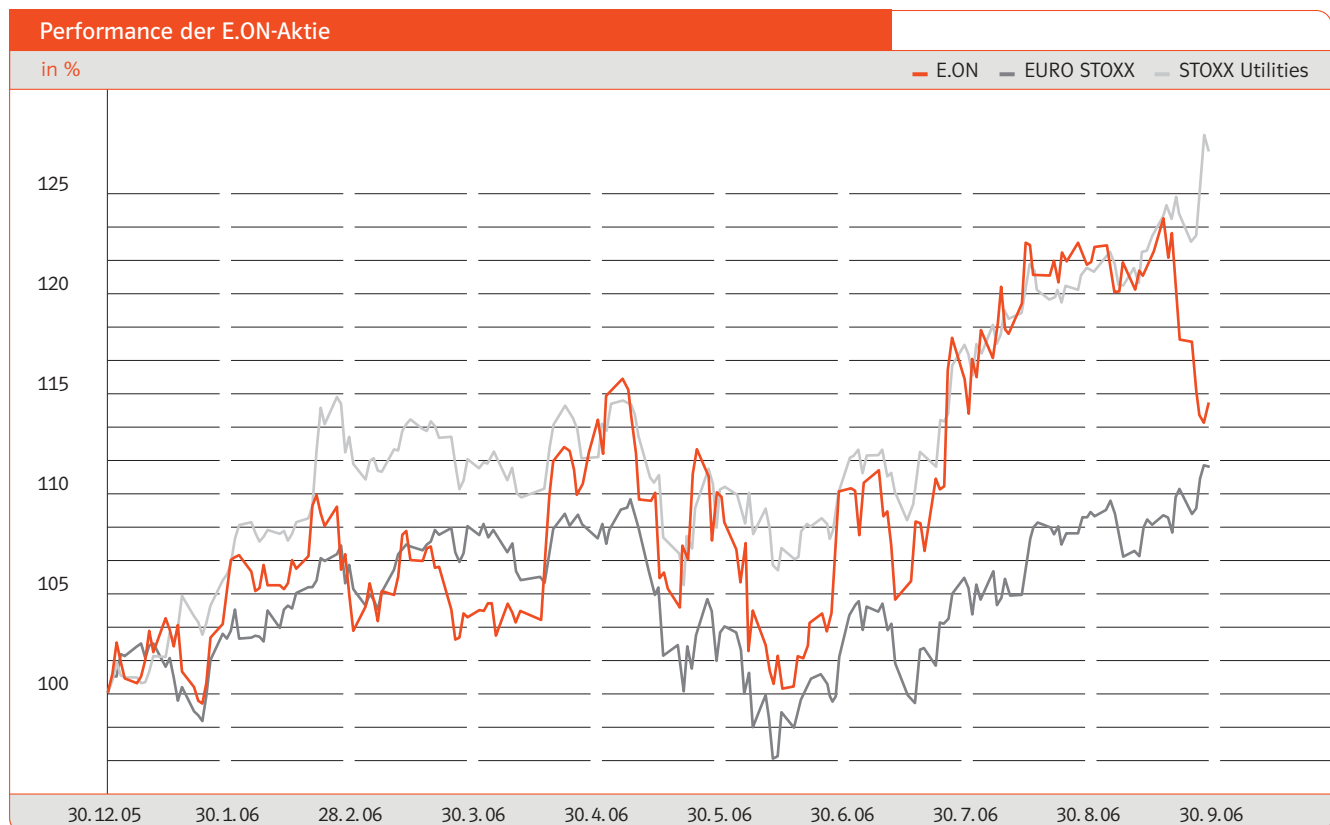
Aktuelle Informationen zur E.ON-Aktie finden Sie auf unserer Website unter [www.eon.com](http://www.eon.com).

E.ON-Aktie		
	30. 9. 2006	31. 12. 2005
Anzahl Stückaktien in Mio <sup>1)</sup>	659	659
Schlusskurs in €	93,48	87,39
Marktkapitalisierung in Mrd € <sup>2)</sup>	64,7	60,5

1) ohne eigene Aktien  
2) bezogen auf das gesamte Grundkapital (692.000.000 Stückaktien)

Kurse und Umsätze		
1.-3. Quartal	2006	2005
Höchstkurs in € <sup>1)</sup>	100,94	80,80
Tiefstkurs in € <sup>1)</sup>	82,12	64,50
Umsatz E.ON-Aktien <sup>2)</sup>		
- in Mio Stück	779,0	640,2
- in Mrd €	73,5	45,7

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



## 6 Lagebericht

### Energiepreisentwicklung

In den ersten neun Monaten 2006 wurden die Strom- und Gasmärkte in Europa vor allem von den Preisen für Öl, Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate, der angespannten Gasversorgungs- und Gas-speichersituation in Großbritannien sowie der verfügbaren Wasserkraft in Skandinavien beeinflusst. Nach einer längeren Periode mit hohen und volatilen Preisen begannen die Preise für Erdgas in Großbritannien Mitte August 2006 zu sinken. Anschließend gingen die Strompreise ebenfalls zurück. Verglichen mit den historischen Werten blieb das Preisniveau aber weiter hoch.

Der Preis für Brent-Rohöl erreichte Anfang August 2006 mit über 78 \$ pro Barrel einen neuen Höchststand. Danach fiel er um 20 Prozent und lag am Ende des dritten Quartals bei 62 \$ pro Barrel, dem gleichen Preis wie am Jahresbeginn. Marktanalysten führen die Unsicherheit hinsichtlich des Wirtschaftswachstums in den USA und die Entspannung der Lage im Nahen und Mittleren Osten als die wesentlichen Gründe für den Rückgang an.

Auch die Kohlepreise sanken im Verlauf des dritten Quartals. Der Rückgang resultiert aus einem gestiegenen Angebot in Verbindung mit einer sinkenden Nachfrage in Europa. Ende des dritten Quartals legten die Preise aufgrund der Befürchtung neuer Versorgungsprobleme in Russland wieder zu. Damit blieb der Kohlepreis 15 Prozent über dem Niveau am Anfang des Jahres. Der Marktpreis scheint durch ein erhebliches Interesse am Kauf derivativer Finanzinstrumente zur Sicherung der Kohlepreise und die allgemeine Angebotssituation gestützt zu werden.

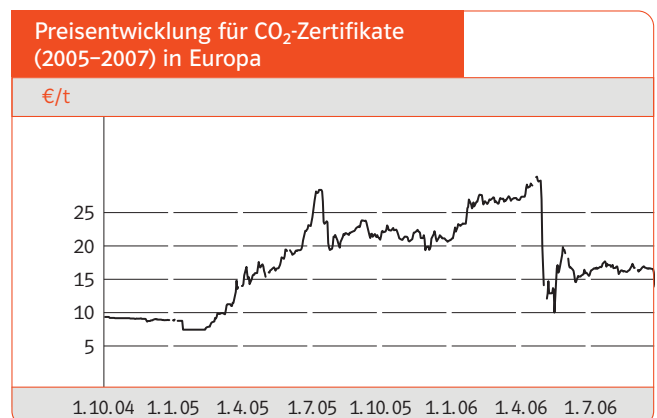
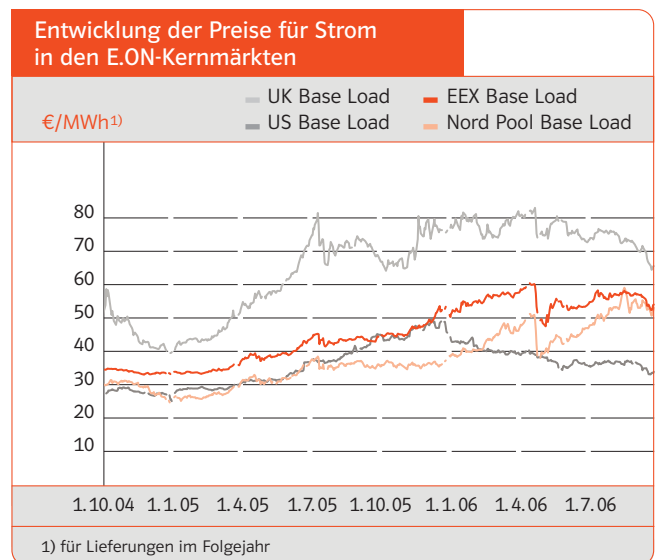
Die deutschen Importpreise für Erdgas sind vertraglich an die Heizölpreise gekoppelt, an die sie mit einer zeitlichen Verzögerung angepasst werden. Da die Ölpreise kontinuierlich gestiegen sind, lag auch der amtlich veröffentlichte Erdgasimportpreis im Berichtszeitraum 2006 um 40 Prozent über dem Durchschnittspreis der ersten neun Monate 2005. Die jüngsten Preisrückgänge beim Öl spiegeln sich aufgrund der zeitlichen Verzögerung des Anpassungsmechanismus noch nicht in den durchschnittlichen deutschen Erdgasimportpreisen wider. Die Gaspreise in Großbritannien sind seit Mitte August aufgrund der optimistischen Einschätzungen über die Verfügbarkeit der neuen Gasimport-Infrastruktur und sinkender Ölpreise rückläufig. Anfang Oktober war ein kurzfristiges Überangebot für einen Tiefststand von -5 pence pro Therm bei den Gaspreisen verantwortlich. Dieser drastische Preisverfall, im Wesentlichen eine Folge von Tests der neuen Import-Infrastruktur, führte nicht zu einem Kollaps bei den britischen Gasverträgen für Lieferungen im Folgejahr. Die Erdgaspreise waren Ende September 16 Prozent niedriger als am Jahresanfang.

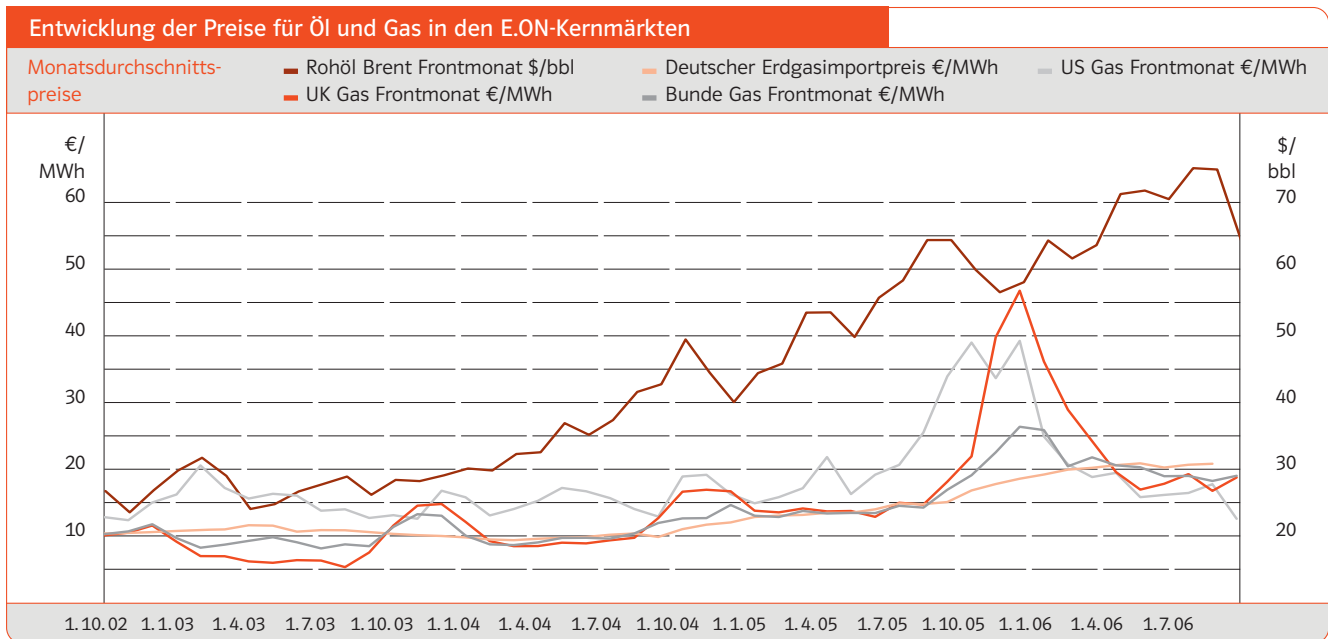
Die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate waren im Laufe des Jahres 2006 sehr volatil. Nach Preisanstiegen Anfang 2006 fielen sie an einem einzigen Tag um 27 Prozent, als einige EU-Staaten ihre Emissionsdaten für das Jahr 2005 veröffentlichten. Während des

Sommers haben sich die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bei 16 € pro Tonne stabilisiert, fielen aber Ende September 2006 wieder auf 13 € pro Tonne.

In Europa wurden die Großhandelspreise für Strom stark durch die Preise für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate beeinflusst. Der Verfall der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate Ende April führte in Großbritannien, Nordeuropa und Deutschland zu deutlich sinkenden Großhandelspreisen für Strom. Seitdem folgten die Preise in Deutschland der Entwicklung der Preise für Öl, Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Strompreise in Großbritannien gingen wegen der rückläufigen Gaspreise zurück. In Nordeuropa trieben die geringere Verfügbarkeit der Wasserkraftwerke und die Stillstände schwedischer Kernkraftwerke infolge der Störung im Kraftwerk Forsmark die Strompreise im Sommer in die Höhe. Aufgrund der erwarteten Wiederinbetriebnahme der schwedischen Kernkraftwerke sowie geringerer Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate fielen die Strompreise in Nordeuropa wieder.

In den USA sanken die Gaspreise seit Anfang 2006 erheblich. Gründe für den Rückgang waren insbesondere der milde Winter und Rekordfüllstände der Gasspeicher. Die Strompreise waren vor dem Hintergrund sinkender Gaspreise ebenfalls rückläufig. Die SO<sub>2</sub>-Preise nahmen seit Beginn des Jahres um mehr als 50 Prozent ab.





### Regulierung der Netzentgelte in Deutschland

Erstmals mussten in diesem Jahr Strom- und Gasnetzbetreiber Anträge zur Genehmigung ihrer Netzentgelte stellen. Obwohl die Genehmigung der Netzentgelte zum 1. Mai 2006 (Strom) bzw. zum 1. August 2006 (Gas) und damit sechs Monate nach Antragsabgabe erfolgen sollte, sind die meisten Genehmigungsverfahren der Bundesnetzagentur (BNetzA) noch nicht abgeschlossen.

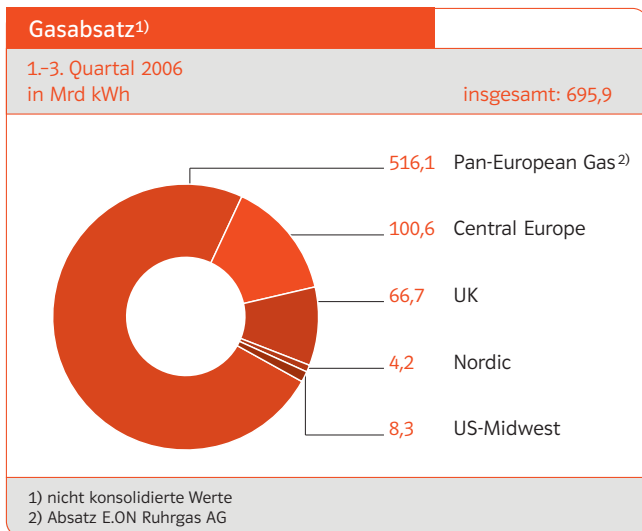
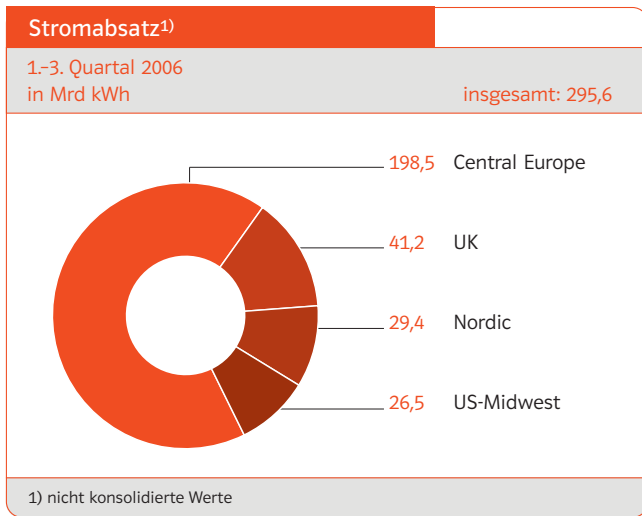
E.ON Energie bildet hier eine Ausnahme: Im Gasbereich von E.ON Energie haben wir bereits für die Mehrzahl unserer Verteilnetzbetreiber Bescheide erhalten, im Strombereich sind mittlerweile sogar alle Bescheide, sowohl für den Übertragungsnetzbetreiber E.ON Netz als auch für die Verteilnetzbetreiber, eingegangen. Die Kürzung des beantragten Kostenvolumens beläuft sich bei E.ON Netz auf rund 16 Prozent gegenüber Antrag. Bei unseren Verteilnetzbetreibern bewegen sich die Kürzungen im Strombereich zwischen 11 und 15 Prozent (durchschnittlich gut 13 Prozent) gegenüber Antrag, im Gasbereich zwischen 9 und 14 Prozent (im Mittel vorläufig 10 bis 12 Prozent). Sie liegen damit ungefähr auf dem Niveau der bisher bekanntgegebenen Kürzungen unserer Wettbewerber.

Insgesamt liegt das Kürzungsvolumen im Rahmen unserer Jahresverlauf bereits angepassten Erwartungen.

Obwohl die vorgenommenen Kürzungen auf einer Auslegung der Netzentgeltverordnungen beruhen, die häufig einseitig zu Ungunsten der Netzbetreiber ausfiel, hat sich E.ON Energie entschieden, keine Rechtsmittel einzulegen, sondern unternehmerisch zu antworten.

Die BNetzA hat zusätzlich angekündigt, im Rahmen einer sogenannten Mehrerlösabschöpfung die Differenz zwischen den genehmigten Netzerlösen und den vom 1. November 2005 (Strom) bzw. vom 1. Februar 2006 (Gas) bis zur Genehmigung tatsächlich erzielten Erlösen von den Unternehmen zurückzufordern. Der Vollzug der Mehrerlösabschöpfung ist bis zur juristischen Klärung der Rechtmäßigkeit im Rahmen der Klage des Übertragungsnetzbetreibers Vattenfall Europe Transmission gegen seinen Entgeltbescheid ausgesetzt. Das Risiko aus der Mehrerlösabschöpfung haben wir durch eine entsprechende Rückstellung in unserem Quartalsabschluss berücksichtigt.

## 8 Lagebericht



### Strom- und Gasabsatz

Die Stromlieferungen im E.ON-Konzern lagen insgesamt in den ersten neun Monaten 2006 nahezu auf dem Vorjahresniveau. Das Absatzplus der Market Unit Central Europe von 3 Prozent resultierte überwiegend aus Erstkonsolidierungen von Stromregionalversorgern in Bulgarien, Rumänien und in den Niederlanden. Bei den Market Units UK, Nordic und US-Midwest ging der Stromabsatz dagegen zurück. Den Gasabsatz konnten wir im Wesentlichen durch die im Vergleich zum Vorjahr niedrigen Temperaturen im ersten Quartal, das weiter wachsende Auslandsgeschäft der Market Unit Pan-European Gas und Erstkonsolidierungen in Ungarn, in Tschechien, in den Niederlanden und in Deutschland bei Central Europe um 8 Prozent steigern.

### Umsatz deutlich erhöht

Alle Market Units - mit Ausnahme der Market Unit Nordic - haben zu dem deutlichen Umsatzwachstum beigetragen. Dies hatte vor allem folgende Gründe: Die weltweit steigenden Rohstoff- und Energiepreise, die zu höheren durchschnitt-

lichen Preisen für Strom und Gas führten, Erstkonsolidierungen von Gesellschaften insbesondere in Bulgarien, Ungarn, Rumänien und Großbritannien sowie das witterungsbedingte Absatzplus vor allem im Gasgeschäft. Bei der Market Unit Nordic lag der Umsatz dagegen aufgrund geringerer Erzeugungsmengen aus Wasserkraft leicht unter dem Vorjahresniveau.

**Konzernumsatz**

1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005 <sup>1)</sup>	+/- %
Central Europe	20.997	17.726	+18
Pan-European Gas	17.750	11.940	+49
UK	8.735	6.916	+26
Nordic	2.254	2.335	-3
US-Midwest	1.482	1.465	+1
Corporate Center	-1.767	-862	-
<b>Konzernumsatz</b>	<b>49.451</b>	<b>39.520</b>	<b>+25</b>

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten

### Adjusted EBIT um 10 Prozent gestiegen

Die Verbesserung des Adjusted EBIT bei den Market Units Central Europe und Pan-European Gas ist ebenfalls auf die Entwicklung der Preise für Strom und Gas und Erstkonsolidierungen in Zentraleuropa Ost sowie die höheren Strom- und Gasabsätze zurückzuführen. Ergebnisbelastend wirkte sich allerdings insbesondere bei Central Europe die Rückstellung für erwartete Folgen der staatlichen Regulierung der Netzentgelte aus. Das Adjusted EBIT der Market Unit UK lag nach dem starken Einbruch im ersten Quartal durch die positive Entwicklung im zweiten und dritten Quartal nahezu auf dem Niveau des Vorjahres. Dagegen ging bei Nordic das Adjusted EBIT aufgrund der geringeren Erzeugungsmengen aus Wasserkraft und höherer Steuern auf die installierten Kernenergie- und Wasserkraftkapazitäten deutlich zurück.

**Adjusted EBIT**

1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005 <sup>1)</sup>	+/- %
Central Europe	3.243	2.945	+10
Pan-European Gas	1.596	1.125	+42
UK	710	715	-1
Nordic	437	581	-25
US-Midwest	285	277	+3
Corporate Center	-260	-260	-
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>6.011</b>	<b>5.383</b>	<b>+12</b>
<b>Weitere Aktivitäten<sup>2)</sup></b>	<b>53</b>	<b>121</b>	<b>-56</b>
<b>Adjusted EBIT<sup>3)</sup></b>	<b>6.064</b>	<b>5.504</b>	<b>+10</b>

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten  
2) enthält die at equity bewertete Degussa  
3) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe nachfolgende Tabelle

## Konzernüberschuss 59 Prozent unter hohem Vorjahresniveau

Der Konzernüberschuss (nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder) und das Ergebnis je Aktie lagen mit 2,6 Mrd € bzw. 3,99 € jeweils 59 Prozent unter dem hohen Vorjahresniveau.

Konzernüberschuss			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005 <sup>1)</sup>	+/- %
<b>Adjusted EBITDA<sup>2)</sup></b>	<b>8.441</b>	<b>7.629</b>	<b>+11</b>
Adjusted EBIT-wirksame Abschreibungen <sup>3)</sup>	-2.377	-2.125	-
<b>Adjusted EBIT<sup>2)</sup></b>	<b>6.064</b>	<b>5.504</b>	<b>+10</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis <sup>4)</sup>	-848	-791	-
Netto-Buchgewinne	819	403	-
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-	-14	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-2.538	31	-
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>3.497</b>	<b>5.133</b>	<b>-32</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-730	-1.625	-
Anteile Konzernfremder	-270	-370	-
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>2.497</b>	<b>3.138</b>	<b>-20</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	132	3.261	-96
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>2.629</b>	<b>6.399</b>	<b>-59</b>

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten  
 2) Non-GAAP financial measure  
 3) Erläuterung siehe Fußnote 2) unter der Tabelle auf S. 38  
 4) Überleitung siehe S. 39

Das wirtschaftliche Zinsergebnis hat sich gegenüber dem Vorjahr um 57 Mio € verschlechtert. Ausschlaggebend ist eine höhere Belastung aufgrund der Zuführung zu Kernenergie-rückstellungen.

In den ersten neun Monaten 2006 lagen die Nettobuchgewinne deutlich über dem Vorjahresniveau. Im Berichtszeitraum fielen sie bei der Veräußerung von Wertpapieren (351 Mio €) und im Zusammenhang mit der Degussa-Transaktion an (376 Mio €; siehe auch Erläuterungen auf Seite 32). Im Vorjahr resultierten die Buchgewinne vor allem aus dem Verkauf von Wertpapieren (260 Mio €) sowie aus der Fusion von Gasversorgung Thüringen und TEAG (112 Mio €).

Aufwendungen für Restrukturierung fielen in den ersten neun Monaten 2006 nicht an.

Das sonstige nicht operative Ergebnis wurde vor allem durch die Erfüllung von derivativen Gasbezugsverträgen und die stichtagsbezogene Marktbewertung von Derivaten (-1.954 Mio €) insbesondere in der Market Unit UK geprägt. Zum 30. September 2005 resultierte aus der Marktbewertung von Derivaten noch ein positiver Ergebnisbeitrag von 582 Mio €. Außerdem fielen hier Wertberichtigungen in Höhe von 359 Mio € infolge der Netzregulierung in Deutschland an. Im Vorjahr wurden die positiven Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten nahezu durch die Kosten im Zusammenhang mit dem schweren Sturm in Schweden zu Beginn des Jahres 2005 und die von Degussa im Bereich Feinchemie vorgenommene Wertberichtigung kompensiert.

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit liegt trotz der positiven operativen Entwicklung erheblich unter dem Vorjahreswert. Neben den Effekten aus der stichtagsbezogenen Derivatebewertung wirkt sich die neu eingeführte Regulierung der Netzentgelte in Deutschland mit Wertberichtigungen im Gasverteilnetzgebiet in Höhe von insgesamt 547 Mio € aus. Darüber hinaus haben wir für erwartete Folgen aus der so genannten Mehrerlösabschöpfung 533 Mio € in unserem Quartalsabschluss berücksichtigt.

In den ersten neun Monaten 2006 wird für die fortgeführten Aktivitäten ein Steueraufwand in Höhe von 730 Mio € ausgewiesen. Der Rückgang des Steueraufwands beruht im Wesentlichen auf einem höheren Anteil steuerfreier Erträge.

Der konzernfremden Gesellschaftern zustehende Anteil am Konzernüberschuss nahm wegen geringerer Ergebnisbeiträge der betreffenden Gesellschaften im Vergleich zum Vorjahr ab.

Das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten enthält im Wesentlichen die Ergebnisse der im Juni 2006 veräußerten E.ON Finland und der abzugebenden Gesellschaft Western Kentucky Energy (WKE), die gemäß US-GAAP in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert ausgewiesen werden (siehe Erläuterungen auf der Seite 32). Für den Berichtszeitraum 2005 werden hier zusätzlich noch die Ergebnisse der im Jahr 2005 veräußerten Gesellschaften Viterra und Ruhrgas Industries ausgewiesen.

Im dritten Quartal 2006 lag der Konzernüberschuss trotz operativer Verbesserungen mit -198 Mio € ganz erheblich unter dem hohen Vorjahreswert von 3,4 Mrd €. Im Wesentlichen ist dies auf die im Vorjahresquartal enthaltenen hohen Buchgewinne aus der Veräußerung von Viterra und Ruhrgas Industries in Höhe von rund 3 Mrd € zurückzuführen. Darüber hinaus wirken sich im Vergleich zum dritten Quartal 2005 die Marktbewertung von Derivaten (-674 Mio €), Wertberichtigungen im Gasverteilnetzgebiet (-547 Mio €) und die Vorsorge für erwartete Regulierungsrisiken (Mehrerlösabschöpfung: -208 Mio €) negativ aus.

## 10 Lagebericht

### Bereinigter Konzernüberschuss 26 Prozent über Vorjahreswert

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 Anteilen Konzernfremder aus, die um außergewöhnliche Effekte bereinigt ist. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem bzw. seltenem Charakter (nach Steuern und Fremdanteilen). Darüber hinaus wird das Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten beim bereinigten Konzernüberschuss nicht berücksichtigt.

Bereinigter Konzernüberschuss			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005	+/- %
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>2.629</b>	<b>6.399</b>	<b>-59</b>
Neutrales Ergebnis nach Steuern und Anteilen Konzernfremder	889	-450	-
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-132	-3.261	-
<b>Bereinigter Konzernüberschuss<sup>1)</sup></b>	<b>3.386</b>	<b>2.688</b>	<b>+26</b>

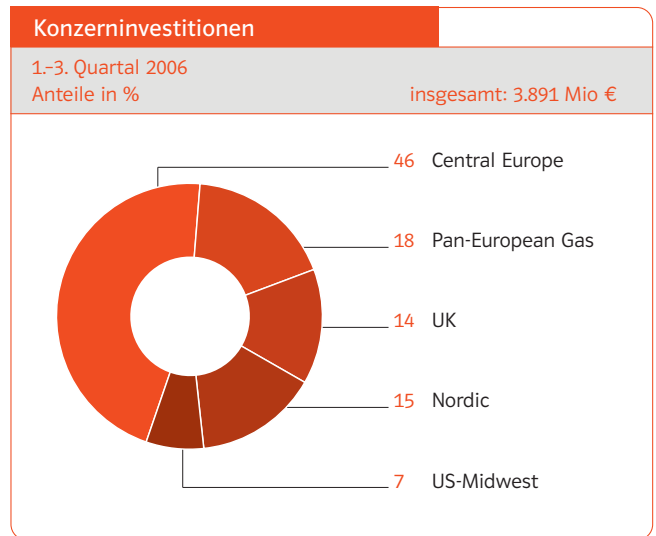
1) Non-GAAP financial measure

### Investitionen deutlich über Vorjahreswert

Im E.ON-Konzern lagen die Investitionen im Berichtszeitraum mit 3,9 Mrd € um 28 Prozent über dem Vorjahresniveau. In Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände wurden 2,6 Mrd € (Vorjahr: 1,9 Mrd €) investiert. Die Investitionen in Finanzanlagen betragen 1,3 Mrd € gegenüber 1,2 Mrd € im Vorjahr.

Konzerninvestitionen			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005 <sup>1)</sup>	+/- %
Central Europe	1.769	1.430	+24
Pan-European Gas	717	431	+66
UK	555	728	-24
Nordic	599	379	+58
US-Midwest	276	139	+99
Corporate Center	-25	-68	-
<b>Konzerninvestitionen</b>	<b>3.891</b>	<b>3.039</b>	<b>+28</b>

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten



Die Market Unit Central Europe investierte in den ersten neun Monaten rund 340 Mio € bzw. 24 Prozent mehr als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Auf Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände entfielen 1.138 Mio € (Vorjahr: 963 Mio €), wobei der Großteil in die Bereiche Stromerzeugung und Stromverteilung floss. Die Finanzinvestitionen stiegen deutlich auf 631 Mio € (467 Mio €). Dies ist im Wesentlichen auf den Erwerb von Beteiligungen in Tschechien und kleineren Stadtwerken in Deutschland sowie auf durchgeführte Kapitalerhöhungen bei Tochtergesellschaften und Investitionen in neue Müllverbrennungsanlagen zurückzuführen.

Die Investitionen in der Market Unit Pan-European Gas betragen 717 Mio €. Hiervon entfielen 247 Mio € (Vorjahr: 175 Mio €) auf Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände. Die Investitionen in Finanzanlagen in Höhe von 470 Mio € (256 Mio €) betrafen im Wesentlichen den Erwerb der ungarischen MOL-Gassparte (jetzt E.ON Földgaz Storage und E.ON Földgaz Trade), der Ende März 2006 abgeschlossen wurde.

E.ON UK investierte im Berichtszeitraum 555 Mio € im Wesentlichen in Sachanlagen. Gründe für die höheren Investitionen im Vorjahreszeitraum waren der Erwerb des Gaskraftwerks Enfield und von Holford Gas Storage sowie die Übernahme der kleineren und mittleren Geschäftskunden von Economy Power. Dem standen in den ersten neun Monaten 2006 zusätzliche Investitionen im regulierten Geschäft im Rahmen des 5-Jahres-Regulierungsprogramms gegenüber. Darüber hinaus investierte E.ON UK im Erzeugungsbereich vor allem in den Ausbau der Kapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien am Standort Lockerbie.

Die Market Unit Nordic investierte 354 Mio € (Vorjahr: 225 Mio €) in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen wie die Instandhaltung der Kraftwerke und die Verbesserung und den Ausbau des Verteilungsnetzes. Die Steigerung im Vergleich zum Vorjahr ist insbesondere auf Maßnahmen zur Effizienzverbesserung in Kernkraftwerken zurückzuführen. Darüber hinaus sind die Investitionen in das Stromverteilungsnetz wegen des schweren Sturms im Januar 2005 deutlich gestiegen. Die Investitionen in Finanzanlagen betragen 245 Mio € gegenüber 154 Mio € im Vorjahreszeitraum.

U.S. Midwest hat mit 276 Mio € 99 Prozent mehr investiert als im Vorjahr. Dies ist vor allem auf höhere Ausgaben für Anlagen zur Reduzierung von SO<sub>2</sub>-Emissionen sowie auf Investitionen in den Bau des neuen Grundlastkraftwerks Trimble County 2 mit einer Leistung von 750 MW zurückzuführen.

### Finanzlage

E.ON stellt die Finanzlage des Konzerns unter anderem mit den Kennzahlen operativer Cashflow, Free Cashflow und Netto-Finanzposition dar. Als Free Cashflow bezeichnen wir den operativen Cashflow nach Abzug der Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen. Dieser Überschuss steht insbesondere für Akquisitionen, Dividenden, Tilgungen und Geldanlagen zur Verfügung. Die Netto-Finanzposition ist der Saldo aus der Brutto-Finanzverschuldung und dem vorhandenen Finanzvermögen. Diese Kennzahlen erhöhen das Verständnis der Finanzlage und insbesondere der Liquiditätsentwicklung des E.ON-Konzerns.

Operativer Cashflow			
1-3. Quartal in Mio €	2006	2005 <sup>1)</sup>	+/-
Central Europe	2.484	2.516	-32
Pan-European Gas	291	1.266	-975
UK	493	-55	+548
Nordic	554	490	+64
US-Midwest	367	226	+141
Corporate Center	303	299	+4
<b>Operativer Cashflow<sup>2)</sup></b>	<b>4.492</b>	<b>4.742</b>	<b>-250</b>
Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögens- gegenstände	2.558	1.864	+694
<b>Free Cashflow<sup>3)</sup></b>	<b>1.934</b>	<b>2.878</b>	<b>-944</b>

1) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten  
 2) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten  
 3) Non-GAAP financial measure

Der operative Cashflow des E.ON-Konzerns lag in den ersten neun Monaten des Jahres 2006 um 5 Prozent unter dem Niveau des Vorjahres.

Der Rückgang des operativen Cashflows bei der Market Unit Central Europe ist im Wesentlichen auf eine höhere Mittelbindung im Working Capital sowie eine Aufstockung des Rückdeckungsanspruchs bei der Versorgungskasse Energie zurückzuführen. Positiv wirkte sich der Anstieg der Stromrohrgabe aus. Darüber hinaus wurde der Cashflow im Vorjahr durch Einmalzahlungen im Kernenergiebereich belastet. Die hohe Belastung der neu eingeführten Regulierung der Netzentgelte in Deutschland wird sich im operativen Cashflow erst in den Folgeperioden niederschlagen.

Die positive Geschäftsentwicklung der Market Unit Pan-European Gas in den ersten neun Monaten 2006 fand im Cashflow noch keinen Niederschlag. Gründe hierfür sind in erster Linie der Bestandsaufbau im Speicher bei E.ON Földgaz Trade, die seit 31. März 2006 konsolidiert wird, sowie preisbedingt höhere Auszahlungen für Einspeicherungen bei der E.ON Ruhrgas AG. Daneben wirkten sich spätere Zahlungen von Lieferantenrechnungen aus dem Vorjahr, niedrigere Zahlungseingänge von Kunden aufgrund höherer Vorfälligkeitszahlungen zum Ende des Vorjahres sowie preisbedingt höhere Auszahlungen für Gasbezüge auf die Cashflow-Entwicklung aus.

Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der operative Cashflow der Market Unit UK deutlich verbessert. Im Vorjahr hatten Pensionsfondseinzahlungen den Cashflow belastet. Der Anstieg der Gasbezugskosten konnte durch Preiserhöhungen und Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz kompensiert werden.

## 12 Lagebericht

Der operative Cashflow der Market Unit Nordic liegt über dem Vorjahreswert. Der Cashflow im Vorjahr war durch mehrere negative Sondereffekte geprägt. Dazu gehörten die hohen Auszahlungen aufgrund des schweren Sturms im Januar und höhere Steuerzahlungen als in diesem Jahr. Allerdings wird die positive Wirkung dieser Effekte insbesondere durch den negativen Einfluss der geringeren Stromerzeugung aus Wasserkraft teilweise kompensiert.

Bei der Market Unit US-Midwest ist ein Anstieg des operativen Cashflows zu verzeichnen. Ursache ist vor allem ein größerer Forderungsabbau, der auf die gestiegenen Gaspreise im vierten Quartal 2005 und die damit verbundenen erhöhten Zahlungseingänge im ersten Quartal 2006 zurückzuführen ist. Teilweise kompensiert wurde der Anstieg durch Einzahlungen in Pensionsfonds im Jahr 2006.

Der operative Cashflow des Corporate Centers liegt auf dem Vorjahresniveau. Der Wegfall des positiven Effekts aus der Auflösung von Cross Currency Swaps wird durch Steuereffekte ausgeglichen.

Jeweils im ersten Quartal eines Kalenderjahres werden – trotz saisonüblich hoher Absätze – wegen der Abrechnungszyklen bei Central Europe, UK und US-Midwest grundsätzlich geringere Cashflow-Überschüsse erzielt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Forderungen zunehmen und Finanzmittel für bezogene Lieferungen und Leistungen abfließen. Dagegen erfolgt in der Regel im Folgezeitraum ein entsprechender abrechnungsbedingter Abbau des Working Capitals. Dieser führt zu Cashflow-Überschüssen, obwohl die Absätze in diesen Quartalen – mit Ausnahme bei der Market Unit US-Midwest – üblicherweise zurückgehen. Das vierte Quartal ist wiederum durch den Aufbau des Working Capitals beeinflusst. Bei Pan-European Gas wird dagegen der operative Cashflow weitestgehend im ersten Quartal erwirtschaftet, während im zweiten und dritten Quartal ein Finanzmittelabfluss durch die Gaseinspeicherung und im vierten Quartal ein Mittelabfluss durch Erdgassteuervorauszahlungen erfolgt. Ein besonders hoher Teil der Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen wird bei den Market Units im vierten Quartal eines Jahres fällig.

Der Free Cashflow liegt wegen der höheren Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände 33 Prozent unter dem Vorjahreswert.

Netto-Finanzposition			
in Mio €	30. 9. 2006	31. 12. 2005	30. 9. 2005
Einlagen bei Kreditinstituten	2.869	5.859	6.126
Wertpapiere/Fonds des Umlaufvermögens	9.613	9.260	9.181
<b>Summe liquide Mittel</b>	<b>12.482</b>	<b>15.119</b>	<b>15.307</b>
Wertpapiere/Fonds des Anlagevermögens	1.525	1.160	1.040
<b>Finanzvermögen</b>	<b>14.007</b>	<b>16.279</b>	<b>16.347</b>
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	-1.570	-1.572	-2.002
Anleihen (inkl. MTN)	-8.961	-9.538	-9.498
Commercial Paper	-1.214	-	-1.061
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	-1.223	-1.306	-636
<b>Summe Finanzschulden</b>	<b>-12.968</b>	<b>-12.416</b>	<b>-13.197</b>
<b>Netto-Finanzposition<sup>1)</sup></b>	<b>1.039</b>	<b>3.863</b>	<b>3.150</b>

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe nachfolgende Tabelle.

Die Netto-Finanzposition (Non-GAAP financial measure) setzt sich aus mehreren Größen zusammen, die in der nachfolgenden Tabelle jeweils auf eine gemäß US-GAAP ermittelte Größe übergeleitet werden.

Überleitung Netto-Finanzposition			
in Mio €	30. 9. 2006	31. 12. 2005	30. 9. 2005
Liquide Mittel laut Bilanz	12.482	15.119	15.307
Finanzanlagen laut Bilanz	23.434	21.686	20.434
- davon Ausleihungen	-851	-1.100	-1.246
- davon Beteiligungen	-20.374	-18.759	-17.407
- davon Anteile an verbundenen Unternehmen	-684	-667	-741
<b>= Summe Finanzvermögen</b>	<b>14.007</b>	<b>16.279</b>	<b>16.347</b>
Finanzverbindlichkeiten laut Bilanz	-15.125	-14.362	-15.181
- davon gegenüber verbundenen Unternehmen aus Finanzgeschäft	153	134	107
- davon gegenüber Beteiligungsunternehmen aus Finanzgeschäft	2.004	1.812	1.877
<b>= Summe Finanzschulden</b>	<b>-12.968</b>	<b>-12.416</b>	<b>-13.197</b>
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>1.039</b>	<b>3.863</b>	<b>3.150</b>

Im Vergleich zum Stand per 31. Dezember 2005 (3.863 Mio €) ist die Netto-Finanzposition um 2.824 Mio € auf 1.039 Mio € zurückgegangen. Im Wesentlichen ist dies auf Investitionen in Sachanlagen, die Akquisition der ungarischen MOL-Gas-sparte und auf die Dotierung in Höhe von 2,6 Mrd € im Rahmen des Contractual Trust Arrangements (CTA) zurückzuführen. Darüber hinaus führte die Dividendenzahlung (einschließlich der Sonderdividende) inklusive der darauf entfallenden Steuerzahlung zu einem hohen Finanzmittelabfluss. Positiv wirkte sich neben den Erlösen aus der Veräußerung von Degussa und E.ON Finland insbesondere der hohe Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit auf die Netto-Finanzposition aus.

Finanzkennzahlen		
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005
Netto-Zinsaufwand <sup>1)</sup>	-151	-224
Adjusted EBITDA <sup>2)</sup>	8.441	7.629
Adjusted EBITDA/Netto-Zinsaufwand	55,9x	34,1x

1) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung siehe S. 39  
2) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 9

Der Netto-Zinsaufwand verringerte sich gegenüber dem Vorjahr um 73 Mio €. Dies wird im Wesentlichen durch die im Durchschnitt bessere Netto-Finanzposition im Vergleich zu den ersten neun Monaten 2005 verursacht. Im Netto-Zinsaufwand sind nur die Zinsergebnisse der Komponenten enthalten, die auch Bestandteil der Netto-Finanzposition sind.

Am 21. Februar 2006 hat Standard & Poor's (S&P) sein Langfrist-Rating für E.ON-Anleihen von AA- und auch sein Kurzfrist-Rating von A-1+ auf „Creditwatch“ mit negativen Implikationen gesetzt. Dieser Schritt folgte der Ankündigung von E.ON, dass ein Angebot zur Übernahme von 100 Prozent der Aktien der Endesa S.A. eingereicht wurde. Am 22. Februar 2006 hat Moody's bekannt gegeben, das Langfrist-Rating für E.ON-Anleihen von Aa3 ebenfalls bezüglich einer möglichen Herabstufung zu überprüfen („Review for a possible downgrade“).

Nach der Ankündigung von E.ON, das Angebot für Endesa zu erhöhen, hat Moody's am 28. September 2006 bekannt gegeben, auch E.ON's Kurzfrist-Rating von P-1 auf eine mögliche Herabstufung zu überprüfen. S&P hat am 27. September 2006 bestätigt, dass E.ON's Langfrist- und Kurzfrist-Rating weiterhin auf „Creditwatch“ mit negativen Implikationen bleiben. Nach Abschluss der Transaktion strebt E.ON ein Langfrist-Rating von „single A flat“ (A/A2) an.

Am 21. Februar 2006 hatte E.ON ein Angebot in Höhe von 29,1 Mrd € zum Erwerb von 100 Prozent der Aktien von Endesa abgegeben, das im Juli 2006 nach Endesa's Dividendenzahlung entsprechend den Angebotsbedingungen auf 26,9 Mrd € angepasst wurde. Am 26. September 2006 hat E.ON bekannt gegeben, das bestehende Angebot auf 37,1 Mrd € zu erhöhen. In diesem Zusammenhang hat E.ON eine neue Kreditlinie zur Finanzierung des höheren Angebots abgeschlossen.

### Mitarbeiter

Am 30. September 2006 waren im E.ON-Konzern weltweit 80.296 Mitarbeiter beschäftigt. Hinzu kommen 2.577 Auszubildende sowie 233 Vorstände und Geschäftsführer. Damit ist die Zahl der Mitarbeiter seit 31. Dezember 2005 nahezu konstant geblieben.

Der Anteil der im Ausland tätigen Mitarbeiter hat sich seit Vorjahresende ebenfalls fast nicht verändert. Zum Ende des dritten Quartals waren insgesamt 46.168 Mitarbeiter (57,5 Prozent) im Ausland beschäftigt.

Mitarbeiter <sup>1)</sup>			
	30. 9. 2006	31. 12. 2005	+/- %
Central Europe	43.866	44.476	-1
Pan-European Gas	12.464	13.366	-7
UK	14.982	12.891	+16
Nordic	5.659	5.424	+4
US-Midwest	2.889	3.002	-4
Corporate Center	436	411	+6
<b>Gesamt</b>	<b>80.296</b>	<b>79.570</b>	<b>+1</b>
Nicht fortgeführte Aktivitäten <sup>2)</sup>	468	840	-44

1) ohne Auszubildende, Geschäftsführer und Organmitglieder  
2) enthält WKE und zum 31.12.2005 zusätzlich E.ON Finland

Die Zahl der Beschäftigten bei Pan-European Gas hat sich im Vergleich zum 31. Dezember 2005 um rund 7 Prozent auf insgesamt 12.464 Mitarbeiter verringert. Hierfür sind im Wesentlichen Anpassungsmaßnahmen zur Steigerung der Effizienz bei E.ON Gaz Romania verantwortlich.

Bei der Market Unit UK waren zum Ende des dritten Quartals 2006 insgesamt 14.982 Mitarbeiter beschäftigt. Der Zuwachs um rund 16 Prozent seit Jahresende 2005 ist hauptsächlich auf den weiteren Personalaufbau im Bereich Kundenservice sowie den steigenden Einsatz von Technikern im Bereich Netzinfrastruktur und im Ablesegeschäft zurückzuführen.

## 14 Lagebericht

Zum Ende des dritten Quartals 2006 waren in der Market Unit Nordic 5.659 Mitarbeiter beschäftigt, rund 4 Prozent mehr als am Jahresende 2005. Dies resultiert hauptsächlich aus zusätzlichem Personal im Endkundengeschäft und im Bereich Netzinfrastruktur.

Der Rückgang der Belegschaft um rund 4 Prozent bei der Market Unit US-Midwest seit Jahresende 2005 ist hauptsächlich auf den Verkauf von Betriebsführungsverträgen einer Servicegesellschaft im unregulierten Geschäft zurückzuführen.

Der Aufwand für Löhne und Gehälter einschließlich der sozialen Abgaben und Altersversorgung betrug im Berichtszeitraum rund 3,5 Mrd € (Vorjahr: 3,3 Mrd €).

### Risikolage

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

Bei der Erzeugung und Verteilung von Energie werden technologisch komplexe Produktionsanlagen eingesetzt. Betriebsstörungen oder längere Produktionsausfälle von Anlagen oder Komponenten könnten unsere Ertragslage beeinträchtigen. Wir begegnen diesen Risiken durch kontinuierliche Qualifizierung unserer Mitarbeiter sowie regelmäßige Wartung und Verbesserungen unserer Anlagen.

Aus dem operativen Geschäft ergeben sich Zins-, Währungs-, Commoditypreis- und Kreditausfallrisiken, denen wir mit geeigneten Instrumenten begegnen.

Das internationale Marktumfeld, in dem sich unsere Market Units bewegen, ist durch allgemeine konjunkturelle Risiken und zunehmende Wettbewerbsintensität gekennzeichnet. Die auf den liberalisierten Märkten vorhandenen Preis- und Absatzrisiken unseres Strom- und Gasgeschäfts minimieren wir durch ein umfassendes Vertriebscontrolling und den Einsatz derivativer Finanzinstrumente.

Weitere externe Risiken ergeben sich aus dem politischen, rechtlichen und regulatorischen Umfeld des E.ON-Konzerns, dessen Änderung zu Planungsunsicherheiten führen kann. Wir verfolgen das Ziel, durch intensiven und konstruktiven Dialog mit Behörden und Politik sachlich, kompetent und aktiv die Rahmenbedingungen mitzugestalten. Derzeit sind vor allem folgende Themen relevant:

- Das Bundeswirtschaftsministerium beabsichtigt eine Verschärfung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht im Strom-, Gas- und Fernwärmemarkt. Es wird diskutiert, dass Unternehmen, die alleine oder gemeinsam eine marktbeherrschende Stellung auf diesen Märkten innehaben, künftig keine Entgelte, Entgeltbestandteile oder sonstige Geschäftsbedingungen mehr fordern dürfen, die ungünstiger als die von Unternehmen auf vergleichbaren Märkten sind – auch wenn die Abweichung nicht erheblich ist – sowie keine Entgelte, die die Kosten in unangemessener Weise überschreiten. Bei Umsetzung dieser Vorschläge sieht E.ON eine erhebliche Beeinträchtigung des Wettbewerbs auf dem heimischen Energiemarkt, dessen Auswirkungen auf E.ON zum jetzigen Zeitpunkt allerdings noch nicht quantifiziert werden können.
- Das Bundeskartellamt hat E.ON Ruhrgas per Verfügung die Praktizierung bestehender langfristiger Gaslieferverträge untersagt. Gegen die Verfügung hatte E.ON Ruhrgas Beschwerde beim OLG Düsseldorf eingelegt und zunächst einen Eilantrag gestellt, um die Aufhebung der sofortigen Vollziehung der Verfügung zu erreichen. Dieser Eilantrag hatte keinen Erfolg. Wir konzentrieren uns jetzt auf das Hauptsacheverfahren beim OLG mit Rechtsbeschwerdemöglichkeit beim BGH. Dabei erwarten wir für unsere Kunden und uns eine gründliche rechtliche Klärung und damit die erforderliche Rechtssicherheit über die Zulässigkeit des vom Bundeskartellamt gegen uns verfügten Wettbewerbsbeteiligungsverbots. Wir haben mit unseren weiterverteilenden Kunden, die von der Verfügung des Bundeskartellamts betroffen sind, für die Zeit ab 1. Oktober 2006 neue Gaslieferverträge entsprechend den Maßgaben der Verfügung des Bundeskartellamts abgeschlossen.
- Das Bundeskartellamt untersucht im Rahmen eines Missbrauchsverfahrens die Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten bei der Strompreiskalkulation. Grundlegendes Prinzip des Emissionshandels ist es, dass über die Berücksichtigung der Werte der Zertifikate als Kostenfaktor ein Lenkungseffekt zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielt wird. Das Bundeskartellamt untersucht derzeit, inwieweit diese kostenmäßige Berücksichtigung im Strompreis bei unentgeltlich zugeteilten CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten missbräuchlich ist.

Die operative und strategische Steuerung unseres Konzerns ist maßgeblich abhängig von einer hoch komplexen Informationstechnologie. Die Optimierung und Aufrechterhaltung der IT-Systeme wird durch den Einsatz qualifizierter interner und externer Experten sowie durch diverse technologische Sicherungsmaßnahmen gewährleistet.

Im Berichtszeitraum hat sich die Risikolage des E.ON-Konzerns gegenüber dem Jahresende 2005 nicht wesentlich verändert.

### Ausblick

Die positive operative Entwicklung des E.ON Konzerns hat sich auch im dritten Quartal fortgesetzt. Für das Jahr 2006 gehen wir weiterhin davon aus, beim Adjusted EBIT das hohe Niveau des Vorjahres zu übertreffen. Den außerordentlich hohen Konzernüberschuss des Vorjahres, der insbesondere aus den Buchgewinnen der erfolgreichen Veräußerungen von Viterra und Ruhrgas Industries resultierte, werden wir jedoch nicht wieder erreichen.

Zu den Market Units im Einzelnen:

In der Market Unit Central Europe rechnen wir für das Jahr 2006 damit, das Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr steigern zu können. Wir erwarten unverändert, die Belastungen aus regulatorischen Eingriffen im Netzgeschäft durch weitere operative Verbesserungen in anderen Bereichen und durch bereits im Jahresverlauf angefallene Einmaleffekte im Beteiligungsergebnis kompensieren zu können.

In der Market Unit Pan-European Gas gehen wir für das Gesamtjahr davon aus, das Adjusted EBIT des Vorjahres deutlich zu übertreffen. Dies resultiert überwiegend aus den positiven Ergebniseffekten im ersten Halbjahr. Insgesamt profitiert das Up-/Midstream-Geschäft von dem temperaturbedingten Absatzzuwachs im ersten Quartal. Zudem war das Vorjahr durch die Ölpreisentwicklung stark belastet. Im Downstream-Geschäft erwarten wir regulierungsbedingt ein Adjusted EBIT unter dem Vorjahreswert.

In der Market Unit UK hat sich das Ergebnis im zweiten und dritten Quartal wie erwartet erheblich gegenüber dem ersten Quartal verbessert. Wir gehen daher weiterhin davon aus, dass für das Jahr 2006 das Adjusted EBIT deutlich über dem Vorjahreswert liegen wird. Die Effekte aus den ganzjährig wirkenden Tarifierhöhungen, operative Verbesserungen im Erzeugungsbereich sowie Kostensenkungs- und Ergebnisverbesserungsprogramme werden nur teilweise durch steigende Brennstoff- und Bezugskosten aufgehoben.

In der Market Unit Nordic rechnen wir mit einem deutlichen Rückgang des Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr. Dies ist auf höhere Steuern auf die installierten Kernenergie- und Wasserkraftkapazitäten sowie die wegfallenden Ergebnisbeiträge nach der Veräußerung von Wasserkraftwerken zurückzuführen. Zusätzlich führen die niedrigen Wasserstände im dritten Quartal sowie ungeplante Ausfälle in schwedischen Kernkraftwerken infolge des Zwischenfalls im Kernkraftwerk Forsmark zu einem Rückgang der Stromerzeugung. Diese Effekte werden teilweise durch höhere durchschnittlich erzielte Strompreise kompensiert.

Bei der Market Unit US-Midwest erwarten wir für das Jahr 2006 ein Adjusted EBIT leicht über dem Niveau des Vorjahres aufgrund geringerer Kosten nach dem Ausstieg aus dem organisierten Markt des regionalen Netzbetreibers MISO im September.

## 16 Market Units

### Central Europe

Central Europe			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005	+/- %
Umsatz	20.997	17.726	+18
- davon Energiesteuern	789	778	+1
Adjusted EBITDA	4.165	3.931	+6
Adjusted EBIT	3.243	2.945	+10

#### Marktentwicklung

Am Quartalsende lagen die Preise im deutschen Strommarkt für Baseload-Lieferungen für das Jahr 2007 gut 5 Prozent über den Preisen am Jahresanfang. Für Endkunden hingegen wirken sich die ersten Genehmigungsbescheide der Bundesnetzagentur zu den Netzentgelten für Strom und Gas preis-mindernd aus.

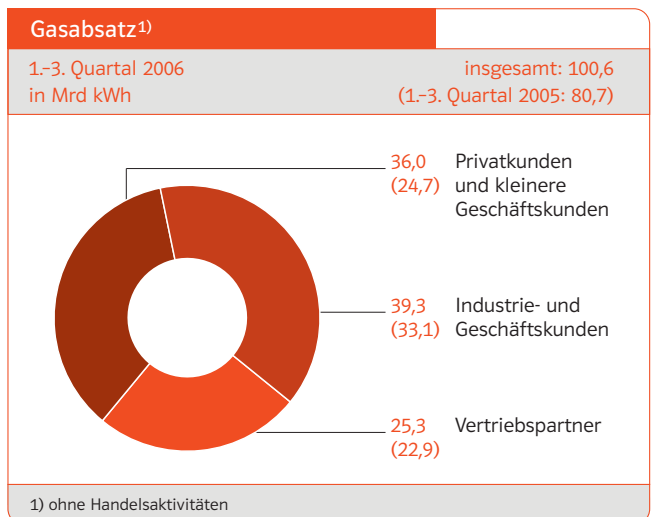
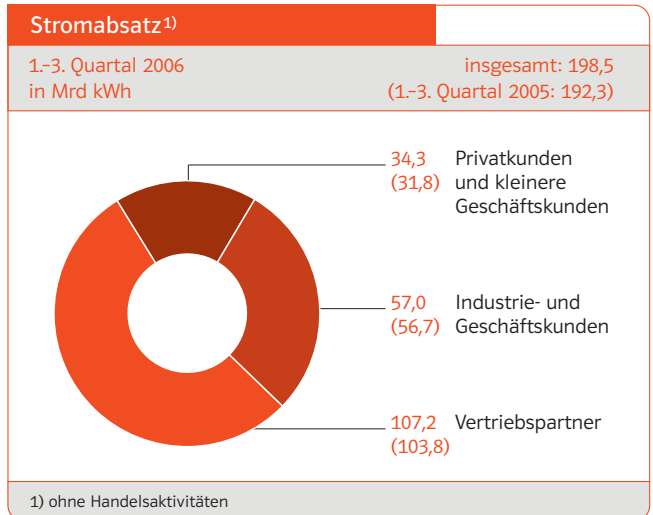
#### Strom- und Gasabsatz

Der Stromabsatz der Market Unit Central Europe erhöhte sich um 6,2 Mrd kWh auf 198,5 Mrd kWh. Der Anstieg ist überwiegend auf die Erstkonsolidierung von Stromregionalversorgern, insbesondere in Bulgarien, Rumänien und in den Niederlanden zurückzuführen.

Der Gasabsatz der Regionalversorger überstieg im Berichtszeitraum den Vorjahreswert um rund 20 Mrd kWh. Gut drei Viertel des Anstiegs resultieren aus der Erweiterung des Konsolidierungskreises: Im Vergleichszeitraum des Vorjahres waren die ungarischen Gasversorgungsgesellschaften nur mit sechs, die Gasversorgung Thüringen (GVT) nur mit drei und die niederländische NRE nur mit zwei Monaten einbezogen. Neu hinzugekommen ist die tschechische JCP im September dieses Jahres. Die weitere Absatzsteigerung ist im Wesentlichen witterungsbedingt.

#### Strombeschaffung

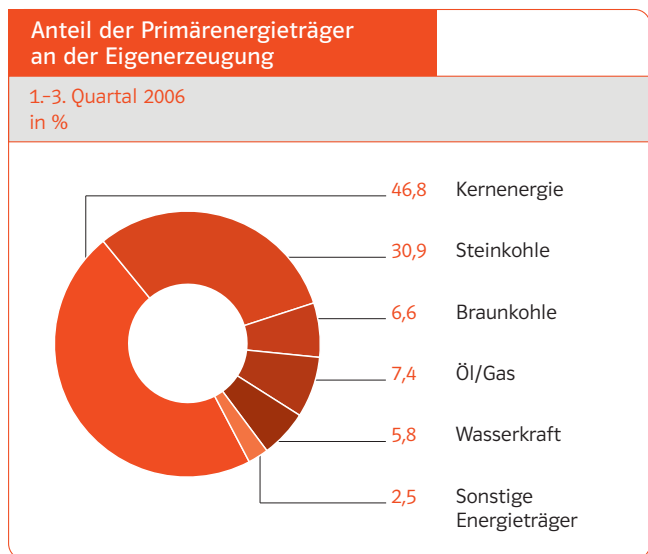
Mit eigenen Kraftwerken hat die Market Unit Central Europe etwa 47 Prozent des Strombedarfs gedeckt (Vorjahr: 48 Prozent), wobei die Vorteile eines flexiblen Erzeugungsmixes genutzt wurden. Von Fremden bezog Central Europe 4,5 Mrd kWh mehr als im Vorjahr. Der Anstieg des Fremdbezugs ist im Wesentlichen auf die Erstkonsolidierungen in Bulgarien und Rumänien zurückzuführen.



**Strombeschaffung<sup>1)</sup>**

1.-3. Quartal in Mrd kWh	2006	2005	+/- %
Eigenerzeugung	98,3	96,4	+2
Bezug	109,8	105,2	+4
- von Gemeinschafts-kraftwerken	9,2	9,1	+1
- von Fremden	100,6	96,1	+5
<b>Strombeschaffung</b>	<b>208,1</b>	<b>201,6</b>	<b>+3</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-9,6	-9,3	+3
<b>Stromabsatz</b>	<b>198,5</b>	<b>192,3</b>	<b>+3</b>

1) ohne Handelsaktivitäten



**Umsatz und Adjusted EBIT**

Gegenüber dem Vorjahr stiegen die Umsätze der Market Unit Central Europe um 3,3 Mrd € an. Knapp ein Drittel davon ist auf die Expansion unseres Geschäftsbetriebs, insbesondere in Zentraleuropa Ost, zurückzuführen. Darüber hinaus wirken sich die durchgeführten Anpassungen unserer Strom- und Gaspreise aufgrund der weltweit steigenden Rohstoff- und Energiepreise sowie witterungsbedingte Mehrabsätze, insbesondere im Gasgeschäft, umsatz erhöhend aus.

Das Adjusted EBIT lag um 298 Mio € über dem Vorjahreswert, wobei sich die einzelnen Geschäftsfelder wie folgt entwickelten:

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Strom lag das Ergebnis mit einem Zuwachs von 75 Mio € nur knapp über dem Vorjahreswert. Am Ende des zweiten Quartals hatte das Ergebnis noch 136 Mio € unter dem Vorjahresniveau gelegen.

Die Entwicklung ist maßgeblich auf die Belastungen der neu eingeführten Regulierung der Netzentgelte in Deutschland in Höhe von 473 Mio € (siehe Erläuterung auf Seite 7) zurückzuführen, die nicht vollständig durch weitere operative Verbesserungen in anderen Bereichen kompensiert werden konnten. Der Weitergabe der höheren Stromhandelspreise an die Endkunden stehen gestiegene Kosten für konventionelle Brennstoffe und höhere Strombezugskosten entgegen. Zudem belasten den Vorperioden zuzuordnende Effekte das Ergebnis. Positiv wirkten sich hingegen hohe Einmaleffekte im Beteiligungsergebnis sowie die im Vorjahr enthaltenen Sonderbelastungen im Kernenergiebereich aus.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfeldes Zentraleuropa West Gas stieg gegenüber dem Vorjahr um 39 Mio € an. Die Steigerung resultiert im Wesentlichen aus dem insbesondere um GVT erweiterten Konsolidierungskreis und höheren Absatzmengen durch die kühle Witterung in der ersten Jahreshälfte. Die Regulierung der Netzentgelte hat das Ergebnis mit 46 Mio € belastet.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost lag das Adjusted EBIT um 71 Mio € über dem Vorjahr. Das Ergebnis ist maßgeblich durch die ganzjährige Konsolidierung der im Jahr 2005 erworbenen Regionalversorger in Bulgarien, Ungarn und Rumänien geprägt. Zusätzlich tragen vor allem preisbedingte Effekte in Bulgarien und Tschechien zum Ergebnis bei.

Der Ergebnisbeitrag des Geschäftsfeldes Sonstiges/Konsolidierung stieg um 113 Mio €. Dies ist maßgeblich auf höhere Erträge aus der Realisierung von Sicherungsgeschäften und ein hohes Beteiligungsergebnis zurückzuführen.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern										
1.-3. Quartal in Mio €	Zentraleuropa West				Zentraleuropa Ost		Sonstiges/ Konsolidierung		Central Europe	
	Strom		Gas		2006	2005	2006	2005	2006	2005
	2006	2005	2006	2005						
Umsatz <sup>1)</sup>	13.836	12.457	3.573	2.548	2.480	1.772	319	171	20.208	16.948
Adjusted EBITDA	3.173	3.189	424	376	393	306	175	60	4.165	3.931
Adjusted EBIT	2.643	2.568	257	218	243	172	100	-13	3.243	2.945

1) ohne Energiesteuern/Handelsumsätze netto

## 18 Market Units

### Pan-European Gas

Pan-European Gas			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005	+/- %
Umsatz	17.750	11.940	+49
-davon Energiesteuern	1.990	2.192	-9
Adjusted EBITDA	2.198	1.412	+56
Adjusted EBIT	1.596	1.125	+42

### Marktentwicklung

Der Gasverbrauch in Deutschland lag in den ersten neun Monaten 2006 rund 5,5 Prozent über dem Vergleichswert der Vorjahresperiode. Ausschlaggebend für den Anstieg war die kühle Witterung in den ersten vier Monaten des Jahres sowie ein erhöhter Kraftwerkseinsatz. Zwischen Juli und September sank der Gasverbrauch bei im Vergleich mit dem Vorjahr durchschnittlich rund ein halbes Grad wärmeren Temperaturen um 3 Prozent.

### Gasabsatz

Pan-European Gas setzte bis Ende September 2006 gut 8 Prozent mehr Gas ab als in der Vergleichsperiode des Vorjahres. Im dritten Quartal blieb der Gasabsatz mit 111,2 Mrd kWh 2 Prozent unterhalb des Vorjahreswertes.

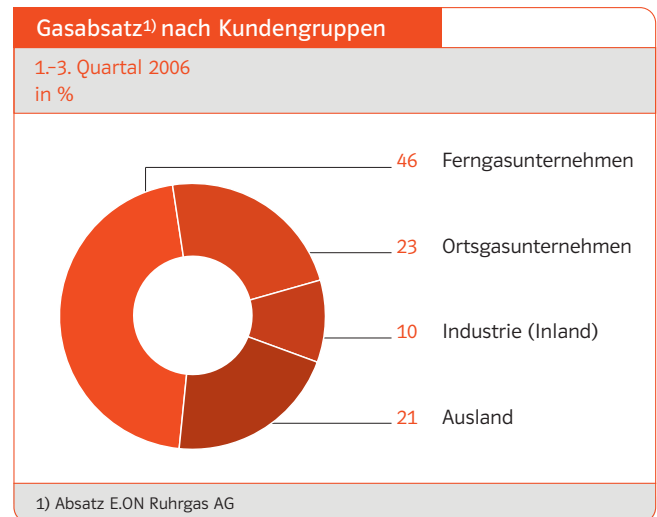
Gasabsatz <sup>1)</sup>			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2006	2005	+/- %
<b>1. Quartal</b>	<b>266,3</b>	<b>225,6</b>	<b>+18</b>
<b>2. Quartal</b>	<b>138,6</b>	<b>137,5</b>	<b>+1</b>
Juli	34,1	38,9	-12
August	38,2	36,4	+5
September	38,9	38,5	+1
<b>3. Quartal</b>	<b>111,2</b>	<b>113,8</b>	<b>-2</b>
<b>Gasabsatz</b>	<b>516,1</b>	<b>476,9</b>	<b>+8</b>

1) Absatz E.ON Ruhrgas AG

Erheblichen Anteil am gestiegenen Absatz hatte das Geschäft im Ausland, das um 29 Prozent auf 110 Mrd kWh wuchs. Damit lag der Auslandsabsatz bei über einem Fünftel des Gesamtvolumens. In Dänemark, Frankreich, Italien und in den Niederlanden wurden Neuverträge und Vertragsverlängerungen mit einer Lieferzeit von einem Jahr oder länger und einem Volumen von insgesamt rund 10 Mrd kWh abgeschlossen.

In Deutschland setzte Pan-European Gas bis Ende September 406 Mrd kWh Gas ab und übertraf damit den Vorjahreswert um rund 4 Prozent. Im dritten Quartal blieb der Absatz mit

83 Mrd kWh 10 Prozent hinter dem Volumen des Vergleichs quartals 2005 zurück. In der Absatzstruktur kommt der höhere Anteil des Auslandsgeschäfts zum Ausdruck, der von 18 Prozent auf 21 Prozent stieg. Ferngasunternehmen kamen auf 46 Prozent (2005: 48 Prozent), Ortsgasunternehmen auf 23 Prozent (2005: 23 Prozent) und Industriekunden auf 10 Prozent (2005: 11 Prozent).



### Lieferverträge mit Gazprom geschlossen

Im August wurden bei Gazprom durch Vertragsverlängerungen und Neuabschlüsse insgesamt rund 400 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas zusätzlich kontrahiert. Dabei wurden die bestehenden Verträge um 15 Jahre bis 2035 verlängert und ein Vorvertrag über neue Erdgasmengen abgeschlossen, die ab 2010/2011 bis 2036 durch die Ostseepipeline an die deutsche Ostseeküste fließen sollen. Die für die europäische Erdgasversorgung wichtige Nordstream-Leitung durch die Ostsee wird von Gazprom, E.ON Ruhrgas und Wintershall realisiert. Zudem wird sich E.ON Ruhrgas am Bau von zwei neuen Gasleitungen zum Anschluss der Ostseepipeline an das deutsche Gasnetz beteiligen. Die jährliche Lieferung von rund 24 Mrd m<sup>3</sup> entspricht einem Drittel der derzeit von E.ON Ruhrgas beschafften Gasmenge.

### Gasproduktion gestiegen

Die Gasproduktion von Pan-European Gas lag im laufenden Jahr rund 80 Prozent über dem Vorjahr. Die Produktion von Öl und Kondensaten stieg um gut 20 Prozent. Der starke Anstieg resultiert aus dem Ausbau des Geschäftsfeldes Upstream und insbesondere der erstmaligen Einbeziehung von E.ON Ruhrgas UK North Sea.

Im September hat E.ON Ruhrgas UK North Sea Probebohrungen im Babbage-Gasfeld, an dem die Gesellschaft mit 47 Prozent beteiligt ist, erfolgreich abgeschlossen.

Um das Upstream-Geschäft auch in Norwegen weiter auszubauen, strebt E.ON Ruhrgas Norge derzeit die Zulassung als Operator in Norwegen an und hat sich um Lizenzen in der kommenden Lizenzvergaberunde beworben.

### Umsatz und Adjusted EBIT

Die Market Unit Pan-European Gas erzielte in den ersten neun Monaten des Jahres 2006 einen Umsatz (ohne Energiesteuern) von 15,8 Mrd €. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht das einem Anstieg von 62 Prozent.

Im Midstream-Geschäft wuchs der Umsatz vor allem aufgrund gestiegener Absatzmengen in Verbindung mit höheren durchschnittlichen Verkaufspreisen. Im Segment Upstream trug neben ölpreisbedingt höheren Verkaufspreisen für Öl und Gas insbesondere die E.ON Ruhrgas UK North Sea Limited zum Umsatzanstieg bei. Die Gesellschaft war in der Vergleichsperiode 2005 nicht enthalten, da sie erst ab November 2005 in den Konzernabschluss einbezogen wurde. Ebenfalls umsatz erhöhend wirkte der im September 2005 von 15 auf 30 Prozent aufgestockte Anteil am Njord-Feld in Norwegen.

Auch im Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen waren Erstkonsolidierungen für eine deutliche Umsatzsteigerung verantwortlich. Zum einen wurden zum 31. März 2006 die Gesellschaften E.ON Földgaz Trade und E.ON Földgaz Storage erstkonsolidiert. Zum anderen sind die Umsätze der E.ON

Gaz Romania erstmalig ganzjährig enthalten, nachdem das Unternehmen im Jahr 2005 erst im dritten Quartal zum Umsatz beigetragen hatte.

Das Adjusted EBIT von Pan-European Gas verbesserte sich in den ersten drei Quartalen 2006 gegenüber dem Vorjahreswert deutlich von 1.125 Mio € auf 1.596 Mio €.

Ausschlaggebend für die Ertragsentwicklung im Segment Upstream war in erster Linie das anhaltend hohe Preisniveau für Öl und Gas. Im Midstream-Geschäft sorgten der temperaturbedingte Mehrabsatz im ersten Quartal sowie das Wachstum im Ausland für eine deutliche Ergebnisverbesserung. Im Vorjahr war das Ergebnis außerdem durch kontinuierlich steigende Ölpreise erheblich belastet. Ein zusätzlicher positiver Einmaleffekt resultierte aus abgerechneten Handelsgeschäften, die im Vorjahreszeitraum noch das Ergebnis belastet hatten.

Das Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen ist im dritten Quartal deutlich durch die Folgen der neu eingeführten Regulierung der Netzentgelte in Deutschland belastet. Diese führte zu teilweise deutlichen Abwertungen von Beteiligungen an Stadtwerken. Dagegen haben sich insbesondere höhere Beteiligungsergebnisse aus assoziierten Unternehmen positiv auf das Ergebnis ausgewirkt. Die erstmalig ganzjährige Einbeziehung von E.ON Gaz Romania hatte ebenfalls einen positiven Ergebniseinfluss, während die E.ON Földgaz Trade im regulierten ungarischen Gasgeschäft aufgrund der verzögerten Weitergabe der gestiegenen Bezugskosten einen negativen Ergebnisbeitrag lieferte.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern <sup>1)</sup>								
1.-3. Quartal in Mio €	Up-/Midstream		Downstream- Beteiligungen		Sonstiges/ Konsolidierung		Pan-European Gas	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Umsatz <sup>1)</sup>	13.209	8.767	3.041	1.261	-490	-280	15.760	9.748
Adjusted EBITDA	1.530	936	660	468	8	8	2.198	1.412
Adjusted EBIT	1.222	712	367	405	7	8	1.596	1.125

1) ohne Energiesteuern

## 20 Market Units

### UK

UK			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005	+/- %
Umsatz	8.735	6.916	+26
Adjusted EBITDA	1.125	1.156	-3
Adjusted EBIT	710	715	-1

### Marktentwicklung

Der Strom- und Gasverbrauch in Großbritannien lag in den ersten neun Monaten 2006 mit 258 Mrd kWh bzw. 751 Mrd kWh auf dem Vorjahresniveau.

Am 17. August 2006 kündigte E.ON UK an, die Preise im Endkundengeschäft für Strom und Gas ab dem 21. August 2006 um 9,7 bzw. 18,4 Prozent anzuheben. E.ON UK bietet Lösungen zur Verbesserung der Energieeffizienz und des Haushaltseinkommens bei bestehender oder drohender „Energiearmut“ durch ihr Programm CaringEnergy. E.ON UK hat für die kommenden drei Jahre 100 Mio GBP für CaringEnergy vorgesehen.

Das Retail-Geschäft von E.ON UK hat sich in der Rangliste von Energywatch von Position 6 auf den zweiten Platz verbessert. Dies belegt E.ON UK's Fokus auf den Kundenservice.

### Strom- und Gasabsatz

Die rückläufigen Absätze im Strom- und Gasgeschäft im Segment der industriellen und gewerblichen Kunden spiegeln die margensorientierte Vertriebspolitik von E.ON UK wider. Im Segment der Haushalts- und kleineren Geschäftskunden stieg der Stromabsatz, obwohl die Zahl der Kunden um 2 Prozent zurückgegangen ist. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf die niedrigen Temperaturen im ersten Quartal 2006 zurückzuführen.

Absatz <sup>1)</sup>			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2006	2005	+/- %
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	27,5	26,3	+5
Industrie- und Gewerbekunden	13,7	17,1	-20
<b>Stromabsatz</b>	<b>41,2</b>	<b>43,4</b>	<b>-5</b>
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	45,5	45,5	-
Industrie- und Gewerbekunden	21,2	23,7	-11
<b>Gasabsatz</b>	<b>66,7</b>	<b>69,2</b>	<b>-4</b>

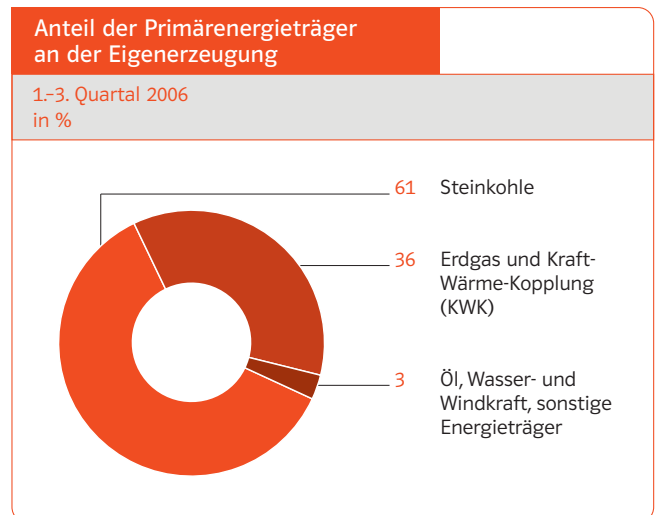
1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten

### Strombeschaffung

Der leichte Rückgang der Eigenerzeugung resultiert aus geringeren Erzeugungsmengen in Gaskraftwerken. Dies konnte teilweise durch höhere Erzeugungsmengen in Kohlekraftwerken kompensiert werden, obwohl es in Ratcliffe im dritten Quartal zu einem längeren Anlagenstillstand kam. Der Stromeinkauf von Fremden sank wegen des rückläufigen Absatzes an industrielle und gewerbliche Kunden.

Strombeschaffung			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2006	2005	+/- %
Eigenerzeugung	25,1	25,3	-1
Bezug	16,8	19,4	-13
- von Gemeinschafts- kraftwerken	0,4	1,6	-75
- von Fremden	16,4	17,8	-8
<b>Strombeschaffung</b>	<b>41,9</b>	<b>44,7</b>	<b>-6</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-0,7	-1,3	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>41,2</b>	<b>43,4</b>	<b>-5</b>

Die zurechenbare Kraftwerksleistung von E.ON UK stieg im Vergleich zum 30. September 2005 um 640 MW auf 10.547 MW. Dies resultiert im Wesentlichen aus der Wiederinbetriebnahme eines ölgefeuerten Blocks in Grain.



E.ON UK verfolgt weiterhin das Ziel, im Bereich der erneuerbaren Energien ein ausgeglichenes Portfolio zwischen Strombezugsverträgen und eigenen Anlagen zu erreichen. Damit kommt E.ON UK Auflagen der britischen Regierung nach. In den ersten neun Monaten 2006 hat E.ON UK durch die zusätzliche Verbrennung von Biomasse in den Kraftwerken Kingsnorth and Ironbridge insgesamt 205 Mio kWh Strom erzeugt. In Lockerbie, im Südwesten Schottlands, hat E.ON UK mit dem Bau des größten Biomassekraftwerks in Großbritannien mit einer Leistung von 44 MW begonnen. Darüber hinaus begann E.ON UK im Oktober 2006 mit dem Bau einer Anlage zur Stromerzeugung aus Windkraft auf dem Festland in Stags Holt mit einer Leistung von 18 MW. Die Anlage wird voraussichtlich im vierten Quartal 2007 ans Netz gehen.

### Umsatz und Adjusted EBIT

In den ersten neun Monaten 2006 konnte E.ON UK beim Umsatz im Vergleich zum Vorjahr vor allem wegen der höheren Preise im Endkundengeschäft zulegen. Grund hierfür waren die gestiegenen Großhandelspreise für Gas und Strom. Das Adjusted EBIT von E.ON UK lag in den ersten neun Monaten 2006 bei 710 Mio €. Hiervon entfielen 347 Mio € auf das regulierte Geschäft und 443 Mio € auf das unregulierte Geschäft.

Im unregulierten Geschäft stieg das Adjusted EBIT um 50 Mio €. Der Anstieg ist insbesondere auf Preisanhebungen, verbesserte Margen in der Erzeugung sowie Kostensenkungs- und

Ergebnisverbesserungsprogramme zurückzuführen. Diese Effekte wurden teilweise durch die im ersten Quartal 2006 gestiegenen Gasbezugskosten kompensiert. Darüber hinaus waren im Vorjahr positive Sondereffekte aus der Eingliederung von vorher extern vergebenen Dienstleistungen enthalten. Das Adjusted EBIT insgesamt liegt noch leicht unter dem Vorjahresniveau. Durch Ergebnissteigerungen im zweiten und dritten Quartal von zusammen 263 Mio € konnte der Rückgang um 213 Mio € aus dem ersten Quartal jedoch fast wieder ausgeglichen werden. Dies entspricht unserer Erwartung, dass die Preisanhebungen zusammen mit Kostensenkungs- und Ergebnisverbesserungsprogrammen die Margen verbessern würden.

Im regulierten Geschäft lag das Adjusted EBIT um 20 Mio € über dem Vorjahresniveau. Diese gleichmäßige Steigerung ist insbesondere auf eine Tarifänderung zurückzuführen, die vom Regulator im Rahmen einer Preisüberprüfung genehmigt wurde.

Das Adjusted EBIT im Segment Sonstiges/Konsolidierung lag um 75 Mio € unter dem vergleichbaren Vorjahreswert. Gründe waren höhere Servicekosten, Mehraufwand für Pensionen und Wechselkurseffekte.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern								
1.-3. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft <sup>1)</sup>		Sonstiges/ Konsolidierung		UK	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Umsatz	621	604	8.171	6.449	-57	-137	8.735	6.916
Adjusted EBITDA	457	441	747	709	-79	6	1.125	1.156
Adjusted EBIT	347	327	443	393	-80	-5	710	715

1) Der neue Bereich Energy Services, der zum größten Teil zum regulierten Geschäft zählte, wird seit dem ersten Quartal 2006 im unregulierten Geschäft ausgewiesen. Darüber hinaus wurden dem unregulierten Geschäft Dienstleistungen wie Gebäude- und IT-Service etc. zugerechnet, die aus regulatorischen Gründen dem regulierten Geschäft schon im Vorjahr belastet wurden. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

## 22 Market Units

### Nordic

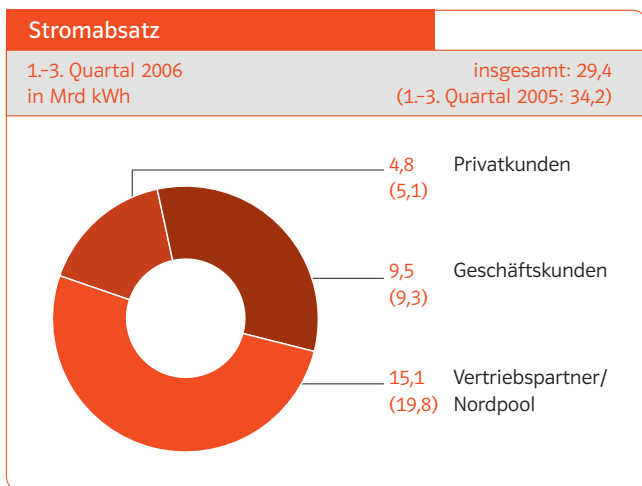
Nordic			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005	+/- %
Umsatz	2.254	2.335	-3
- davon Energiesteuern	288	295	-2
Adjusted EBITDA	708	837	-15
Adjusted EBIT	437	581	-25

### Marktentwicklung

In den nordeuropäischen Ländern wurde im Berichtszeitraum 2,2 Prozent mehr Strom verbraucht als im Vorjahr. Dies ist im Wesentlichen auf die niedrigeren Temperaturen zu Jahresbeginn zurückzuführen. Im Herbst war es jedoch wärmer als gewöhnlich.

In den ersten neun Monaten 2006 ist aus den umliegenden Ländern über 9 Mrd kWh Strom importiert worden. Im vergleichbaren Vorjahreszeitraum wurde dagegen rund 1 Mrd kWh Strom exportiert. Der Stromexport nach Deutschland lag im Berichtszeitraum bei weniger als 1 Mrd kWh (Vorjahr: 9 Mrd kWh) und geht weiter zurück.

### Stromabsatz



Der Stromabsatz von E.ON Nordic sank in den ersten neun Monaten 2006 im Vergleich zum Vorjahr wegen geringerer Absätze an der nordeuropäischen Strombörse Nordpool um 4,8 Mrd kWh. Grund hierfür ist zum einen der Verkauf der Wasserkraftwerke an Statkraft im Oktober 2005, der reduzierte eigene Erzeugungskapazitäten von E.ON Nordic zur Folge hatte. Zum anderen führten gesunkene Erzeugungs-

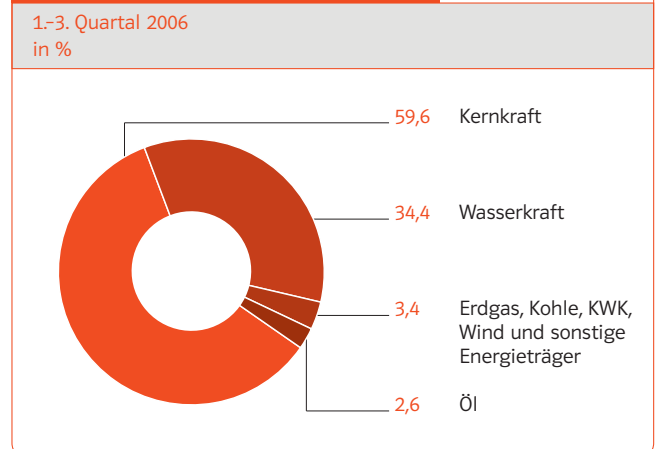
mengen aus Wasserkraft infolge deutlich geringerer Zuflüsse in die Wasserspeicher zu einem Absatzzrückgang. Der Absatz an Privatkunden sank im Vergleich zum Vorjahr, der Absatz an Geschäftskunden nahm leicht zu.

### Strombeschaffung

Mit eigenen Kraftwerken hat E.ON Nordic 69 Prozent des Strombedarfs gedeckt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum ging die Erzeugungsmenge aus eigenen Kraftwerken um 4,5 Mrd kWh zurück. Die Erzeugung aus Wasserkraft sank insbesondere wegen der deutlich niedrigeren Wasserstände und der im Oktober 2005 an Statkraft veräußerten Kraftwerke. Darüber hinaus wurden mehrere schwedische Kernkraftwerke infolge der Störung in Vattenfall's Kraftwerk Forsmark Ende Juli vom Netz genommen. Insgesamt konnte der Rückgang der Erzeugung aus Wasserkraft und Kernkraft im dritten Quartal teilweise durch gestiegene Erzeugungsmengen in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die hohe Verfügbarkeit der Kernkraftwerke in der ersten Jahreshälfte kompensiert werden.

Strombeschaffung			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2006	2005	+/- %
Eigenerzeugung	20,3	24,8	-18
Bezug	10,7	10,6	+1
- von Gemeinschafts- kraftwerken	7,5	7,5	-
- von Fremden	3,2	3,1	+3
<b>Strombeschaffung</b>	<b>31,0</b>	<b>35,4</b>	<b>-12</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,6	-1,2	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>29,4</b>	<b>34,2</b>	<b>-14</b>

### Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung



## Gas- und Wärmeabsatz

Der Wärmeabsatz stieg als Folge niedriger Temperaturen zu Jahresbeginn und wegen der Akquisition von Wärme-Aktivitäten in Dänemark. Dagegen sank der Gasabsatz trotz der kühlen Witterung vor allem infolge geringerer Verkäufe an Weiterverteiler und verstärkten Wettbewerbs.

Gas- und Wärmeabsatz			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2006	2005	+/- %
Gasabsatz	4,2	5,1	-18
Wärmeabsatz	5,7	5,2	+10

Das Adjusted EBIT der Market Unit Nordic ging gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 144 Mio € auf 437 Mio € zurück. Im Vergleich zum Vorjahr wurde das Adjusted EBIT durch höhere Steuern auf die installierten Kernenergie- und Wasserkraftkapazitäten belastet. Deutlich niedrigere Wasserstände führten zu geringeren Erzeugungsmengen aus Wasserkraft. Darüber hinaus fielen die Ergebnisbeiträge der an Statkraft veräußerten Wasserkraftwerke weg. Dagegen beeinflussten höhere Spot-Preise für Strom und erfolgreiches Hedging, das Nordic ermöglicht, sich effektiv höhere Verkaufspreise für das Erzeugungsportfolio zu sichern, das Adjusted EBIT positiv.

## Umsatz und Adjusted EBIT

Der Umsatz von E.ON Nordic (ohne Energiesteuern) sank im Vergleich zum Vorjahr um 4 Prozent. Der Rückgang ist insbesondere auf geringere Erzeugungsmengen aus Wasserkraft zurückzuführen. Dieser Effekt konnte teilweise durch höhere durchschnittlich erzielte Strompreise kompensiert werden.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern								
1.-3. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		Sonstiges/ Konsolidierung		Nordic	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Umsatz <sup>1)</sup>	535	605	1.376	1.623	55	-188	1.966	2.040
Adjusted EBITDA	245	275	469	543	-6	19	708	837
Adjusted EBIT	163	189	291	392	-17	-	437	581

1) Seit Mitte Januar 2006 wird E.ON Finland unter den nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen. Am 26. Juni 2006 haben E.ON Nordic und der finnische Energiekonzern Fortum Power and Heat Oy (Fortum) - entsprechend dem am 2. Februar 2006 unterzeichneten Vertrag - die Übertragung aller Anteile, die E.ON Nordic an E.ON Finland hielt, an Fortum vollzogen. Als Folge haben wir die Segmentierung der Market Unit Nordic geändert. Bisher erfolgte eine geographische Aufteilung in Schweden und Finnland. Nun unterteilen wir die Market Unit Nordic auf Basis der unterschiedlichen operativen strategischen Geschäftsfelder in reguliertes Geschäft, unreguliertes Geschäft und Sonstiges/Konsolidierung.

2) ohne Energiesteuern

## 24 Market Units

### US-Midwest

US-Midwest			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005	+/- %
Umsatz	1.482	1.465	+1
Adjusted EBITDA	436	422	+3
Adjusted EBIT	285	277	+3

### MISO-Ausstieg ab September wirksam

Anfang September 2006 hat E.ON U.S. die Teilnahme an dem regionalen Netzbetreiber Midwest Independent System Operator (MISO) beendet und eine alternative Vereinbarung mit der Tennessee Valley Authority und dem Southwest Power Pool abgeschlossen.

### Strom- und Gasabsatz

Absatz			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2006	2005	+/- %
Reguliertes Geschäft			
- Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	24,8	25,4	-2
- Off-system-Geschäft <sup>1)</sup>	1,7	3,2	-47
<b>Stromabsatz</b>	<b>26,5</b>	<b>28,6</b>	<b>-7</b>
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	8,3	9,3	-11
Off-system-Geschäft <sup>1)</sup>	-	0,8	-100
<b>Gasabsatz</b>	<b>8,3</b>	<b>10,1</b>	<b>-18</b>

1) Verkauf überschüssiger Mengen an Kunden außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes

Im regulierten Geschäft ist der Stromabsatz in den ersten neun Monaten 2006 aufgrund des milderen Wetters als im vergleichbaren Zeitraum 2005 leicht zurückgegangen. Im Off-system-Geschäft lag der Stromabsatz deutlich unter dem Vorjahreswert, da E.ON U.S. bisher von Electric Energy Inc. (EEI) eingekaufte Mengen aus Eigenerzeugung decken musste. EEI ist ein 1.000 MW-Kraftwerk, an dem E.ON U.S. einen Anteil von 20 Prozent hält. Bislang konnte E.ON U.S. ihren Anteil an der Erzeugung zu Produktionskosten für ihre Endkunden erwerben. Seit 1. Januar 2006 verkauft EEI den

Strom zu Marktpreisen, so dass E.ON U.S. diese Erzeugungsmengen nun nicht mehr für ihre Endkunden verwenden kann und stattdessen Strom aus der Eigenerzeugung nutzt. Der Gasabsatz an Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden ging wegen der im Vergleich zum Vorjahr milderen Wintertemperaturen und wegen eines aufgrund der hohen Preise geringeren Verbrauchs zurück. Der Gasabsatz im Off-system-Geschäft nahm durch die hohen Marktpreise im ersten Quartal 2006 und wegen geringerer Überschussmengen ab.

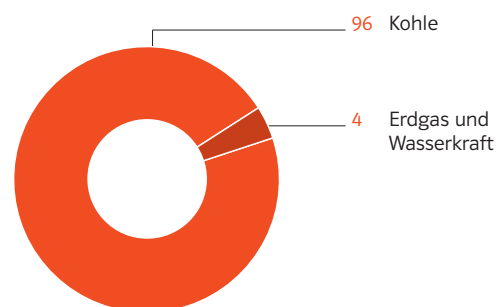
### Strombeschaffung

Die Market Unit US-Midwest deckte 96 Prozent der Eigenerzeugung durch Kohlekraftwerke ab; 4 Prozent entfielen auf Gas und Wasserkraft.

Strombeschaffung			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2006	2005	+/- %
Eigenerzeugung			
- Eigene Kraftwerke	26,3	26,9	-2
Bezug	2,6	3,9	-33
<b>Strombeschaffung</b>	<b>28,9</b>	<b>30,8</b>	<b>-6</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste	-2,4	-2,2	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>26,5</b>	<b>28,6</b>	<b>-7</b>

### Anteil der Primärenergieträger an der Eigenerzeugung

1.-3. Quartal 2006  
in %



### Umsatz und Adjusted EBIT

In den ersten drei Quartalen 2006 lag der Umsatz von US-Midwest auf Vorjahresniveau. Die temperaturbedingt geringeren Absatzmengen konnten durch die an die Endkunden weitergegebenen höheren Gaspreise kompensiert werden.

Die Market Unit US-Midwest konnte das Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr um 3 Prozent steigern. Hauptsächlich waren hierfür positive Wechselkurseffekte verantwortlich. Der geringere Absatz im regulierten Geschäft aufgrund des wesentlich mildereren Wetters im Berichtszeitraum wurde durch Einsparungen nach dem Ausstieg aus dem am 1. April 2005 eingeführten Markt des regionalen Netzbetreibers Midwest Independent Transmission System Operator (MISO) mehr als ausgeglichen. Niedrigere Betriebsausgaben infolge früherer

Restrukturierungsmaßnahmen trugen ebenfalls zu diesem Effekt bei. Darüber hinaus profitierte das regulierte Geschäft von Investitionen in Anlagen zur Emissionsreduzierung.

Im unregulierten Geschäft wurde das geringere Ergebnis aufgrund der Veräußerung der Beteiligung an Kohlekraftwerken in North Carolina Mitte 2006 teilweise durch Verbesserungen im argentinischen Geschäft kompensiert.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern						
1.-3. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft/Sonstiges		US-Midwest	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005
	Umsatz	1.432	1.405	50	60	1.482
Adjusted EBITDA	426	411	10	11	436	422
Adjusted EBIT	283	269	2	8	285	277

## 26 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2006	2005	2006	2005
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>12.536</b>	<b>11.346</b>	<b>49.451</b>	<b>39.520</b>
Energiesteuern	-458	-810	-3.067	-3.254
<b>Umsatzerlöse nach Abzug von Energiesteuern</b>	<b>12.078</b>	<b>10.536</b>	<b>46.384</b>	<b>36.266</b>
Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen	-9.988	-8.384	-37.791	-28.221
<b>Bruttoergebnis vom Umsatz</b>	<b>2.090</b>	<b>2.152</b>	<b>8.593</b>	<b>8.045</b>
Vertriebskosten	-1.125	-933	-3.309	-2.833
Allgemeine Verwaltungskosten	-357	-355	-1.265	-1.032
Sonstige betriebliche Erträge	2.480	1.185	5.738	5.378
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-3.249	-1.206	-6.438	-4.252
Finanzergebnis	-145	-342	178	-173
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>-306</b>	<b>501</b>	<b>3.497</b>	<b>5.133</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	36	-128	-730	-1.625
Anteile Konzernfremder	35	-105	-270	-370
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>-235</b>	<b>268</b>	<b>2.497</b>	<b>3.138</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	37	3.105	132	3.261
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>-198</b>	<b>3.373</b>	<b>2.629</b>	<b>6.399</b>
<b>Ergebnis je Aktie in €</b>				
- aus fortgeführten Aktivitäten	-0,36	0,41	3,79	4,76
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,06	4,71	0,20	4,95
<b>- aus Konzernüberschuss</b>	<b>-0,30</b>	<b>5,12</b>	<b>3,99</b>	<b>9,71</b>

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	30. 9. 2006	31. 12. 2005
<b>Aktiva</b>		
Goodwill	15.295	15.363
Immaterielle Vermögensgegenstände	3.821	4.125
Sachanlagen	41.655	41.323
Finanzanlagen	23.434	21.686
<b>Anlagevermögen</b>	<b>84.205</b>	<b>82.497</b>
Vorräte	3.850	2.457
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	2.066	2.019
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	19.309	21.354
Liquide Mittel (davon Zahlungsmittel < 3 Monate 2006: 2.627; 2005: 4.413)	12.482	15.119
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>37.707</b>	<b>40.949</b>
Aktive latente Steuern	1.505	2.079
Rechnungsabgrenzungsposten	475	356
Vermögen der abzugebenden Aktivitäten	647	681
<b>Summe Aktiva</b>	<b>124.539</b>	<b>126.562</b>

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	30. 9. 2006	31. 12. 2005
<b>Passiva</b>		
<b>Eigenkapital</b>	<b>44.871</b>	<b>44.484</b>
<b>Anteile Konzernfremder</b>	<b>4.872</b>	<b>4.734</b>
Pensionsrückstellungen	6.417	8.720
Übrige Rückstellungen	26.588	25.142
<b>Rückstellungen</b>	<b>33.005</b>	<b>33.862</b>
Finanzverbindlichkeiten	15.125	14.362
Betriebliche Verbindlichkeiten	17.011	19.052
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>32.136</b>	<b>33.414</b>
Schulden der abzugebenden Aktivitäten	634	831
Passive latente Steuern	7.822	8.420
Rechnungsabgrenzungsposten	1.199	817
<b>Summe Passiva</b>	<b>124.539</b>	<b>126.562</b>

## 28 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005
Konzernüberschuss	2.629	6.399
Anteile Konzernfremder	270	370
Überleitung zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-132	-3.261
Ab-/Zuschreibungen und außerplanmäßige Wertminderungen auf das Anlagevermögen	2.875	2.125
Veränderung der Rückstellungen	1.136	68
Veränderung der latenten Steuern	-413	-57
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-566	-107
Ergebnis aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-574	-196
Veränderung von Posten des Umlaufvermögens und der sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten	-733	-599
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (operativer Cashflow)</b>	<b>4.492</b>	<b>4.742</b>
Einzahlungen aus dem Abgang von		
Finanzanlagen	3.853	5.762
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	125	130
Auszahlungen für Investitionen in		
Finanzanlagen	-1.333	-1.175
immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-2.558	-1.864
Veränderung der Finanzmittelanlagen des Umlaufvermögens	-2.262	-388
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-2.175</b>	<b>2.465</b>
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen einschließlich Konzernfremder	1	-
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Aktien	-	-44
Gezahlte Dividenden		
an Aktionäre der E.ON AG	-4.614	-1.549
an Konzernfremde	-232	-233
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	796	-3.192
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-4.049</b>	<b>-5.018</b>
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (&lt; 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-1.732</b>	<b>2.189</b>
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	65	134
Cashflow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-105	-347
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	2	-172
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (&lt; 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-38</b>	<b>-385</b>
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate)	-16	80
Zahlungsmittel (< 3 Monate) zum Jahresanfang	4.413	4.176
Als Vermögen abzugebender Aktivitäten ausgewiesene Zahlungsmittel (< 3 Monate) zum Quartalsende	-	-
<b>Zahlungsmittel (&lt; 3 Monate) laut Bilanz</b>	<b>2.627</b>	<b>6.060</b>
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	9.855	9.247
<b>Liquide Mittel laut Bilanz</b>	<b>12.482</b>	<b>15.307</b>

Entwicklung des Konzerneigenkapitals									
in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Kumuliertes Other Comprehensive Income				Eigene Anteile	Summe
				Differenz aus der Währungs-umrechnung	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Mindestpensionsrückstellungen	Cash-flow Hedges		
<b>1. Januar 2005</b>	<b>1.799</b>	<b>11.746</b>	<b>20.003</b>	<b>-896</b>	<b>2.178</b>	<b>-1.090</b>	<b>76</b>	<b>-256</b>	<b>33.560</b>
Zurückgekaufte/ verkaufte eigene Anteile		3						-12	-9
Gezahlte Dividenden			-1.549						-1.549
Konzernüberschuss			6.399						6.399
Other Comprehensive Income				436	3.736	55	38		4.265
<b>Summe Comprehensive Income</b>									<b>10.664</b>
<b>30. September 2005</b>	<b>1.799</b>	<b>11.749</b>	<b>24.853</b>	<b>-460</b>	<b>5.914</b>	<b>-1.035</b>	<b>114</b>	<b>-268</b>	<b>42.666</b>
<b>1. Januar 2006</b>	<b>1.799</b>	<b>11.749</b>	<b>25.861</b>	<b>-276</b>	<b>6.876</b>	<b>-1.402</b>	<b>133</b>	<b>-256</b>	<b>44.484</b>
Zurückgekaufte/ verkaufte eigene Anteile									
Gezahlte Dividenden			-4.614						-4.614
Konzernüberschuss			2.629						2.629
Other Comprehensive Income				-383	2.808	196	-249		2.372
<b>Summe Comprehensive Income</b>									<b>5.001</b>
<b>30. September 2006</b>	<b>1.799</b>	<b>11.749</b>	<b>23.876</b>	<b>-659</b>	<b>9.684</b>	<b>-1.206</b>	<b>-116</b>	<b>-256</b>	<b>44.871</b>

## 30 Erläuternde Angaben

### Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die für den Zwischenabschluss zum 30. September 2006 angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechen mit Ausnahme der nachfolgend erläuterten den im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2005 beschriebenen Methoden.

Mit Wirkung zum 1. Januar 2006 wendet E.ON die Bilanzierungs- und Bewertungsvorschriften des Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) No. 123 (revised 2004), „Share-Based Payment“ (SFAS 123R), an. SFAS 123R verlangt die aufwandswirksame Erfassung des im E.ON-Konzern aufgelegten virtuellen Aktienoptionsprogramms („Stock Appreciation Rights, SAR“) auf Basis des beizulegenden Zeitwertes (Fair Value). Zuvor wurden die SAR gemäß SFAS 123 in Verbindung mit FASB Interpretation (FIN) 28 „Accounting for Stock Appreciation Rights and Other Variable Stock Option or Award Plans“ zum inneren Wert am Bilanzstichtag bilanziert, wobei die korrespondierenden Aufwendungen ebenfalls erfolgswirksam erfasst wurden. E.ON ermittelt den Fair Value nach SFAS 123R mittels Monte-Carlo-Simulationstechnik. Der kumulative Effekt aus der Erstanwendung des Standards, der nach der modifizierten prospektiven Übergangsmethode erfolgte, hatte keine wesentlichen Auswirkungen auf das Konzernergebnis, so dass auf eine separate Darstellung verzichtet wird.

### Neue Veröffentlichungen zur Rechnungslegung

Im Juli 2006 wurde die FASB Interpretation (FIN) No. 48 „Accounting for Uncertainty in Income Taxes“ veröffentlicht. FIN 48 beschreibt die Behandlung von ungewissen Steuerpositionen in der Finanzberichterstattung und ist erstmalig für Wirtschaftsjahre anzuwenden, die nach dem 15. Dezember 2006 beginnen. E.ON überprüft zur Zeit, welche Auswirkungen sich aus der Anwendung des FIN 48 ergeben könnten.

Im September 2006 hat das FASB Statement of Financial Accounting Standard No. 157 „Fair Value Measurements“ (SFAS 157) veröffentlicht. Der Standard gibt erweiterte Anleitungen zur Fair Value-Bewertung von Vermögensgegenständen und Schulden. Er ist immer dann anzuwenden, wenn die Fair Value-Bewertung von anderen Standards gefordert wird. Durch den SFAS 157 wird der Anwendungsbereich von Fair Value Bewertungen nicht ausgeweitet. Gemäß SFAS 157 ist

der Fair Value derjenige Preis, der im Fall des Verkaufs eines Vermögenswertes bzw. der Übertragung von Verbindlichkeiten im Rahmen eines gewöhnlichen Geschäftsvorfalles zwischen den Marktteilnehmern zugrunde gelegt würde. Die Bestimmung des Fair Value soll auf Prämissen beruhen, die Marktteilnehmer bei der Preisbestimmung zu Grunde legen. Auf Basis dieses Prinzips enthält der Standard eine Fair-Value-Hierarchie, nach der die höchste Priorität notierte Marktpreise an aktiven Märkten besitzen. Nicht am Markt beobachtbare Daten wie unternehmensinterne Daten stehen im Gegensatz dazu auf der niedrigsten Stufe der Hierarchie. Der Standard ist erstmalig für nach dem 15. November 2007 beginnende Geschäftsjahre verpflichtend anzuwenden. E.ON überprüft zur Zeit, welche Auswirkungen sich aus der Anwendung des SFAS 157 ergeben werden.

Im September 2006 wurde das FASB Statement of Financial Accounting Standard No. 158 „Employers' Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plans an amendment of FASB Statements No. 87, 88, 106, and 132 (R)“ (SFAS 158) veröffentlicht. Nach SFAS 158 ist der Ansatz der Über- oder Unterdeckung eines leistungsorientierten Altersversorgungsplans, die sich als Differenz zwischen dem beizulegenden Zeitwert des Planvermögens und der Leistungsverpflichtung ergibt, geboten. Nach dem bisher gültigen Standard nicht bilanziell erfasste versicherungsmathematische Gewinne und Verluste, nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand und ein noch nicht erfasster Übergangsfehlbetrag sind im Rahmen der Erstanwendung des Standards gekürzt um etwaige Steuereffekte erfolgsneutral im „Other Comprehensive Income“ zu erfassen. SFAS 158 ist erstmalig für Geschäftsjahre anzuwenden, die nach dem 15. Dezember 2006 enden. Unter Zugrundelegung des Finanzierungsstatus zum 31. Dezember 2005 würde sich eine Verminderung der Aktiva (ohne latente Steuern) in Höhe von 337 Mio €, eine Erhöhung der Pensionsrückstellungen um 895 Mio €, sowie eine Reduktion des Eigenkapitals von 822 Mio € ergeben. Ferner ergäbe sich daraus eine Nettoerhöhung der bilanzierten latenten Steuern um schätzungsweise 410 Mio €. Zur Zeit wird davon ausgegangen, dass sich allenfalls nur ein sehr geringer zusätzlicher Wertberichtigungsbedarf für aktive latente Steuern bei den Einzelgesellschaften ergibt, die durch die Standardänderung erhöhte aktive latente Steuern ausweisen und diese aufgrund ihrer Ergebnissituation bisher wertberichtigt haben. Eine Wertberichtigung der aktiven latenten Steuern würde in diesem Fall erfolgsneutral gegen das Eigenkapital verrechnet. Die Einführung des Standards wird keine Auswirkungen auf den Konzernüberschuss haben. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass die tatsächlichen Anpassungen aufgrund geänderter versicherungsmathematischer Annahmen sowie der tatsächlichen Entwicklung des Planvermögens erheblich von diesen Beträgen abweichen.

Im September 2006 veröffentlichte die US-amerikanische Börsenaufsichtsbehörde SEC das Staff Accounting Bulletin (SAB) No. 108, „Considering the Effects of Prior Year Misstatements when Quantifying Misstatements in Current Year Financial Statements“. Durch das SAB soll die unterschiedliche Vorgehensweise bei der Bemessung von Fehlern im Jahresabschluss börsennotierter Unternehmen vereinheitlicht werden. E.ON wird das SAB erstmalig für das zum 31. Dezember 2006 endende Geschäftsjahr anwenden und überprüft zur Zeit, welche Auswirkungen sich aus der Anwendung des SAB 108 ergeben werden.

### Variable Interest Entities

Bei den zum 30. September 2006 im E.ON-Konzern konsolidierten Variable Interest Entities handelt es sich um zwei gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaften, eine Immobilien-Leasinggesellschaft und ein Unternehmen zur Verwaltung von Beteiligungen. Nach Erwerb weiterer Anteile findet FIN 46R auf eine Immobilien-Leasinggesellschaft seit dem zweiten Quartal 2006 keine Anwendung mehr.

Die in den E.ON-Konzern einbezogenen Zweckgesellschaften weisen zum 30. September 2006 Aktiva und Passiva in Höhe von jeweils 742 Mio € sowie ein Ergebnis von 3 Mio € vor Konsolidierung auf. Anlagevermögen und sonstige Vermögensgegenstände in Höhe von 158 Mio € dienen als Sicherheit für Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing und Bankkrediten.

Grundsätzlich bestehen Rückgriffsbeschränkungen für Gläubiger der konsolidierten Zweckgesellschaften gegenüber dem Vermögen des Meistbegünstigten. Bei einer Variable Interest Entity gelten keine Rückgriffsbeschränkungen. Hier haftet der Meistbegünstigte in einer Höhe von 75 Mio €.

Darüber hinaus bestehen seit dem 1. Juli 2000 vertragliche Beziehungen zu einer weiteren Leasinggesellschaft im Energiesektor, die als Variable Interest Entity einzustufen ist, ohne dass eine Meistbegünstigung vorliegt. Die Gesellschaft befindet sich nach Beschluss der Gesellschafter derzeit in Liquidation. Zum Ende des Geschäftsjahres 2005 wies die Gesellschaft kein wesentliches Vermögen und keine Verbindlichkeiten mehr aus. Weder aus der Beziehung zu dieser Gesellschaft noch aus der Liquidation wird mit einer Realisierung von Verlusten gerechnet.

Die wirtschaftliche Entwicklung einer weiteren Zweckgesellschaft, die seit dem Jahr 2001 besteht und für die eine Befristung bis zum vierten Quartal 2005 vorgesehen war, kann auch weiterhin aufgrund mangelnder Informationen nicht nach den Kriterien des FIN 46R beurteilt werden. Die wesentlichen Transaktionen zwischen dieser Gesellschaft und dem E.ON-Konzern sind im vierten Quartal 2005 abgewickelt worden. Allerdings steht die Liquidation der Gesellschaft noch aus. Die Gesellschaft war mit der Abwicklung von Vermögensgegenständen aus bereits veräußerten Aktivitäten befasst. Die ursprünglichen Aktiva und Passiva betragen 127 Mio €. Aus der Beziehung zu dieser Gesellschaft ist nicht mit wesentlichen Ergebniseffekten zu rechnen.

### Unternehmenserwerbe, nicht fortgeführte Aktivitäten und Veräußerungen

#### Unternehmenserwerbe im Jahr 2006

E.ON Ruhrgas hat mit Wirkung zum 31. März 2006 durch den Erwerb der Beteiligungen an MOL Földgázellátó Rt., Budapest, und MOL Földgáztároló Rt., Budapest (jetzt E.ON Földgaz Storage und E.ON Földgaz Trade), das Gashandels- und Speichergeschäft des ungarischen Öl- und Gasunternehmens MOL vollständig übernommen. Der Kaufpreis betrug rund 450 Mio €. Vereinbart wurde zudem, dass abhängig von der Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen bis Ende 2009 Ausgleichszahlungen geleistet werden. Dies könnte zu einer nachträglichen Anpassung des Kaufpreises führen. Die Gesellschaften wurden zum 31. März 2006 erstkonsolidiert.

## 32 Erläuternde Angaben

### Nicht fortgeführte Aktivitäten

In den ersten neun Monaten 2006 werden unter den nicht fortgeführten Aktivitäten gemäß SFAS 144 die im Juni 2006 veräußerte Gesellschaft E.ON Finland, Espoo, Finnland, der Market Unit Nordic und die Aktivitäten von Western Kentucky Energy Corp. (WKE), Henderson, Kentucky, USA, der Market Unit US-Midwest ausgewiesen. Darüber hinaus resultierte aus einer Kaufpreinsnachbesserung für den Verkauf von Viterra im dritten Quartal 2006 ein Ertrag von zunächst rund 26 Mio €.

E.ON U.S. betreibt durch WKE im Rahmen eines langfristigen Leasingvertrags die Kraftwerke eines genossenschaftlichen Stromerzeugers in West-Kentucky, USA, und eine kohlegefeuerte Anlage der Stadt Henderson, Kentucky, USA. Im November 2005 unterzeichneten die betroffenen Parteien eine Absichtserklärung zur Beendigung des Leasingvertrags und der Betriebsvereinbarungen sowie andere damit zusammenhängende Sachverhalte. Der Vollzug der geplanten Transaktion unterliegt der Überprüfung und Zustimmung verschiedener Aufsichtsbehörden und anderer betroffener Parteien. WKE wurde Ende Dezember 2005 als nicht fortgeführte Aktivität klassifiziert.

Am 26. Juni 2006 haben E.ON Nordic und der finnische Energiekonzern Fortum Power and Heat Oy (Fortum) – entsprechend dem am 2. Februar 2006 unterzeichneten Vertrag – die Übertragung aller Anteile, die E.ON Nordic an E.ON Finland hielt, an Fortum vollzogen. Der Kaufpreis für 65,56 Prozent der Anteile betrug insgesamt rund 390 Mio €. E.ON Finland wurde Mitte Januar 2006 als nicht fortgeführte Aktivität klassifiziert.

Die Ergebnisse der nicht fortgeführten Aktivitäten sind gemäß US-GAAP in der Gewinn- und Verlustrechnung gesondert als „Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten“ auszuweisen.

Die Gewinn- und Verlustrechnung, die Kapitalflussrechnung sowie die entsprechenden Angaben im Anhang zum 30. September 2006 sind ebenso wie die berichteten Vorperioden um sämtliche Bestandteile der abzugebenden Aktivitäten bereinigt. Die Vermögensgegenstände und Schulden sind in der Konzernbilanz zum 30. September 2006 in den Posten „Vermögen/Schulden der abzugebenden Aktivitäten“ zusammengefasst. Die Bilanzdaten der Vorperioden werden nicht angepasst, da SFAS 144 eine Anpassung nicht vorsieht.

### Weitere Veräußerungen

Im Zuge der weiteren Umsetzung der Eckpunktevereinbarung mit der RAG zur Veräußerung der von E.ON gehaltenen Degussa-Anteile (42,9 Prozent) ist am 21. März die Einbringung der Anteile in die RAG Projektgesellschaft mbH, Essen, sowie der Verkauf auf Termin erfolgt. Aus der Transaktion wurde zunächst ein Ertrag in Höhe von 618 Mio € erzielt, der anschließend um den Zwischengewinn in Höhe der prozentualen Beteiligung von E.ON an der RAG mit 39,2 Prozent korrigiert werden musste. Aus der Einbringung wurde somit ein Ertrag von 376 Mio € realisiert. Am 3. Juli 2006 wurde der Terminkaufvertrag mit der RAG über die E.ON-Geschäftsanteile an der RAG Projektgesellschaft mbH vollzogen und damit die zuletzt nur noch mittelbare Degussa-Beteiligung abgegeben. Der Kaufpreis in Höhe von rund 2,8 Mrd € wurde am 31. August 2006 von RAG an E.ON gezahlt.

Die nachfolgende Tabelle zeigt wesentliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung aus den vorgenannten Aktivitäten.

Gewinn- und Verlustrechnung der nicht fortgeführten Aktivitäten (Kurzfassung)												
1.-3. Quartal in Mio €	E.ON Finland		WKE		Viterra		Ruhrgas Industries		Sonstige		Summe	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Umsatzerlöse	131	181	176	159	-	453	-	847	-	-	307	1.640
Nettoergebnis aus dem Abgang	11	-	-	-	26	2.450	-	613	-	10	37	3.073
Sonstige Erträge/ Aufwendungen, netto	-115	-144	-23	-157	-	-284	-	-803	-	-	-138	-1.388
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>27</b>	<b>37</b>	<b>153</b>	<b>2</b>	<b>26</b>	<b>2.619</b>	<b>-</b>	<b>657</b>	<b>-</b>	<b>10</b>	<b>206</b>	<b>3.325</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-7	-10	-58	-4	-	-12	-	-22	-	-4	-65	-52
Anteile Konzernfremder	-9	-11	-	-	-	-	-	-1	-	-	-9	-12
<b>Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>11</b>	<b>16</b>	<b>95</b>	<b>-2</b>	<b>26</b>	<b>2.607</b>	<b>-</b>	<b>634</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>132</b>	<b>3.261</b>

Die nachfolgende Tabelle enthält die wesentlichen Bilanzposten der nicht fortgeführten Aktivität WKE.

Wesentliche Bilanzposten der nicht fortgeführten Aktivität WKE (Kurzfassung)	
in Mio €	30. Sept. 2006
Anlagevermögen	220
Umlaufvermögen und übrige Aktiva	427
<b>Summe Vermögensgegenstände</b>	<b>647</b>
Schulden (inklusive Anteile Konzernfremder)	634
<b>Netto-Reinvermögen</b>	<b>13</b>

Unternehmenserwerbe und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2005 werden ausführlich in unserem Geschäftsbericht 2005 beschrieben.

### Forschung und Entwicklung

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern betrug in den ersten drei Quartalen 2006 insgesamt 12 Mio € (Vorjahr: 15 Mio €).

### Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2006	2005	2006	2005
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten in Mio €	-235	268	2.497	3.138
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio €	37	3.105	132	3.261
Konzernüberschuss in Mio €	-198	3.373	2.629	6.399
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in 1.000 Stück	659.154	659.042	659.154	659.042
<b>Ergebnis je Aktie (in €)</b>				
- aus fortgeführten Aktivitäten	-0,36	0,41	3,79	4,76
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,06	4,71	0,20	4,95
<b>- aus Konzernüberschuss</b>	<b>-0,30</b>	<b>5,12</b>	<b>3,99</b>	<b>9,71</b>

## 34 Erläuternde Angaben

### Finanzergebnis

In der folgenden Tabelle ist das Finanzergebnis für die ersten neun Monate 2006 im Vergleich zum Berichtszeitraum 2005 dargestellt.

Finanzergebnis			
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005	+/- %
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	687	292	+135
Sonstiges Beteiligungsergebnis	179	170	+5
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>866</b>	<b>462</b>	<b>+87</b>
Erträge aus anderen Wertpapieren	27	27	-
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	25	29	-14
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	807	710	+14
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-1.408	-1.350	-
- davon Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-392	-375	-
- davon aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	-31	-14	-
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-549</b>	<b>-584</b>	<b>-</b>
Abschreibungen auf Wertpapiere, Beteiligungen und Ausleihungen	-139	-51	-
<b>Finanzergebnis</b>	<b>178</b>	<b>-173</b>	<b>-</b>

### Goodwill und immaterielle Vermögensgegenstände

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Veränderungen des Goodwills in den ersten neun Monaten 2006 nach Segmenten:

Goodwill <sup>1)</sup>								
in Mio €	Central Europe	Pan- European Gas	UK	Nordic	US- Midwest	Cor- porate Center	Weitere Aktivi- täten	Summe
<b>Netto-Buchwert zum 31. Dezember 2005</b>	<b>2.419</b>	<b>4.069</b>	<b>4.955</b>	<b>368</b>	<b>3.552</b>	-	-	<b>15.363</b>
Zugänge/Abgänge	40	117	0	3	0	-	-	160
Goodwill Impairment	0	0	0	0	0	-	-	0
Sonstige Veränderungen <sup>2)</sup>	0	39	55	-80	-242	-	-	-228
<b>Netto-Buchwert zum 30. September 2006</b>	<b>2.459</b>	<b>4.225</b>	<b>5.010</b>	<b>291</b>	<b>3.310</b>	-	-	<b>15.295</b>

1) ohne Goodwill von at equity einbezogenen Unternehmen

2) einschließlich Umbuchungen und Wechselkursdifferenzen

## Immaterielle Vermögensgegenstände

Die nachfolgende Tabelle zeigt die immateriellen Vermögensgegenstände einschließlich geleisteter Anzahlungen zum 31. Dezember 2005 und zum 30. September 2006:

Immaterielle Vermögensgegenstände		
in Mio €	30. 9. 2006	31. 12. 2005
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>		
Anschaffungskosten	5.013	4.978
Kumulierte Abschreibungen	2.202	1.957
<b>Netto-Buchwert</b>	<b>2.811</b>	<b>3.021</b>
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer</b>		
	<b>1.010</b>	<b>1.104</b>
<b>Summe</b>	<b>3.821</b>	<b>4.125</b>

In den ersten neun Monaten 2006 betrug die planmäßigen Abschreibungen auf die immateriellen Vermögensgegenstände 273 Mio € (Vorjahr: 259 Mio €) und die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände 40 Mio € (0 Mio €). Abschreibungen auf Goodwill wurden in den ersten neun Monaten 2006 (0 Mio €) nicht vorgenommen.

Auf Grundlage der Buchwerte der immateriellen Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer verteilt sich der geschätzte Abschreibungsaufwand bis zum Ende des Berichtsjahres sowie in den nächsten fünf Geschäftsjahren wie folgt: 2006 (verbleibende 3 Monate): 80 Mio €, 2007: 262 Mio €, 2008: 220 Mio €, 2009: 188 Mio €, 2010: 163 Mio € und 2011: 153 Mio €. Durch zukünftige Akquisitionen und Veräußerungen können die tatsächlichen Werte hiervon abweichen.

## Wertberichtigungen durch die Regulierung der Netzentgelte in Deutschland

Im Rahmen der im dritten Quartal 2006 erlassenen Bescheide für Gasverteilernetzunternehmen durch die BNetzA waren unsere Aktivitäten in diesem Bereich unterjährigen Impairment-Tests zu unterziehen. Diese Impairment-Tests ergaben zum 30. September 2006 einen Wertberichtigungsbedarf für Sachanlagen in Höhe von 227 Mio € sowie für Beteiligungen in Höhe von 320 Mio €.

Im Bereich des Stromnetzes wurden bereits im zweiten Quartal 2006 Impairment-Tests durchgeführt. Hieraus ergab sich – auch nach Berücksichtigung der im dritten Quartal erhaltenen Bescheide im Strombereich – kein Wertberichtigungsbedarf.

## Bestand eigener Aktien

Der Bestand eigener Aktien zum 30. September 2006 war gegenüber dem zum 31. Dezember 2005 nahezu unverändert. Im Bestand der E.ON AG befanden sich 4.374.232 eigene Aktien. Weitere 28.472.194 E.ON-Aktien wurden von Tochterunternehmen gehalten. E.ON hält damit 4,7 Prozent des Grundkapitals als eigene Aktien.

## Gezahlte Dividenden

Die Hauptversammlung beschloss am 4. Mai 2006, eine um 0,40 € erhöhte Dividende von 2,75 € und eine Sonderdividende von 4,25 € je dividendenberechtigter Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer Dividendensumme von 4.614 Mio €.

## 36 Erläuternde Angaben

### Pensionsrückstellungen

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

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2006	2005	2006	2005
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	58	51	189	152
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	190	194	569	577
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-135	-110	-385	-329
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	3	8	10	24
Amortisation versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste (Net amortization of gains/losses)	35	30	91	79
<b>Summe</b>	<b>151</b>	<b>173</b>	<b>474</b>	<b>503</b>

### Dotierung in das Fondsvermögen

Im Geschäftsjahr 2005 wurden die Rahmenbedingungen für die externe Finanzierung von Pensionsverpflichtungen inländischer Konzerngesellschaften im Wege eines Contractual Trust Arrangements (CTA) geschaffen. Im ersten Quartal erfolgte die erstmalige Dotierung in Höhe von 2,6 Mrd € durch Übertragung von Termingeldanlagen mit einer Laufzeit von mehr als drei Monaten.

### Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

Zum 30. September 2006 betreffen die Verpflichtungen von E.ON aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland (8.449 Mio €) und Schweden (431 Mio €), die Rekultivierung von konventionellen Kraftwerksstandorten, einschließlich Demontage von Stromübertragungs- bzw. Stromverteilungsausrüstung (372 Mio €), die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten (119 Mio €) und Tagebaustandorten (62 Mio €) sowie den Rückbau von Öl- und Gas-Infrastruktureinrichtungen (335 Mio €). Der Wert der Verpflichtungen aus der Stilllegung von Kernkraftwerken basiert auf externen Gutachten.

Die Aufzinsung im Rahmen der Fortführung der Rückstellung in Höhe von 392 Mio € für die ersten neun Monate 2006 (Vorjahr: 375 Mio €) ist im Finanzergebnis enthalten.

### Haftungsverhältnisse aus Garantien

#### Finanzgarantien

Finanzielle Garantien beinhalten sowohl direkte Verpflichtungen als auch indirekte Verpflichtungen (indirekte Garantien für Verpflichtungen Dritter). Hierbei handelt es sich um bedingte Zahlungsverpflichtungen des Garantiegebers in Abhängigkeit vom Eintritt eines bestimmten Ereignisses bzw. von Änderungen eines Basiswerts in Beziehung zu einem Vermögensgegenstand, einer Verbindlichkeit oder einem Eigenkapitaltitel des Garantieempfängers.

Die finanziellen Garantien von E.ON beinhalten die Deckungsvorsorgen aus dem Betrieb von Kernkraftwerken, die in unserem Geschäftsbericht 2005 ausführlich beschrieben sind. Die Verpflichtungen umfassen daneben direkte Finanzgarantien gegenüber Dritten für nahestehende Unternehmen sowie Konzernfremde. Bei befristeten direkten finanziellen Garantien reichen die Laufzeiten bis 2022. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten maximal 514 Mio € (Jahresende 2005: 427 Mio €) betragen. Für nahestehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 430 Mio € (Jahresende 2005: 304 Mio €) enthalten.

Die indirekten Garantien beinhalten insbesondere zusätzliche Verpflichtungen aus Cross-Border-Leasing-Transaktionen sowie Verpflichtungen zur finanziellen Unterstützung vorwiegend von nahe stehenden Unternehmen. Die befristeten indirekten Garantien haben Laufzeiten bis 2023. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten maximal 412 Mio € (Jahresende 2005: 431 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 141 Mio € (Jahresende 2005: 67 Mio €) enthalten. Die Gesellschaft hat zum 30. September 2006 Rückstellungen in Höhe von 9 Mio € (Jahresende 2005: 25 Mio €) bezüglich der Finanzgarantien gebildet.

E.ON haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personengesellschaften und Arbeitsgemeinschaften.

Daneben bestehen satzungsrechtliche Verpflichtungen verschiedener Konzerngesellschaften aufgrund ihrer Mitgliedschaft in der Versorgungskasse Energie. Mit einer Inanspruchnahme für diese Verpflichtungen wird nicht gerechnet.

### **Freistellungsvereinbarungen**

Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen, die von Konzerngesellschaften abgeschlossen wurden, beinhalten Freistellungsvereinbarungen und andere Garantien mit Laufzeiten bis 2041 entsprechend den gesetzlichen Regelungen der jeweiligen Länder, soweit vertraglich keine kürzeren

Laufzeiten vereinbart wurden. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten in den Fällen, die unmittelbar aus den Verträgen ableitbar sind, maximal 6.805 Mio € (Jahresende 2005: 6.623 Mio €) betragen. Sie beinhalten im Wesentlichen die im Rahmen solcher Transaktionen üblichen Zusagen und Gewährleistungen, Haftungsrisiken für Umweltschäden sowie mögliche steuerliche Gewährleistungen. In manchen Fällen ist der Käufer verpflichtet, die Kosten teilweise zu übernehmen oder bestimmte Kosten abzudecken, bevor die Gesellschaft selbst verpflichtet ist, Zahlungen zu leisten. Teilweise werden Verpflichtungen zuerst von Versicherungsverträgen oder Rückstellungen der verkauften Gesellschaften abgedeckt. E.ON hat in der Bilanz zum 30. September 2006 Rückstellungen in Höhe von 290 Mio € (Jahresende 2005: 296 Mio €) für Freistellungen und andere Garantien aus Verkaufsvereinbarungen gebildet. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von E.ON AG (VEBA AG oder VIAG AG vor deren Fusion) verkauft wurden, sind in Form von Freistellungserklärungen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

### **Andere Garantien**

Andere Garantien mit Laufzeiten bis 2021 beinhalten im Wesentlichen Marktwertgarantien und Gewährleistungsgarantien, die zu undiskontierten zukünftigen Zahlungen in Höhe von maximal 119 Mio € (Jahresende 2005: 130 Mio €) führen könnten. Produktgarantien existieren aufgrund der Veräußerungen von Viterra und Ruhrgas Industries nicht mehr. Entsprechendes gilt für die zugehörigen Rückstellungen.

### **Wichtige Ereignisse nach Quartalsschluss**

Das spanische Industrieministerium hat die von der nationalen Energiebehörde CNE für die Übernahme von Endesa verhängten Auflagen in erheblichem Umfang vermindert. Insbesondere wurden alle Veräußerungsaufgaben gestrichen. Auf dieser Basis hat E.ON die Entscheidung des Ministeriums akzeptiert und erwartet nun eine zügige Freigabe des Angebots durch die spanische Börsenaufsicht CNMV.

## 38 Weitere Segmentinformationen

Entsprechend der internen Organisations- und Berichtsstruktur wird im Rahmen der Segmentberichterstattung zwischen den Bereichen Energie und Weitere Aktivitäten unterschieden. Das Kerngeschäft Energie umfasst die Market Units Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest sowie das Corporate Center.

Central Europe fokussiert sich auf das integrierte Stromgeschäft sowie das Downstream-Gasgeschäft in Zentraleuropa.

Pan-European Gas ist für das europäische Upstream- und Midstream-Gasgeschäft verantwortlich. Daneben hält die Market Unit überwiegend Minderheitsbeteiligungen an Gesellschaften im Downstream-Gasgeschäft.

UK umfasst das integrierte Energiegeschäft in Großbritannien.

Nordic konzentriert sich auf das integrierte Energiegeschäft in Nordeuropa.

US-Midwest ist hauptsächlich im regulierten Energiemarkt in Kentucky, USA, tätig.

Anpassungen um nicht fortgeführte Aktivitäten				
in Mio €	Im 1.-3. Quartal 2005 veröffentlicht	Anpassungen	Angepasste Werte für das 1.-3. Quartal 2005	1.-3. Quartal 2006
Central Europe	2.945	-	2.945	3.243
Pan-European Gas	1.125	-	1.125	1.596
UK	715	-	715	710
Nordic	600	-19	581	437
US-Midwest	278	-1	277	285
Corporate Center	-260	-	-260	-260
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>5.403</b>	<b>-20</b>	<b>5.383</b>	<b>6.011</b>
<b>Weitere Aktivitäten</b>	<b>121</b>	<b>-</b>	<b>121</b>	<b>53</b>
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>5.524</b>	<b>-20</b>	<b>5.504</b>	<b>6.064</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-791	-	-791	-848
Neutrales Ergebnis	439	-19	420	-1.719
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>5.172</b>	<b>-39</b>	<b>5.133</b>	<b>3.497</b>
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>6.399</b>	<b>-</b>	<b>6.399</b>	<b>2.629</b>

Informationen nach Segmenten								
1.-3. Quartal in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK		Nordic	
	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
Außenumsatz	20.618	17.566	16.503	11.333	8.649	6.884	2.198	2.270
Innenumsatz	379	160	1.247	607	86	32	56	65
<b>Gesamtumsatz</b>	<b>20.997</b>	<b>17.726</b>	<b>17.750</b>	<b>11.940</b>	<b>8.735</b>	<b>6.916</b>	<b>2.254</b>	<b>2.335</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>4.165</b>	<b>3.931</b>	<b>2.198</b>	<b>1.412</b>	<b>1.125</b>	<b>1.156</b>	<b>708</b>	<b>837</b>
Adjusted EBIT-wirksame Abschreibungen <sup>2)</sup>	-922	-986	-602	-287	-415	-441	-271	-256
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>3.243</b>	<b>2.945</b>	<b>1.596</b>	<b>1.125</b>	<b>710</b>	<b>715</b>	<b>437</b>	<b>581</b>
- darin Equity-Ergebnis <sup>2)</sup>	280	134	452	353	4	12	-	6
<b>Operativer Cashflow</b>	<b>2.484</b>	<b>2.516</b>	<b>291</b>	<b>1.266</b>	<b>493</b>	<b>-55</b>	<b>554</b>	<b>490</b>
<b>Investitionen</b>	<b>1.769</b>	<b>1.430</b>	<b>717</b>	<b>431</b>	<b>555</b>	<b>728</b>	<b>599</b>	<b>379</b>
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	1.138	963	247	175	552	359	354	225
Finanzanlagen	631	467	470	256	3	369	245	154

1) Die weiteren Aktivitäten beinhalten die Degussa-Beteiligung. Degussa wurde mit einem Anteil von 42,9 Prozent at equity in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen.

2) Die Adjusted EBIT-wirksamen Abschreibungen und das Equity-Ergebnis weichen von den entsprechenden Größen gemäß US-GAAP ab. Ausschlaggebend im Jahr 2006 sind vor allem Wertberichtigungen auf Sachanlagen und Beteiligungen in den Market Units Central Europe und Pan-European Gas.

Das Corporate Center beinhaltet die direkt von der E.ON AG geführten Beteiligungen, die E.ON AG selbst und auf Konzernebene durchzuführende Konsolidierungen.

E.ON ist nach US-amerikanischer Rechnungslegung verpflichtet, veräußerte bzw. zum Verkauf bestimmte Segmente oder wesentliche Unternehmensteile unter den nicht fortgeführten Aktivitäten auszuweisen. In den ersten neun Monaten 2006 betrifft das vor allem die zum Verkauf bestimmte Gesellschaft WKE und die Ende Juni 2006 veräußerte E.ON Finland. Die entsprechenden Werte zum 30. September 2006 sind ebenso wie die berichteten Vorperioden um sämtliche Bestandteile der nicht fortgeführten Aktivitäten bereinigt (siehe Tabelle auf Seite 38 und Erläuterungen auf der Seite 32).

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, Restrukturierungsaufwendungen und sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem bzw. seltenem Charakter. Außerdem wird das Zinsergebnis nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt. So werden insbesondere der Zinsanteil aus der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen aus dem Personalaufwand in das Zinsergebnis umgegliedert. Analog werden Zinsanteile an der Dotierung anderer langfristiger Rückstellungen behandelt, sofern sie nach US-GAAP in anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen sind.

Zinsergebnis		
1.-3. Quartal in Mio €	2006	2005
<b>Netto-Zinsaufwand</b>	<b>-151</b>	<b>-224</b>
(-) Netto-Zinsaufwand aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	-31	-14
(-) Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-392	-375
(+) Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	25	29
<b>Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung</b>	<b>-549</b>	<b>-584</b>
Neutrales Zinsergebnis <sup>1)</sup>	-3	-3
Zinsanteil langfristiger Rückstellungen	-296	-204
<b>Wirtschaftliches Zinsergebnis</b>	<b>-848</b>	<b>-791</b>

1) Neutrale Zinsaufwendungen werden addiert, neutrale Zinserträge abgezogen.

Eine detaillierte Überleitung vom Adjusted EBIT zum Konzernüberschuss wird auf Seite 9 erläutert.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß US-GAAP definierten Kennzahlen abweichen.

US-Midwest		Corporate Center		Kerngeschäft Energie		Weitere Aktivitäten <sup>1)</sup>		E.ON-Konzern	
2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005	2006	2005
1.482	1.465	1	2	49.451	39.520	-	-	49.451	39.520
-	-	-1.768	-864	-	-	-	-	-	-
<b>1.482</b>	<b>1.465</b>	<b>-1.767</b>	<b>-862</b>	<b>49.451</b>	<b>39.520</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>49.451</b>	<b>39.520</b>
<b>436</b>	<b>422</b>	<b>-244</b>	<b>-250</b>	<b>8.388</b>	<b>7.508</b>	<b>53</b>	<b>121</b>	<b>8.441</b>	<b>7.629</b>
-151	-145	-16	-10	-2.377	-2.125	-	-	-2.377	-2.125
<b>285</b>	<b>277</b>	<b>-260</b>	<b>-260</b>	<b>6.011</b>	<b>5.383</b>	<b>53</b>	<b>121</b>	<b>6.064</b>	<b>5.504</b>
17	12	2	10	755	527	53	121	808	648
<b>367</b>	<b>226</b>	<b>303</b>	<b>299</b>	<b>4.492</b>	<b>4.742</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.492</b>	<b>4.742</b>
<b>276</b>	<b>139</b>	<b>-25</b>	<b>-68</b>	<b>3.891</b>	<b>3.039</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.891</b>	<b>3.039</b>
276	139	-9	3	2.558	1.864	-	-	2.558	1.864
-	-	-16	-71	1.333	1.175	-	-	1.333	1.175

## Finanzkalender

7. März 2007	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2006
3. Mai 2007	Hauptversammlung 2007
4. Mai 2007	Dividendenzahlung
9. Mai 2007	Zwischenbericht Januar – März 2007
15. August 2007	Zwischenbericht Januar – Juni 2007
13. November 2007	Zwischenbericht Januar – September 2007

Wir senden Ihnen gerne  
weitere Informationen:

E.ON AG  
Unternehmenskommunikation  
E.ON-Platz 1  
40479 Düsseldorf

T 02 11-45 79-4 53  
F 02 11-45 79-5 66  
info@eon.com  
www.eon.com

Dieser Zwischenbericht enthält bestimmte zukunftsbezogene Aussagen, die Risiken und Ungewissheiten unterliegen. Für Informationen über wirtschaftliche, währungsbezogene, regulatorische, technische, wettbewerbsbezogene und einige andere wichtige Faktoren, die dazu führen könnten, dass die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von denjenigen abweichen, von denen in den zukunftsbezogenen Aussagen ausgegangen wird, verweisen wir auf die von der E.ON bei der Securities and Exchange Commission in Washington D.C. eingereichten regelmäßig aktualisierten Unterlagen, insbesondere auf die Aussagen in den Abschnitten „Item 3 – Key Information – Risk Factors“, „Item 5 – Operating and Financial Review and Prospects“ und „Item 11 – Quantitative and Qualitative Disclosures about Market Risk“ des Annual Report on Form 20-F für das Geschäftsjahr 2005 der E.ON.