

2004	<ul style="list-style-type: none"><li>• Erfreuliche Ergebnisentwicklung im internationalen Geschäft</li></ul>
JAN	
FEB	<ul style="list-style-type: none"><li>• Adjusted EBIT deutlich über Vorjahr</li></ul>
MRZ	<ul style="list-style-type: none"><li>• Konzernüberschuss erheblich gesteigert</li></ul>
APR	<ul style="list-style-type: none"><li>• Position in Osteuropa ausgebaut</li></ul>
MAI	<ul style="list-style-type: none"><li>• Positiver Ausblick auf das Gesamtjahr bestätigt</li></ul>
JUN	
JUL	
AUG	
SEP	
OKT	
NOV	
DEZ	

## 2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Stromabsatz in Mrd kWh <sup>1)</sup>	298,3	288,0	+4
Gasabsatz in Mrd kWh <sup>1)</sup>	606,3	593,5	+2
Umsatz	35.359	33.351	+6
Adjusted EBITDA <sup>2)</sup>	7.653	6.859	+12
Adjusted EBIT <sup>3)</sup>	5.530	4.645	+19
Betriebsergebnis <sup>2)</sup>	4.741	3.394	+40
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	6.013	3.995	+51
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	3.966	2.700	+47
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	1.153	-
Konzernüberschuss	3.967	3.382	+17
Investitionen	3.821	7.332	-48
Operativer Cashflow <sup>4)</sup>	5.002	4.076	+23
Free Cashflow <sup>5)</sup>	3.310	2.387	+39
Netto-Finanzposition <sup>6)</sup> (30. 9. bzw. 31. 12.)	-6.021	-7.855	+23
Mitarbeiter (30. 9. bzw. 31. 12.)	69.380	67.102	+3
Ergebnis je Aktie (in €)	6,04	5,18	+17

1) nicht konsolidierte Werte/Vorjahreszahl einschließlich Gasabsatz für E.ON Ruhrgas AG (neun Monate)  
 2) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 5  
 3) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 5, Erläuterungen siehe S. 30-31  
 4) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten  
 5) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum operativen Cashflow siehe S. 16  
 6) Non-GAAP financial measure; Überleitung siehe S. 17

**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 – anderer gemäß US-GAAP ermittelter 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 konsolidierten Kennzahlen Betriebsergebnis, Adjusted EBIT, Adjusted EBITDA, 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

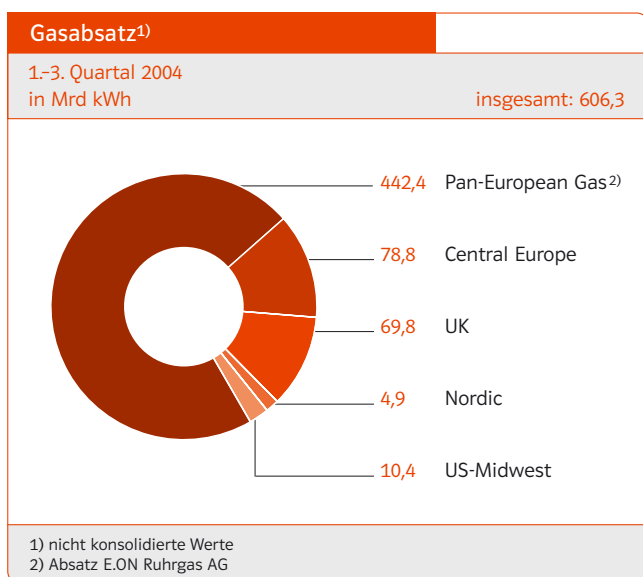
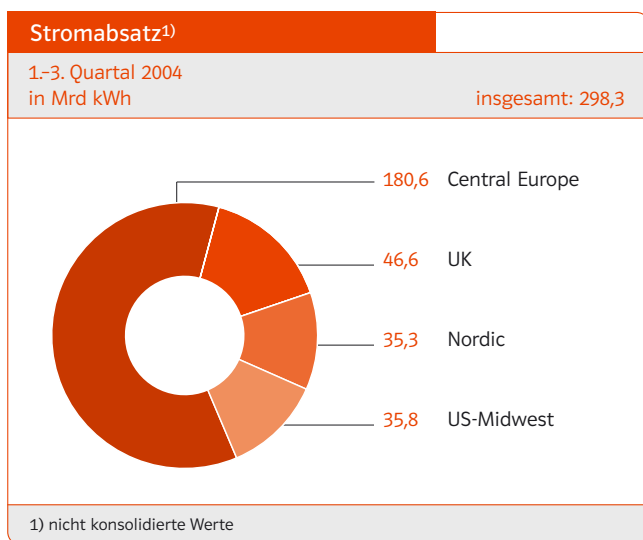
3

4	Geschäftsverlauf und Konzernergebnis
6	Kerngeschäft Energie
6	– Central Europe
8	– Pan-European Gas
9	– UK
10	– Nordic
12	– US-Midwest
13	– Corporate Center
13	Weitere Aktivitäten
14	Mitarbeiter
14	Investitionen
15	E.ON-Aktie
16	Finanzlage
18	Wichtige Ereignisse
19	Ausblick
20	Zwischenabschluss (ungeprüft)
30	Weitere Segmentinformationen
32	Finanzkalender

## 4 Geschäftsverlauf und Konzernergebnis

Im Rahmen unseres konzernweiten Struktur- und Strategie-Projekts on-top haben wir unsere Organisation mit Wirkung zum 1. Januar 2004 nach fünf definierten Zielmärkten – Central Europe, Pan-European Gas, UK, Nordic und US-Midwest – ausgerichtet. Zur besseren Vergleichbarkeit haben wir für das Vorjahr Pro-forma-Zahlen entsprechend der neuen Market-Unit-Struktur – ohne Auswirkungen auf die konsolidierten Konzernzahlen – ermittelt. Weitere Informationen zur Market-Unit-Struktur finden Sie in unserer Broschüre „Strategie und Kennzahlen“ unter [www.eon.com](http://www.eon.com).

Darüber hinaus verwenden wir seit dem ersten Quartal ein um Sondereffekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Adjusted EBIT) anstelle des Betriebsergebnisses als neue operative Steuerungsgröße (siehe Erläuterungen S. 30–31).



In den ersten neun Monaten 2004 konnten wir im Konzern die Stromlieferungen im Wesentlichen durch die Einbeziehung der tschechischen Stromregionalversorger JME und JCE sowie des schwedischen Energieversorgungsunternehmens Granninge um 4 Prozent steigern. Der Gasabsatz lag aufgrund der positiven Entwicklung bei Pan-European Gas besonders im dritten Quartal insgesamt um 2 Prozent über dem Vorjahreswert.

Konzernumsatz			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
Central Europe	15.364	14.168	+8
Pan-European Gas	9.924	8.579 <sup>2)</sup>	+16
UK	6.037	5.737	+5
Nordic	2.372	2.019	+17
US-Midwest	1.436	1.488	-3
Corporate Center	-470	-408	-
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>34.663</b>	<b>31.583</b>	<b>+10</b>
<b>Weitere Aktivitäten<sup>3)</sup></b>	<b>696</b>	<b>1.768</b>	<b>-61</b>
<b>Konzernumsatz</b>	<b>35.359</b>	<b>33.351</b>	<b>+6</b>

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten  
2) E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1. 2. bis 30. 9. 2003  
3) enthält Viterra und die seit 1. 2. 2003 at equity bewertete Degussa

Der Konzernumsatz stieg vor allem durch die erstmals seit Jahresbeginn wirksame Vollkonsolidierung von E.ON Ruhrgas und einiger europäischer Energieversorgungsunternehmen. Im Jahr 2003 wurden E.ON Ruhrgas seit dem 1. Februar, JME und JCE seit dem 1. Oktober und Granninge seit dem 1. November konsolidiert. Midlands Electricity wird seit dem 16. Januar 2004 einbezogen.

Adjusted EBIT			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
Central Europe	2.703	2.256	+20
Pan-European Gas	1.175	1.137 <sup>2)</sup>	+3
UK	720	497	+45
Nordic	489	351	+39
US-Midwest	275	246	+12
Corporate Center	-226	-272	-
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>5.136</b>	<b>4.215</b>	<b>+22</b>
<b>Weitere Aktivitäten<sup>3)</sup></b>	<b>394</b>	<b>430</b>	<b>-8</b>
<b>Adjusted EBIT<sup>4)</sup></b>	<b>5.530</b>	<b>4.645</b>	<b>+19</b>

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten  
2) E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1. 2. bis 30. 9. 2003  
3) enthält Viterra und die seit 1. 2. 2003 at equity bewertete Degussa  
4) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe Tabelle auf S. 5

In den ersten neun Monaten 2004 konnten wir das Adjusted EBIT um 885 Mio € bzw. 19 Prozent steigern. Dazu haben alle Market Units beigetragen. Insbesondere unsere internationalen Aktivitäten konnten deutliche Ergebniszuwächse erwirtschaften. Der Anstieg des Adjusted EBIT ist auf operative

Verbesserungen und auf die erstmalig ganzjährige Einbeziehung unserer erfolgreichen Akquisitionen zurückzuführen. Ferner profitiert das Ergebnis von Central Europe auch von der Auflösung von Vorsorgepositionen, die unter anderem mit dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zusammenhängen (siehe auch S. 7).

Konzernüberschuss			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
<b>Adjusted EBITDA<sup>1)</sup></b>	<b>7.653</b>	<b>6.859</b>	<b>+12</b>
Abschreibungen <sup>1)</sup>	-2.123	-2.214	-
<b>Adjusted EBIT<sup>1)</sup></b>	<b>5.530</b>	<b>4.645</b>	<b>+19</b>
Wirtschaftliches Zinsergebnis <sup>1)</sup>	-789	-1.251	-
<b>Betriebsergebnis</b>	<b>4.741</b>	<b>3.394</b>	<b>+40</b>
Nettobuchgewinne	532	618	-14
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-40	-232	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	780	215	+263
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>6.013</b>	<b>3.995</b>	<b>+51</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.675	-962	-
Anteile Konzernfremder	-372	-333	-
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>3.966</b>	<b>2.700</b>	<b>+47</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	1.153	-
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-471	-
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>3.967</b>	<b>3.382</b>	<b>+17</b>

1) Erläuterungen siehe S. 30-31

Beim Konzernüberschuss (nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder) konnten wir das hohe Vorjahresniveau nochmals übertreffen, obwohl erheblich niedrigere Buchgewinne - insbesondere beim Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten - als im Vorjahr anfielen.

Das wirtschaftliche Zinsergebnis verbesserte sich in den ersten neun Monaten 2004 um 462 Mio €. Vor allem die Novellierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung wirkte sich mit einem Einmaleffekt in Höhe von rund 270 Mio € positiv aus. Nach dieser Neuregelung werden die Errichtungskosten für die Endlagerstandorte Gorleben und Konrad nun-

mehr verursachungsgerecht zwischen den kernkraftwerksbetreibenden Unternehmen und anderen Nutzern (z. B. Forschungseinrichtungen) verteilt. Dies führt insgesamt zu einer verringerten Kostenbeteiligung unseres Unternehmens und zur Verminderung von hierfür in der Vergangenheit gebildeten Rückstellungen.

Die Nettobuchgewinne lagen im Berichtszeitraum unter dem Vorjahresniveau. Sie stammen aus dem Verkauf der Beteiligungen an EWE und VNG (317 Mio €), der Veräußerung von Wertpapieren (152 Mio €) und der Abgabe weiterer Degussa-Anteile (63 Mio €). Im Vorjahr betrafen die Buchgewinne den Verkauf von Anteilen an Bouygues Telecom (294 Mio €), die Veräußerung von Degussa-Anteilen (168 Mio €) sowie den Verkauf von Wertpapieren bei Central Europe (152 Mio €). Darüber hinaus fielen bei Central Europe und UK rund 80 Mio € Buchgewinne aus der Veräußerung von Beteiligungen an. Dem stand ein Buchverlust aus der Abgabe von HypoVereinsbank-Anteilen in Höhe von 76 Mio € bei Central Europe gegenüber.

Die Restrukturierungsaufwendungen sanken im Vergleich zum Vorjahr auf 40 Mio €. Sie entstanden insbesondere bei der Integration von Midlands Electricity. Im Vorjahr betraf der Aufwand die Bildung der beiden Regionalversorger E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser und die Einbeziehung der TXU-Aktivitäten.

Das sonstige nicht operative Ergebnis stieg in den ersten drei Quartalen 2004 vor allem durch positive Effekte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Energiederivaten bei der Market Unit UK deutlich an. Diese Derivate dienen der Absicherung des operativen Geschäfts gegen Preisschwankungen. Seit Juni 2004 hat deren Marktwert insbesondere wegen stark gestiegener Gaspreise um rund 700 Mio € zugenommen. Im Vorjahr schloss das sonstige nicht operative Ergebnis neben positiven Effekten aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Energiederivaten vor allem die Equity-Bewertung unserer RAG-Anteile ein. Dagegen belastete die von Degussa in ihrem Geschäftsbereich Feinchemie vorgenommene Wertberichtigung unser sonstiges nicht operatives Ergebnis.

Der Anstieg des Steueraufwandes um 713 Mio € in den ersten neun Monaten 2004 beruht insbesondere auf den operativen Ergebnisverbesserungen.

Im Berichtszeitraum 2003 betraf das Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften im Wesentlichen den US-amerikanischen Standard zur Bilanzierung von Stilllegungsverpflichtungen für Anlagegegenstände mit langfristiger Nutzungsdauer.

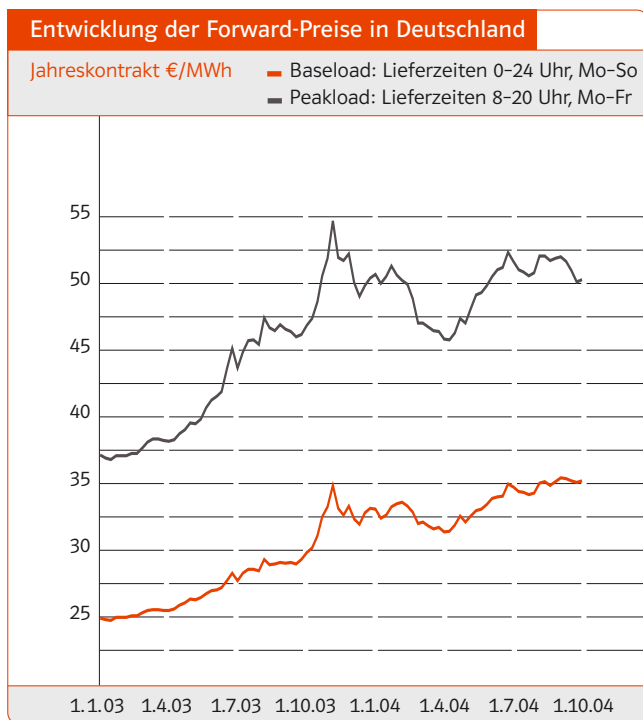
## 6 Kerngeschäft Energie

### Central Europe

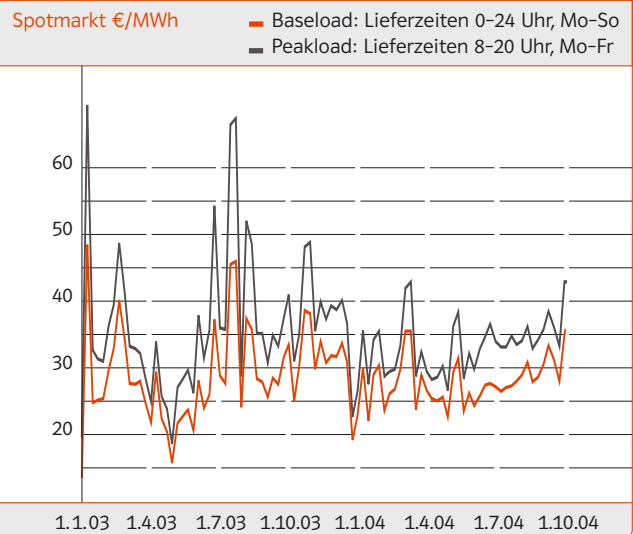
Central Europe			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
Umsatz	15.364	14.168	+8
- davon Strom-/Gassteuer	782	749	+4
Adjusted EBITDA	3.491	3.234	+8
Adjusted EBIT	2.703	2.256	+20
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

Nach einer kurzen Phase sinkender Spot- und Forward-Preise im Juli 2004 waren auf den Stromhandelsmärkten deutliche Preissteigerungen bis Ende August zu verzeichnen. Sie waren im Wesentlichen auf die steigenden Preise auf den Steinkohle- und Ölmärkten zurückzuführen. Durch eine leichte Entspannung bei den Kohlepreisen in Europa blieben auch die Forward-Preise (Baseload) für Strom im September stabil auf einem Niveau von 35 €/MWh.

Die Strompreise für Privatkunden lagen in Deutschland rund 3 Prozent (Allgemeiner Tarif) über dem Vorjahreswert. Zum Quartalsende stieg der Durchschnittspreis für Industriekunden bei Neuabschlüssen aufgrund der aktuellen Großhandelsnotierungen um rund 10 Prozent gegenüber dem Vorjahreswert.



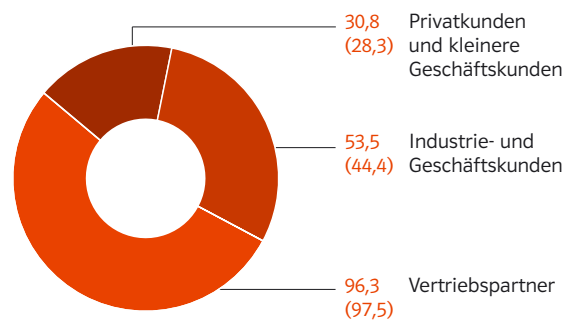
### Entwicklung der Spot-Preise in Deutschland



Der Stromabsatz der Market Unit Central Europe hat sich vorwiegend durch die Einbeziehung der tschechischen Regionalversorger JME und JCE (9,2 Mrd kWh) insgesamt um 10,4 Mrd kWh erhöht.

### Stromabsatz<sup>1)</sup>

1.-3. Quartal 2004 insgesamt: 180,6  
in Mrd kWh (1.-3. Quartal 2003: 170,2)



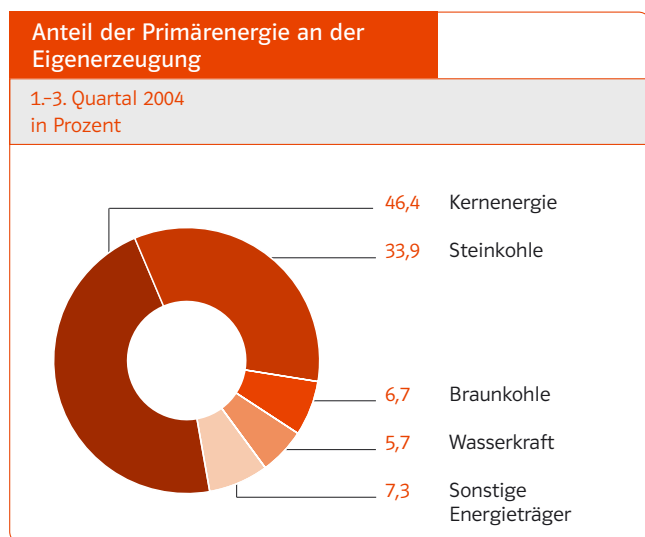
1) ohne Handelsaktivitäten/Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für das Jahr 2003

In eigenen Kraftwerken haben wir etwa 52 Prozent unseres Strombedarfs gedeckt (Vorjahr: 57 Prozent). Dabei kann Central Europe die Vorteile eines ausgeglichenen Erzeugungsmixes nutzen. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog Central Europe rund 15 Mrd kWh mehr als im Vorjahr. Der Anstieg des Fremdbezugs ist wiederum hauptsächlich auf die Einbeziehung von JME und JCE zurückzuführen. Daneben erhöhten sich die Bezüge durch die geringere Eigenerzeugung in der Kernenergie, weil Ende vergangenen Jahres das Kernkraftwerk Stade stillgelegt wurde.

Der Gasabsatz der Regionalversorger lag im Berichtszeitraum durch die vergleichsweise milderen Temperaturen im ersten Quartal um 6 Mrd kWh unter dem Vorjahresniveau.

Stromerzeugung und -bezug <sup>1)</sup>			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2004	2003 <sup>2)</sup>	+/- %
Eigenerzeugung	97,8	101,7	-4
Bezug	90,2	75,5	+19
- von Gemeinschafts- kraftwerken	8,9	8,1	+10
- von Fremden	81,3	67,4	+21
<b>Strombeschaffung</b>	<b>188,0</b>	<b>177,2</b>	<b>+6</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-7,4	-7,0	-6
<b>Stromabsatz</b>	<b>180,6</b>	<b>170,2</b>	<b>+6</b>

1) ohne Handelsaktivitäten  
2) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur



Die Umsatzsteigerung der Market Unit Central Europe in Höhe von 8 Prozent gegenüber dem Vorjahr resultiert knapp zur Hälfte aus der Vollkonsolidierung von JME und JCE. Darüber hinaus wirkten sich die erhaltenen Strompreise in Deutschland sowie die geringfügig gesteigerte Absatzmenge positiv auf den Umsatz aus.

Das Adjusted EBIT lag um 447 Mio € über dem Vorjahreswert. Die einzelnen Geschäftsfelder entwickelten sich wie folgt:

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West stieg das Adjusted EBIT um 382 Mio € (+20 Prozent). Rund 140 Mio € resultieren aus der Auflösung von Vorsorgepositionen. Diese betreffen die

Gasabsatz <sup>1)</sup>			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2004	2003 <sup>2)</sup>	+/- %
Privatkunden und kleinere Geschäftskunden	22,3	27,7	-19
Industrie- und Geschäfts- kunden	31,5	28,3	+11
Vertriebspartner	25,0	28,8	-13
<b>Gasabsatz</b>	<b>78,8</b>	<b>84,8</b>	<b>-7</b>

1) ohne Handelsaktivitäten  
2) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

unter Berücksichtigung der neueren Rechtsprechung ausdrücklich zugestandene Möglichkeit der Weitergabe von Mehrbelastungen aus dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sowie die ergebniswirksame Auflösung von Rückstellungen für Rückforderungsansprüche wegen vermeintlich überhöhter Netznutzungsentgelte. Im Vorjahr wurde das Ergebnis durch Ausgleichszahlungen im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung belastet. Ohne Berücksichtigung dieser Sondereffekte würde die Ergebnisverbesserung rund 7 Prozent betragen.

Zu diesem verbleibenden Ergebnisanstieg trugen unter anderem die Weitergabe der höheren Stromhandelspreise an die Endkunden und die geringfügig höheren Absatzmengen bei. Gegenläufig wirkten gestiegene konventionelle Brennstoffkosten. Das im letzten Jahr aufgrund der günstigen Marktsituation höhere Handelsergebnis konnte in diesem Jahr durch weitere Verbesserungen im konventionellen Erzeugungsbereich und Kostenoptimierungen bei Regionalversorgern ausgeglichen werden. Im Kernenergiebereich wirkten sich zusätzlich geringere Belastungen bei den Brennstoff- und Entsorgungskosten positiv aus. Dem standen Aufwendungen für Verpflichtungen im Netzbereich gegenüber.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfeldes Zentraleuropa West Gas liegt 14 Mio € über dem Vorjahreswert. Der witterungsbedingt niedrigere Absatz gegenüber dem Vorjahreszeitraum konnte durch stabile Absatzpreise und optimiertes Beschaffungsmanagement aufgefangen werden.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost ist der Anstieg des Adjusted EBIT von 50 Mio € vor allem auf die volle Einbeziehung von JME und JCE im Berichtszeitraum zurückzuführen.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern <sup>1)</sup>										
1.-3. Quartal in Mio €	Zentraleuropa West				Zentraleuropa Ost		Sonstiges/ Konsolidierung		Central Europe	
	Strom		Gas		2004	2003	2004	2003	2004	2003
	2004	2003	2004	2003						
Umsatz <sup>2)</sup>	10.770	10.163	2.233	2.379	1.380	775	199	102	14.582	13.419
Adjusted EBITDA	2.821	2.643	380	366	275	169	15	56	3.491	3.234
Adjusted EBIT	2.303	1.921	239	225	173	123	-12	-13	2.703	2.256

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für das Jahr 2003  
2) ohne Strom- und Gassteuer/Handelsumsätze netto

Eckdaten nach Geschäftsfeldern <sup>1)</sup>								
1.-3. Quartal in Mio €	Up-/Midstream		Downstream- Beteiligungen		Sonstiges/ Konsolidierung		Pan-European Gas	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz <sup>2)</sup>	8.250	7.045	1.030	997	644	537	9.924	8.579
Adjusted EBITDA	945	903	473	461	94	80	1.512	1.444
Adjusted EBIT	745	727	368	378	62	32	1.175	1.137

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für das Jahr 2003  
2) einschließlich Gas- und Stromsteuer



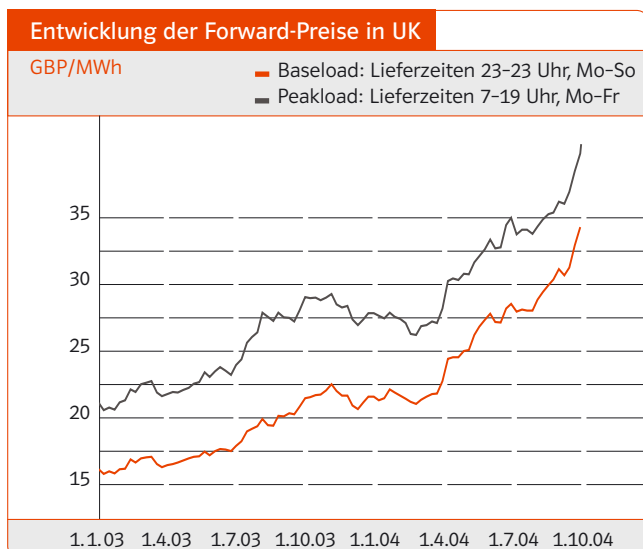
## UK

UK			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
Umsatz	6.037	5.737	+5
Adjusted EBITDA	1.142	809	+41
Adjusted EBIT	720	497	+45
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten			

Im laufenden Jahr sind die Forward-Preise für Strom deutlich gestiegen. Verantwortlich hierfür waren höhere Kosten für Brennstoffe und im Bereich Umweltschutz. Die Forward-Preise für Gas legten im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls erheblich zu. Dies ist insbesondere auf die höheren Ölpreise zurückzuführen und spiegelt die Erwartung wider, dass Großbritannien in absehbarer Zeit Netto-Importeur von Erdgas sein wird.

Angesichts der gestiegenen Großhandelspreise für Energie hat E.ON UK im Berichtszeitraum die Endkundenpreise für Strom und Gas um 6,9 Prozent bzw. 8,2 Prozent angehoben. Am 2. November 2004 hat E.ON UK weitere Preisanpassungen in Höhe von 8,9 Prozent für Strom und 9,6 Prozent für Gas angekündigt, die ab dem 29. November 2004 gültig sind. Gleichzeitig hat E.ON UK ein Maßnahmenbündel bekannt gegeben, mit dem die Belastung für sozialschwache Kunden gemildert werden soll. Andere Anbieter im britischen Energiemarkt haben ihre Preise bereits in den letzten Wochen in ähnlicher Größenordnung angepasst.

Das Segment Industrie- und Gewerbekunden firmiert seit dem 5. Juli 2004 mit dem Markennamen E.ON Energy. Für die Haushalts- und kleineren Geschäftskunden wird die Marke Powergen zunächst beibehalten und erst in den nächsten Jahren schrittweise vom Markt genommen. Am 5. April 2004 wurden bereits die Verteilungsgeschäfte von East Midlands und Midlands in Central Networks umbenannt.

Absatz UK<sup>1)</sup>

1.-3. Quartal in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	25,9	27,0	-4
Industrie- und Gewerbekunden	20,7	27,4	-24
<b>Stromabsatz</b>	<b>46,6</b>	<b>54,4</b>	<b>-14</b>
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	43,9	44,2	-1
Industrie- und Gewerbekunden	25,9	27,3	-5
<b>Gasabsatz</b>	<b>69,8</b>	<b>71,5</b>	<b>-2</b>
1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten			

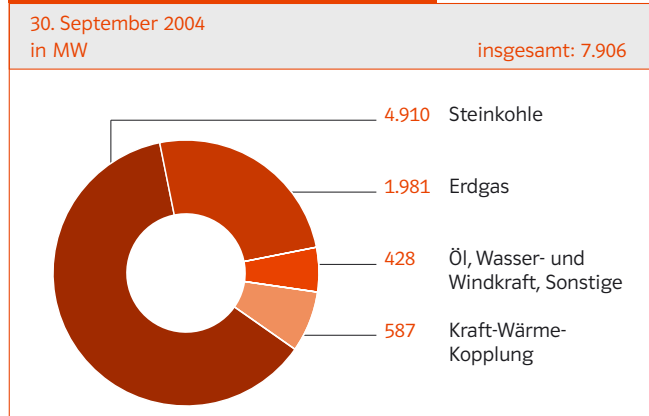
Der Absatzrückgang im Strom- und Gasgeschäft betrifft im Wesentlichen industrielle und gewerbliche Kunden. E.ON UK verfolgt hier eine margenorientierte Vertriebspolitik.

## Stromerzeugung und -bezug

1.-3. Quartal in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Eigenerzeugung	24,1	27,0	-11
Bezug	23,8	28,9	-18
- von Gemeinschafts- kraftwerken	1,8	3,3	-45
- von Fremden	22,0	25,6	-14
<b>Strombeschaffung</b>	<b>47,9</b>	<b>55,9</b>	<b>-14</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,3	-1,5	+13
<b>Stromabsatz</b>	<b>46,6</b>	<b>54,4</b>	<b>-14</b>

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Erzeugung in eigenen Kraftwerken zurückgegangen, weil die Profitabilität der Kohlekraftwerke wegen der höheren Kohlepreise gesunken ist. Darüber hinaus wurden die Kraftwerke Drakelow und High Marnham im letzten Jahr vom Netz genommen. Im Berichtszeitraum stammten 62 Prozent der gesamten Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken.

## Zurechenbare Kraftwerksleistung



## 10 Kerngeschäft Energie

Die zurechenbare Kraftwerksleistung lag Ende September 2004 bei 7.906 MW. Der Rückgang um 1.708 MW gegenüber dem Jahresende 2003 ist insbesondere auf die Konservierungen der Kraftwerke Grain und Killingholme zurückzuführen.

Der Umsatzanstieg im Vergleich zum Vorjahr resultierte vor allem aus der erstmaligen Konsolidierung von Midlands Electricity, Tarifierhöhungen im Endkundengeschäft und positiven Wechselkurseffekten. Gegenläufig wirkte das geringere Absatzvolumen im Vertriebsgeschäft. In den ersten neun Monaten erzielte E.ON UK ein Adjusted EBIT von 720 Mio €. Davon entfielen 321 Mio € auf das regulierte Geschäft und 433 Mio € auf das unregulierte Geschäft.

Die Verbesserung des Adjusted EBIT im regulierten Geschäft um 154 Mio € resultierte im Wesentlichen aus der Konsolidierung des im Januar 2004 erworbenen Stromverteilungsge­schäfts von Midlands Electricity.

Im unregulierten Geschäft erhöhte sich das Adjusted EBIT um 72 Mio €. Gründe hierfür waren höhere Ergebnisse im Endkundengeschäft und Effizienzsteigerungen aus der Integration des im Jahr 2002 erworbenen TXU-Geschäfts. Diese wurden durch höhere Kohle- und Gasbezugskosten teilweise ausgeglichen.

### Eckdaten nach Geschäftsfeldern<sup>1)</sup>

1.-3. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		Sonstiges/ Konsolidierung		UK	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	698	323	5.514	5.560	-175	-146	6.037	5.737
Adjusted EBITDA	434	220	733	615	-25	-26	1.142	809
Adjusted EBIT	321	167	433	361	-34	-31	720	497

<sup>1)</sup> angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2003

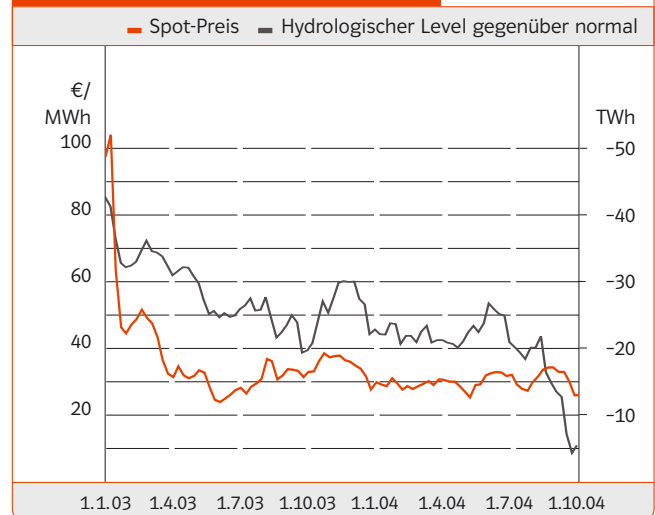
### Nordic

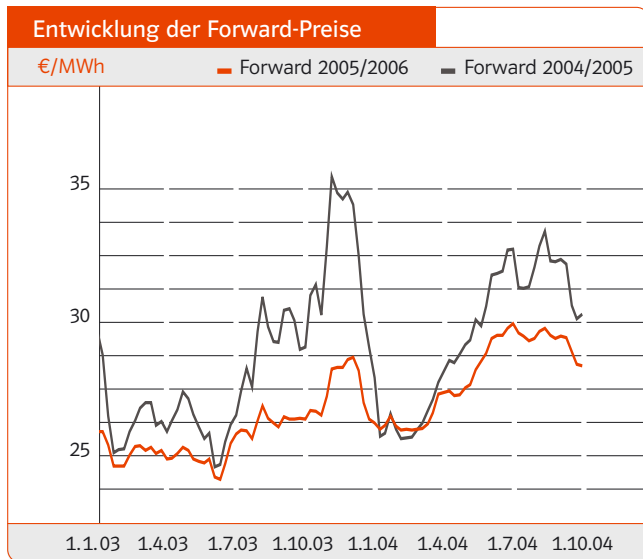
Nordic			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
Umsatz	2.372	2.019	+17
- davon Energiesteuer	292	238	+23
Adjusted EBITDA	796	625	+27
Adjusted EBIT	489	351	+39

<sup>1)</sup> Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

Bis Mitte August lagen die Wasserstände in Schweden und Norwegen mehr als 20 Mrd kWh unter dem Durchschnittswert. Aufgrund sehr hoher Kohlepreise blieben die Strompreise im Spothandel auf einem unverändert hohen Niveau und die Forward-Preise stiegen erheblich. Nach starken Regenfällen im Frühherbst sind die Reservoirs wieder auf einen nahezu normalen Stand gestiegen. Trotz unverändert hoher Kohlepreise sind die Spot- und Forward-Preise deutlich gefallen.

### Entwicklung der Spot-Preise und des hydrologischen Levels





In der Market Unit Nordic lag der Stromabsatz um 6,7 Mrd kWh über dem Vorjahresniveau. An Privat- und Geschäftskunden konnte vor allem aufgrund der Einbeziehung von Granninge 3,1 Mrd kWh mehr Strom abgesetzt werden. Lieferungen an Vertriebs- und Handelspartner (Nordpool) erhöhten sich durch die höhere Erzeugung im bestehenden Wasser- und Kernkraftportfolio.

Nordic erzeugte zwei Drittel des Stromabsatzes in eigenen Kraftwerken. Durch die Einbeziehung von Granninge konnte die Erzeugungsmenge um 2,7 Mrd kWh gesteigert werden. Im bestehenden Kraftwerkspark erhöhte sich die Stromerzeugung darüber hinaus um 2,3 Mrd kWh. Dies ist zum einen auf die sehr hohe Verfügbarkeit der Kernkraftwerke im laufenden Jahr zurückzuführen. Zum anderen konnte aufgrund der höheren Wasserstände die Erzeugung aus Wasserkraft gesteigert werden. In den ersten neun Monaten 2004 entfiel die Erzeugung zu 54 Prozent auf Kernenergie und zu 39 Prozent auf Wasserkraft.

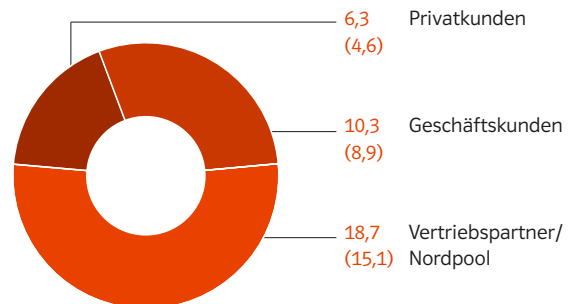
Die Gas- und Wärmeabsätze stiegen im Vergleich zu den ersten neun Monaten 2003 um 0,2 Mrd kWh bzw. 0,5 Mrd kWh. Grund hierfür war insbesondere die Einbeziehung von Granninge.

Der Umsatz stieg im Berichtszeitraum um 353 Mio €. Das Adjusted EBIT lag mit 489 Mio € um 138 Mio € über dem Vorjahreswert. Die Konsolidierung von Granninge verbesserte das Adjusted EBIT um 58 Mio €. Darüber hinaus profitierte das Ergebnis von höheren Erzeugungsmengen aus Kern- und Wasserkraft sowie besseren Strommargen im Endkundengeschäft.

### Stromabsatz<sup>1)</sup>

1.-3. Quartal 2004  
in Mrd kWh

insgesamt: 35,3  
(1.-3. Quartal 2003: 28,6)



1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für das Jahr 2003

### Stromerzeugung und -bezug

1.-3. Quartal  
in Mrd kWh

	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
Eigenerzeugung	23,5	18,5	+27
Bezug	13,2	11,4	+16
- von Gemeinschafts- kraftwerken	8,0	7,3	+10
- von Fremden	5,2	4,1	+27
<b>Strombeschaffung</b>	<b>36,7</b>	<b>29,9</b>	<b>+23</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,4	-1,3	-
<b>Stromabsatz</b>	<b>35,3</b>	<b>28,6</b>	<b>+23</b>

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

### Gas- und Wärmeabsatz

1.-3. Quartal  
in Mrd kWh

	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
<b>Gasabsatz</b>	<b>4,9</b>	<b>4,7</b>	<b>+4</b>
<b>Wärmeabsatz</b>	<b>6,8</b>	<b>6,3</b>	<b>+8</b>

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

## 12 Kerngeschäft Energie

### US-Midwest

US-Midwest			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
Umsatz	1.436	1.488	-3
Adjusted EBITDA	420	399	+5
Adjusted EBIT	275	246	+12
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

Im dritten Quartal lagen die Großhandelsstrompreise im Mittleren Westen bei rund 43 USD/MWh im Vergleich zu 38 USD/MWh im Vorjahreszeitraum. Verantwortlich hierfür waren unter anderem die gestiegenen Gaspreise. Die vom Hurrikan Ivan verursachten Schäden sorgten für eine verringerte Gasproduktion im Golf von Mexiko. Durch die witterungsbedingt geringere Nachfrage stiegen jedoch die Vorräte in den Gasspeichern: Zum Quartalsende lag die Füllmenge über dem Durchschnitt der letzten fünf Jahre.

Absatz US-Midwest			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Reguliertes Geschäft	27,3	26,8	+2
- Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	24,3	23,6	+3
- Off-system-Geschäft <sup>1)</sup>	3,0	3,2	-6
Unreguliertes Geschäft	8,5	8,0	+6
<b>Stromabsatz</b>	<b>35,8</b>	<b>34,8</b>	<b>+3</b>
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	10,0	10,7	-7
Off-system-Geschäft <sup>1)</sup>	0,4	0,3	+33
<b>Gasabsatz</b>	<b>10,4</b>	<b>11,0</b>	<b>-5</b>
1) Verkauf überschüssiger Strommengen an Kunden außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes			

Im regulierten Geschäft stieg der Stromabsatz im Berichtszeitraum über das Vorjahresniveau. Maßgeblich hierfür waren die vergleichsweise hohen Temperaturen im Frühjahr. Der Gasabsatz sank vor allem aufgrund der milden Witterung zu Beginn des Jahres.

Die günstigen Witterungsbedingungen und eine verbesserte Kraftwerksleistung führten zu einem höheren Stromabsatz im unregulierten Geschäft.

Stromerzeugung und -bezug			
1.-3. Quartal in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Eigenerzeugung	34,4	33,2	+4
- Eigene Kraftwerke	26,1	25,4	+3
- Geleaste Kraftwerke	8,3	7,8	+6
Bezug	3,7	3,4	+9
<b>Strombeschaffung</b>	<b>38,1</b>	<b>36,6</b>	<b>+4</b>
Betriebsverbrauch, Netzverluste	-2,3	-1,8	-28
<b>Stromabsatz</b>	<b>35,8</b>	<b>34,8</b>	<b>+3</b>

Die Eigenerzeugung der Market Unit US-Midwest wurde zu 99 Prozent von Kohlekraftwerken gedeckt. Zum 30. September 2004 stieg die zurechenbare Kraftwerksleistung im Vergleich zum Vorjahresende um 590 MW auf 9.663 MW. Diese Erhöhung ist im Wesentlichen auf die Inbetriebnahme von vier Gasturbinen zurückzuführen.

In den ersten drei Quartalen 2004 sank der Umsatz von US-Midwest um 3 Prozent auf 1.436 Mio €. Grund für den Rückgang ist der schwache US-Dollar-Wechselkurs. In Landeswährung dagegen stieg der Umsatz aufgrund des höheren Absatzes an Endkunden im regulierten Geschäft um 6 Prozent. Die Market Unit US-Midwest konnte das Adjusted EBIT um 12 Prozent - in US-Dollar sogar um 23 Prozent - steigern.

Das Adjusted EBIT im regulierten Geschäft verbesserte sich im Vergleich zum Vorjahr. Ursächlich hierfür waren insbesondere der gestiegene Absatz an Endkunden sowie die von der Kentucky Public Service Commission genehmigten höheren Strom- und Gaspreise. Darüber hinaus übertraf der Ergebnisbeitrag des Off-system-Geschäfts aufgrund höherer Stromhandelspreise das Vorjahresniveau. Gegenläufig wirkten der schwache US-Dollar-Wechselkurs sowie schwere Frühjahrs- und Sommerstürme, die das Verteilungsnetz erheblich beschädigten.

Im unregulierten Geschäft lag das Adjusted EBIT auf dem Vorjahresniveau. Während sich die Verfügbarkeit der Kraftwerksanlagen von Western Kentucky Energy verbesserte, belastete der schwächere Peso das Ergebnis der Aktivitäten in Argentinien.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern						
1.-3. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft/Sonstiges		US-Midwest	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	1.229	1.244	207	244	1.436	1.488
Adjusted EBITDA	392	370	28	29	420	399
Adjusted EBIT	257	224	18	22	275	246

## Corporate Center

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

Corporate Center			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Umsatz	-470	-408	-15
Adjusted EBITDA	-207	-255	+19
Adjusted EBIT	-226	-272	+17

## Weitere Aktivitäten

Die weiteren Aktivitäten beinhalten unsere Beteiligungen Viterra und Degussa. Vom 1. Februar 2003 bis zum 31. Mai 2004 wurde Degussa mit einem Anteil von 46,5 Prozent at equity in unseren Konzernabschluss einbezogen. Deshalb wird seitdem ihr Umsatz nicht mehr berücksichtigt, und das Degussa-Ergebnis fließt anteilig nach Steuern und Fremdan-teilen ein. Nach der Abgabe weiterer Degussa-Anteile hält E.ON seit dem 1. Juni 2004 noch einen Anteil von 42,9 Prozent. Der Degussa-Beitrag zum Adjusted EBIT in den ersten neun Monaten 2004 lag bei 113 Mio € (Vorjahr: 148 Mio €).

Viterra			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Umsatz	696	774	-10
Adjusted EBITDA	386	397	-3
Adjusted EBIT	281	282	-

Die Geschäfte von Viterra entwickelten sich erfreulich. Im Berichtszeitraum konnten die Wohnungsverkäufe weiter erhöht werden. Insgesamt wurden mit 7.544 Wohneinheiten rund 20 Prozent mehr Wohnungen verkauft als im Vorjahr (6.294 Wohneinheiten). Hierzu trug insbesondere ein Paketverkauf von Mehrfamilienhäusern im Ruhrgebiet (rund 2.700 Wohnungen) bei.

Der Umsatz von Viterra lag um 78 Mio € unter dem Vergleichswert des Vorjahres. Ursache hierfür waren vor allem rückläufige Mieten im Geschäftsfeld Wohnimmobilien infolge der Wohnungsverkäufe, geringere Umsätze bei Viterra Development im Geschosswohnungsbau und fehlende Umsätze aus den bis Ende 2003 abgewickelten Aktivitäten der Viterra Baupartner.

Das Adjusted EBIT erreichte nahezu das Vorjahresniveau. Insbesondere durch die Steigerung der Wohnungsverkäufe sowie Optimierungen bei der Bewirtschaftung konnte das Adjusted EBIT im Geschäftsfeld Wohnimmobilien um rund 8 Prozent verbessert werden. Dagegen ging bei Viterra Development das Adjusted EBIT vor allem wegen geringerer Ergebnisse im Geschosswohnungsbau sowie niedrigerer Ergebnisbeiträge aus Logistikimmobilien zurück. Es fehlen insbesondere Ergebnisse aus der Vermietung des Ende des Jahres 2003 veräußerten Logistikparks Rudná in der Nähe von Prag.

## 14 Mitarbeiter

Mitarbeiter <sup>1)</sup>			
	30. 9. 2004	31. 12. 2003	+/- %
Central Europe	36.330	36.576	-1
Pan-European Gas	11.408	11.686	-2
UK	10.481	6.541	+60
Nordic	5.615	6.294	-11
US-Midwest	3.482	3.521	-1
Corporate Center	424	597	-29
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>67.740</b>	<b>65.215</b>	<b>+4</b>
Viterra	1.640	1.887	-13
<b>Gesamt</b>	<b>69.380</b>	<b>67.102</b>	<b>+3</b>
Degussa <sup>2)</sup>	43.070	43.551	-1

1) ohne Auszubildende, Geschäftsführer und Organmitglieder/  
Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für das Jahr 2003  
2) seit 1. 2. 2003 at equity bewertet/30. 9. 2004: 2.001 Auszubildende

Am 30. September 2004 waren im E.ON-Konzern weltweit 69.380 Mitarbeiter beschäftigt. Hinzu kommen 2.472 Auszubildende sowie 284 Vorstände und Geschäftsführer. Im Ausland

arbeiteten zu diesem Zeitpunkt 32.890 Mitarbeiter (47 Prozent). Die Belegschaft ist seit dem 31. Dezember 2003 um 2.278 Personen angestiegen. Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf den Erwerb von Midlands Electricity bei UK (3.700 Mitarbeiter) im ersten Quartal 2004 zurückzuführen.

In der Market Unit Nordic verringerte sich dagegen die Zahl der Beschäftigten gegenüber dem Jahresende 2003 um insgesamt 679 Mitarbeiter. Maßgeblich hierfür waren die Veräußerung zweier schwedischer Servicebeteiligungen sowie die Beendigung saisonbedingter befristeter Arbeitsverträge.

Der Personalrückgang bei Viterra ist durch die Abwicklung von Viterra Baupartner sowie weitere Restrukturierungen begründet.

Der Aufwand für Löhne und Gehälter einschließlich der sozialen Abgaben betrug im Berichtszeitraum rund 3,4 Mrd € (Vorjahr: 3,6 Mrd € einschließlich 259 Mio € bei Degussa für den Januar).

## Investitionen

Konzerninvestitionen			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/- %
Central Europe	1.484	1.324	+12
Pan-European Gas	361	416 <sup>2)</sup>	-13
UK	375	266	+41
Nordic	621	539	+15
US-Midwest	179	323	-45
Corporate Center	787	4.321	-82
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>3.807</b>	<b>7.189</b>	<b>-47</b>
<b>Weitere Aktivitäten<sup>3)</sup></b>	<b>14</b>	<b>143</b>	<b>-90</b>
<b>Konzerninvestitionen</b>	<b>3.821</b>	<b>7.332</b>	<b>-48</b>

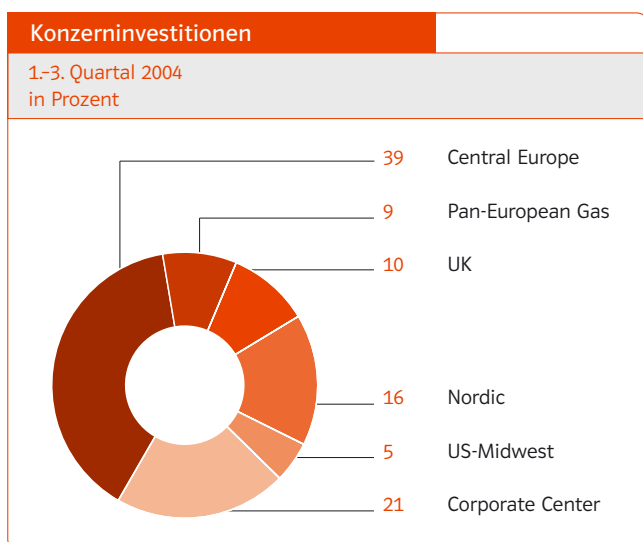
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur  
2) E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1. 2. bis 30. 9. 2003  
3) enthält Viterra und die seit 1. 2. 2003 at equity bewertete Degussa

Im E.ON-Konzern lagen die Investitionen im Berichtszeitraum um 3,5 Mrd € bzw. 48 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Dies ist im Wesentlichen durch die Akquisition von E.ON Ruhrgas-Anteilen im Corporate Center im Vorjahr bedingt. In immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen wurden 1,7 Mrd € (Vorjahr: 1,7 Mrd €) investiert. Die Investitionen in Finanzanlagen betrugen 2,1 Mrd € gegenüber 5,6 Mrd € im Vorjahr.

Die Market Unit Central Europe investierte 12 Prozent mehr als im Vorjahr. Auf Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen entfielen 773 Mio € (Vorjahr: 761 Mio €) und in Finanzanlagen 711 Mio € (Vorjahr: 563 Mio €). Der Großteil der Sachanlageinvestitionen floss in die Bereiche Stromerzeugung und -verteilung. Die Investitionen in Finanzanlagen betreffen zu großen Teilen Beteiligungserwerbe von der Market Unit Pan-European Gas, die im Rahmen der konzernweiten Optimierung der Beteiligungsstruktur durchgeführt wurden.

Mit 375 Mio € lagen die Investitionen von E.ON UK im Berichtszeitraum um 109 Mio € über dem Vorjahr. Der Anstieg ist hauptsächlich auf Investitionen in das neu erworbene Geschäft von Midlands Electricity zurückzuführen. Die Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen entfielen insbesondere auf den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Verbesserung des Verteilungsnetzes sowie die Instandhaltung konventioneller Kraftwerke.

Die Market Unit Nordic investierte im Berichtszeitraum 245 Mio € in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen für die Instandhaltung der Kraftwerke sowie den Ausbau und die Erweiterung des Verteilungsnetzes. Investitionen in Finanzanlagen in Höhe von 376 Mio € betrafen hauptsächlich die Akquisition zusätzlicher Graninge-Anteile, an der E.ON Nordic nun 100 Prozent hält.



## E.ON-Aktie

15

Die Performance der E.ON-Aktie (einschließlich der Dividende) lag in den ersten neun Monaten 2004 mit +18 Prozent deutlich über der Entwicklung des europäischen Aktienmarktes gemessen am Euro STOXX 50-Performance Index (+2 Prozent). Im Vergleich zum europäischen Branchenindex Stoxx-Utilities (+20 Prozent) entwickelte sich die E.ON-Aktie leicht schwächer. Das Volumen der gehandelten E.ON-Aktien stieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 12 Prozent auf 33,0 Mrd €. Die E.ON-Aktie war damit das siebt häufigst gehandelte Papier im DAX. Nach Marktkapitalisierung war E.ON zum 30. September 2004 der drittgrößte Wert im DAX.

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

### E.ON-Aktie

	30. 9. 2004	31. 12. 2003
Anzahl Stückaktien in Mio <sup>1)</sup>	659	656
Schlusskurs in €	59,25	51,74
Marktkapitalisierung in Mrd €	41,0	35,8

1) ohne eigene Aktien (Erläuterungen siehe S. 27)

### Kurse und Umsätze

1.-3. Quartal	2004	2003
Höchstkurs in € <sup>1)</sup>	60,60	47,72
Tiefstkurs in € <sup>1)</sup>	49,40	34,67
Umsatz E.ON-Aktien <sup>2)</sup>		
- in Mio Stück	592,0	699,5
- in Mrd €	33,0	29,5

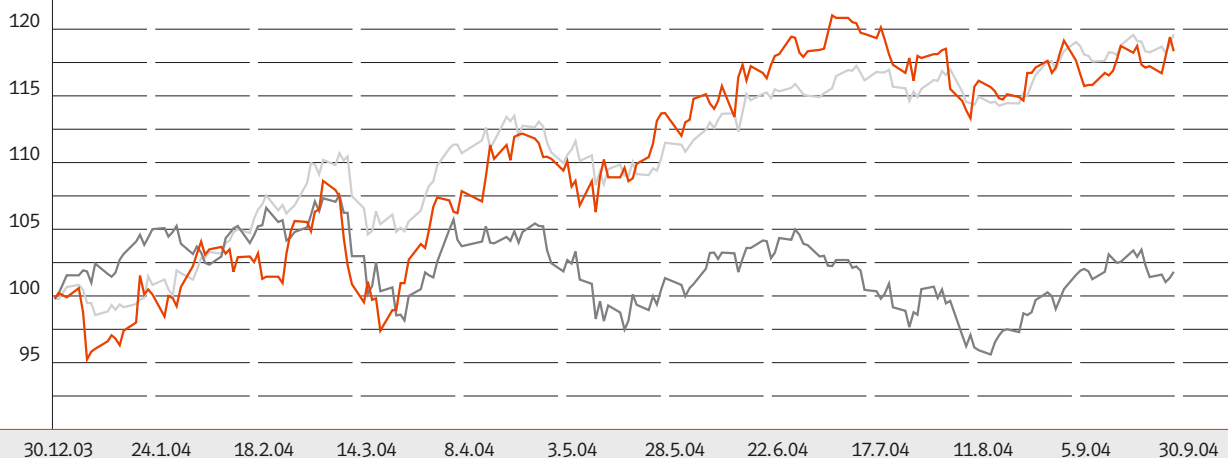
1) basierend auf Schlusskursen

2) Quelle: Bloomberg, alle deutschen Börsen

### Performance der E.ON-Aktie

in %

— E.ON — Euro Stoxx — Stoxx-Utilities





## 16 Finanzlage

Operativer Cashflow			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003 <sup>1)</sup>	+/-
Central Europe	2.195	3.180	-985
Pan-European Gas	1.097	746 <sup>2)</sup>	+351
UK	591	256	+335
Nordic	772	531	+241
US-Midwest	144	169	-25
Corporate Center	181	-816	+997
<b>Kerngeschäft Energie</b>	<b>4.980</b>	<b>4.066</b>	<b>+914</b>
<b>Weitere Aktivitäten</b>	<b>22</b>	<b>10</b>	<b>+12</b>
<b>Operativer Cashflow<sup>3)</sup></b>	<b>5.002</b>	<b>4.076</b>	<b>+926</b>
Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	1.692	1.689	+3
<b>Free Cashflow<sup>4)</sup></b>	<b>3.310</b>	<b>2.387</b>	<b>+923</b>

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur  
 2) E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1. 2. bis 30. 9. 2003  
 3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten  
 4) Non-GAAP financial measure

Netto-Finanzposition			
in Mio €	30. 9. 2004	31. 12. 2003	30. 9. 2003
Einlagen bei Kreditinstituten	4.610	3.807	4.451
Wertpapiere/Fonds des Umlaufvermögens	7.548	6.988	6.936
<b>Summe liquide Mittel</b>	<b>12.158</b>	<b>10.795</b>	<b>11.387</b>
Wertpapiere/Fonds des Anlagevermögens	850	981	893
<b>Finanzvermögen</b>	<b>13.008</b>	<b>11.776</b>	<b>12.280</b>
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	-4.162	-4.789	-4.865
Anleihen	-10.178	-11.506	-11.805
Commercial Papers	-3.782	-2.168	-4.327
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	-907	-1.168	-985
<b>Summe Finanzschulden</b>	<b>-19.029</b>	<b>-19.631</b>	<b>-21.982</b>
<b>Netto-Finanzposition<sup>1)</sup></b>	<b>-6.021</b>	<b>-7.855</b>	<b>-9.702</b>

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe Tabelle auf S. 17

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 Überschuss des operativen Cashflow nach Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen. Die Netto-Finanzposition ist der Saldo aus der Brutto-Finanzverschuldung und dem vorhandenen Finanzvermögen. Alle Kennzahlen sind Gradmesser für die Finanzkraft des E.ON-Konzerns.

In den ersten neun Monaten 2004 lag der operative Cashflow deutlich über dem Vorjahresniveau. Hierzu trug hauptsächlich unser Kerngeschäft Energie bei.

Der operative Cashflow der Market Unit Central Europe ging zurück, weil veränderte Zahlungsmodalitäten zu erhöhten Auszahlungen für die Wiederaufbereitung von Kernbrennstoffen führten. Darüber hinaus waren im Vorjahr höhere konzerninterne Steuergutschriften erforderlich.

Die Market Unit Pan-European Gas verzeichnet einen hohen operativen Cashflow, der durch die Konsolidierung der vollen neun Monate im Jahr 2004 (Vorjahr: Februar-September) deutlich über dem Vorjahr liegt.

Bei der Market Unit UK stieg der operative Cashflow stark an. Dies ist auf die Konsolidierung von Midlands Electricity im Jahr 2004 sowie auf Preisanpassungen im Retailbereich zurückzuführen. Ferner fielen Sondereffekte, die zu Belastungen in der Berichtsperiode des Vorjahres führten, nicht an. Hierzu zählten z.B. Ausgleichszahlungen für die Auflösung von Zinsswaps sowie eines Gasvertrags.

Der deutliche Cashflow-Anstieg der Market Unit Nordic ist durch höhere Margen im Retailgeschäft und eine gestiegene Stromproduktion bedingt. Des Weiteren führten die Konsolidierung von Graninge und der Rückgang des Working Capitals zu einer Erhöhung des Cashflows.

Im Corporate Center nahm der operative Cashflow im Wesentlichen wegen positiver Effekte aus konzerninternen Steuerverrechnungen zu.

Jeweils im ersten Quartal eines Kalenderjahres werden – trotz saisonüblich hoher Absätze – wegen der Abrechnungszyklen bei Central Europe, UK und US-Midwest geringere Cashflow-Überschüsse erzielt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Forderungen zunehmen und Finanzmittel für bezogene Lieferungen und Leistungen abfließen. Dagegen erfolgt insbesondere im zweiten und dritten Quartal eines Jahres ein entsprechender abrechnungsbedingter Abbau des Working Capitals, der zu signifikanten Cashflow-Überschüssen führt, obwohl die Geschäftstätigkeit zurückgeht. 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 vierten Quartal ein Mittelabfluss durch Gassteuervorauszahlungen erfolgt.

Aufgrund der stabilen Investitionstätigkeit in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen liegt auch der Free Cashflow deutlich über dem Vorjahreswert.

Im Vergleich zum Stand per 31. Dezember 2003 (-7.855 Mio €) hat sich die Netto-Finanzposition ebenfalls verbessert. Im Wesentlichen ist dies auf den hohen Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit und auf die Erlöse aus dem Verkauf von Anteilen an VNG und EWE sowie den Rückfluss von Gesellschafterdarlehen zurückzuführen. Gegenläufig wirkten Finanzmittelabflüsse, die Konsolidierung übernommener Finanzschulden im Rahmen der Erwerbe von Midlands Electricity und der restlichen Graninge-Anteile sowie Investitionen in Sachanlagen und in Beteiligungen. Darüber hinaus führte die Dividendenzahlung inklusive der darauf entfallenden Steuerzahlung zu einem Finanzmittelabfluss.

Der Netto-Zinsaufwand lag leicht unter dem Vorjahresniveau. Die Finanzkennzahl Adjusted EBITDA/Netto-Zinsaufwand hat sich durch den deutlichen Anstieg des Adjusted EBITDA bei einem geringeren Netto-Zinsaufwand weiter verbessert.

E.ON-Anleihen haben von Standard & Poor's seit dem 4. Juni 2004 ein Langfrist-Rating von AA- (stable) und von Moody's seit dem 30. April 2004 ein Langfrist-Rating von Aa3 (stable). Die von E.ON emittierten Commercial Paper haben ein Kurzfrist-Rating von A-1+ (Standard & Poor's) und P-1 (Moody's). Wir wollen mindestens ein „starkes A“-Rating beibehalten.

Überleitung Netto-Finanzposition			
in Mio €	30. 9. 2004	31. 12. 2003	30. 9. 2003
Liquide Mittel laut Bilanz	12.158	10.795	11.387
Finanzanlagen laut Bilanz	18.270	17.725	19.681
- davon Ausleihungen	-1.590	-1.785	-1.866
- davon Beteiligungen	-15.113	-14.361	-16.354
- davon Anteile an verbundenen Unternehmen	-717	-598	-568
<b>= Finanzvermögen</b>	<b>13.008</b>	<b>11.776</b>	<b>12.280</b>
Finanzverbindlichkeiten laut Bilanz	-21.067	-21.787	-24.142
- davon gegenüber verbundenen Unternehmen aus Finanzgeschäft	117	231	223
- davon gegenüber Beteiligungsunternehmen aus Finanzgeschäft	1.921	1.925	1.937
<b>= Summe Finanzschulden</b>	<b>-19.029</b>	<b>-19.631</b>	<b>-21.982</b>
<b>Netto-Finanzposition</b>	<b>-6.021</b>	<b>-7.855</b>	<b>-9.702</b>

Finanzkennzahlen		
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003
<b>Netto-Zinsaufwand<sup>1)</sup></b>	<b>-515</b>	<b>-545</b>
<b>Adjusted EBITDA<sup>2)</sup></b>	<b>7.653</b>	<b>6.859</b>
<b>Adjusted EBITDA/Netto Zinsaufwand</b>	<b>14,9x</b>	<b>12,6x</b>
1) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung siehe S. 31		
2) Non-GAAP financial measure; Überleitung zum Konzernüberschuss siehe S. 5		

## 18 Wichtige Ereignisse

E.ON hat sich Ende September 2004 mit dem norwegischen Energieversorger Statkraft grundsätzlich auf den Verkauf von Erzeugungskapazitäten geeinigt. Danach ist vorgesehen, dass die E.ON-Tochtergesellschaft Sydkraft im kommenden Jahr Wasserkraftwerke mit einer jährlichen Erzeugungskapazität von rund 1,6 Mrd kWh an Statkraft veräußert. Dies entspricht rund 5 Prozent der Stromerzeugung von Sydkraft. Die Vertragsverhandlungen sollen im ersten Halbjahr 2005 abgeschlossen werden. Als Kaufpreis sind rund 500 Mio € vorgesehen. Weiterhin haben sich E.ON und Statkraft darauf verständigt, dass Sydkraft ab Anfang 2005 mit der Marke E.ON auftreten kann.

Am 21. Oktober 2004 hat E.ON Ruhrgas mit dem rumänischen Wirtschaftsministerium eine Vereinbarung über den Erwerb einer Mehrheitsbeteiligung am Gasverteiler Distrigaz Nord abgeschlossen. Im Rahmen dieser Privatisierung erwirbt E.ON Ruhrgas zunächst für 125 Mio € eine 30-prozentige Beteiligung, die im Zuge einer Kapitalerhöhung von 178 Mio € auf 51 Prozent aufgestockt wird. Die restlichen 49 Prozent des Aktienkapitals verbleiben im Staatsbesitz. Die Transaktion steht unter verschiedenen aufschiebenden Bedingungen wie der Zustimmung der rumänischen Kartellbehörden. Distrigaz Nord versorgt etwa eine Million Kunden mit jährlich rund 4,6 Mrd m<sup>3</sup> Erdgas und betreibt ein ca. 17.000 km langes Gasleitungsnetz. Im Jahr 2003 erzielte Distrigaz Nord einen Umsatz von rund 350 Mio €.

E.ON Energie hat am 28. Oktober 2004 in Sofia mit der bulgarischen Regierung den Vertrag zum Erwerb von Beteiligungen an den Regionalversorgern Gorna Oryahovitza und Varna unterzeichnet. E.ON Energie beteiligt sich danach für insgesamt 140,7 Mio € mit jeweils 67 Prozent an den beiden

Unternehmen. Mit einem Absatz von knapp fünf Mrd kWh und rund 1,1 Millionen Kunden haben die beiden Regionalversorger einen Anteil von insgesamt rund 25 Prozent am bulgarischen Strommarkt. Im Jahr 2003 erzielten sie einen Umsatz von 215 Mio €.

E.ON Ruhrgas beteiligte sich Anfang November 2004 mehrheitlich am Gasgeschäft des größten ungarischen Gas- und Ölunternehmens MOL in Budapest und ergänzt damit unsere bereits bestehenden Gas- und Stromaktivitäten in Ungarn. E.ON Ruhrgas erwirbt je 75 Prozent (minus 1 Aktie) an den MOL-Gesellschaften für Gashandel und Gasspeicherung sowie 50 Prozent an einer Gasimportgesellschaft. Darüber hinaus hat MOL eine Putoption zur Abgabe einer Beteiligung von bis zu 75 Prozent (minus 1 Aktie) am Gastransportgeschäft. Das Transaktionsvolumen beträgt insgesamt bis zu rund 2,1 Mrd €. Darin sind die zu übernehmenden Gesellschaftendarlehen und weitere Putoptionen zur Abgabe der restlichen MOL-Anteile an Speicherung und Gashandel enthalten. Der Vollzug der Transaktion steht unter dem Vorbehalt der Zustimmung der Kartellbehörden.

Die positive Entwicklung beim Adjusted EBIT aus dem ersten Halbjahr 2004 hat sich auch in den ersten neun Monaten bestätigt. Aufgrund der weiterhin erfreulichen Ergebnisentwicklung in allen Market Units erwarten wir für den E.ON-Konzern für das gesamte Jahr 2004 einen zweistelligen prozentualen Ergebniszuwachs.

Zu den Market Units im Einzelnen:

Für die Market Unit Central Europe gehen wir davon aus, dass das Adjusted EBIT des Jahres 2004 deutlich über dem vergleichbaren Wert des Vorjahres liegen wird. Die Ergebnisentwicklung des laufenden Jahres wird einerseits von der Auflösung von Vorsorgepositionen für Mehrbelastungen aus EEG, KWK-G und Rückforderungsansprüchen im Netzbereich positiv beeinflusst, andererseits war das Vorjahr durch negative Effekte belastet. Ferner tragen operative Verbesserungen in Zentraleuropa West, Erstkonsolidierungen in Zentraleuropa Ost sowie Entlastungen bei den Brennstoff- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich zum Ergebnisanstieg bei.

In der Market Unit Pan-European Gas rechnen wir für das Jahr 2004 damit, dass das Adjusted EBIT nahezu den außergewöhnlich hohen Vorjahreswert erreichen wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass E.ON Ruhrgas im Vorjahr erst ab Februar einbezogen wurde.

Für die Market Unit UK erwarten wir, dass das Adjusted EBIT deutlich über Vorjahresniveau liegen wird. Hauptgründe hierfür sind die Erstkonsolidierung des Stromverteilungsge­schäfts von Midlands Electricity sowie Margenverbesserungen im unregulierten Geschäft insbesondere durch Effizienzsteigerungen aus der Integration des TXU-Geschäftes.

Die Market Unit Nordic wird von der erstmals ganzjährigen Vollkonsolidierung von Graninge, verbesserten Margen im Endkundengeschäft und höheren Erzeugungsmengen aus Kern- und Wasserkraft profitieren. Deshalb rechnen wir mit einer deutlichen Steigerung des Adjusted EBIT.

Für die Market Unit US-Midwest gehen wir von einer Verbesserung des Adjusted EBIT sowohl in lokaler Währung als auch in der Berichtswährung Euro aus. Ursachen hierfür sind die gute Performance im Berichtszeitraum und die seit dem 1. Juli geltenden Tarifierhöhungen bei den beiden regulierten Geschäften von LG&E Energy. Dagegen wird das Adjusted EBIT durch größere Sturmschäden als im Vorjahr belastet.

Nach den Verkaufserfolgen im dritten Quartal erwarten wir bei Viterro für das Jahr 2004 eine moderate Steigerung der Wohnungsverkäufe. Insgesamt wird das Adjusted EBIT das Vorjahresniveau fast erreichen.

Wegen der erfreulichen Ergebnisentwicklung in den ersten drei Quartalen gehen wir nunmehr davon aus, dass wir beim Konzernüberschuss das Rekordniveau des Vorjahres voraussichtlich wieder erreichen können. Neben anhaltenden operativen Ergebniszuwächsen setzt dies voraus, dass sich die positiven Effekte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Energiederivaten auch im Gesamtjahr in ähnlicher Größenordnung auswirken werden. Vergleichbare Buchgewinne wie im Jahr 2003 werden nicht anfallen.

## 20 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2004	2003	2004	2003
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>9.765</b>	<b>9.252</b>	<b>35.359</b>	<b>33.351</b>
Strom-/Gassteuer	767	645	3.105	2.598
<b>Umsatzerlöse nach Abzug Strom-/Gassteuer</b>	<b>8.998</b>	<b>8.607</b>	<b>32.254</b>	<b>30.753</b>
Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen	6.748	6.617	23.610	23.220
<b>Bruttoergebnis vom Umsatz</b>	<b>2.250</b>	<b>1.990</b>	<b>8.644</b>	<b>7.533</b>
Vertriebskosten	1.086	1.158	3.257	3.489
Allgemeine Verwaltungskosten	372	273	1.022	922
Sonstige betriebliche Erträge	1.861	745	5.173	3.362
Sonstige betriebliche Aufwendungen	896	530	3.358	2.312
Finanzergebnis	-39	-349	-167	-177
<b>Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit</b>	<b>1.718</b>	<b>425</b>	<b>6.013</b>	<b>3.995</b>
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	478	157	1.675	962
Anteile Konzernfremder	88	73	372	333
<b>Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten</b>	<b>1.152</b>	<b>195</b>	<b>3.966</b>	<b>2.700</b>
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-	457	1	1.153
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-23	-	-471
<b>Konzernüberschuss</b>	<b>1.152</b>	<b>629</b>	<b>3.967</b>	<b>3.382</b>
<b>Ergebnis je Aktie in €</b>				
- aus fortgeführten Aktivitäten	1,75	0,29	6,04	4,13
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-	0,70	-	1,77
- aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-0,03	-	-0,72
<b>- aus Konzernüberschuss</b>	<b>1,75</b>	<b>0,96</b>	<b>6,04</b>	<b>5,18</b>

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	30. 9. 2004	31. 12. 2003
<b>Aktiva</b>		
Goodwill	14.884	13.955
Immaterielle Vermögensgegenstände	3.816	4.114
Sachanlagen	43.791	42.836
Finanzanlagen	18.270	17.725
<b>Anlagevermögen</b>	<b>80.761</b>	<b>78.630</b>
Vorräte	2.819	2.477
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	2.039	2.192
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	14.807	15.833
Vermögen der abzugebenden Aktivitäten	550	-
Liquide Mittel (davon Zahlungsmittel < 3 Monate 2004: 4.607/2003: 3.321)	12.158	10.795
<b>Umlaufvermögen</b>	<b>32.373</b>	<b>31.297</b>
Aktive latente Steuern	1.709	1.525
Rechnungsabgrenzungsposten	415	398
<b>Summe Aktiva</b>	<b>115.258</b>	<b>111.850</b>

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	30. 9. 2004	31. 12. 2003
<b>Passiva</b>		
<b>Eigenkapital</b>	<b>34.314</b>	<b>29.774</b>
<b>Anteile Konzernfremder</b>	<b>4.387</b>	<b>4.625</b>
Pensionsrückstellungen	7.638	7.442
Übrige Rückstellungen	26.287	26.764
<b>Rückstellungen</b>	<b>33.925</b>	<b>34.206</b>
Finanzverbindlichkeiten	21.067	21.787
Betriebliche Verbindlichkeiten	13.127	14.113
<b>Verbindlichkeiten</b>	<b>34.194</b>	<b>35.900</b>
Schulden der abzugebenden Aktivitäten	53	-
Passive latente Steuern	7.209	6.265
Rechnungsabgrenzungsposten	1.176	1.080
<b>Summe Passiva</b>	<b>115.258</b>	<b>111.850</b>

## 22 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003
Konzernüberschuss	3.967	3.382
Anteile Konzernfremder	372	333
Überleitung zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-1	-1.153
Abschreibungen und außerplanmäßige Wertminderungen auf das Anlagevermögen	2.170	2.214
Veränderung der Rückstellungen	-275	1.158
Veränderung der latenten Steuern	157	-256
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-90	-180
Ergebnis aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-687	-825
Veränderung von Posten des Umlaufvermögens und der sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten	-611	-597
<b>Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (Operativer Cashflow)</b>	<b>5.002</b>	<b>4.076</b>
Einzahlungen aus dem Abgang von		
Finanzanlagen	1.790	4.958
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	747	466
Auszahlungen für Investitionen in		
Finanzanlagen	-2.129	-5.643
immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-1.692	-1.689
Veränderung der Finanzmittelanlagen des Umlaufvermögens	967	1.861
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-317</b>	<b>-47</b>
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen einschließlich Konzernfremder	-24	-
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Aktien	-11	-
Gezahlte Dividenden		
an Aktionäre der E.ON AG	-1.312	-1.142
an Konzernfremde	-279	-186
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	-1.760	505
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-3.386</b>	<b>-823</b>
<b>Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (&lt; 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>1.299</b>	<b>3.206</b>
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate)	-13	-39
Zahlungsmittel (< 3 Monate) zum Jahresanfang	3.321	1.342
Zahlungsmittel (< 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresanfang	-	-10
<b>Zahlungsmittel (&lt; 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende</b>	<b>4.607</b>	<b>4.499</b>
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	7.551	6.888
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	-	-
Zahlungsmittel (< 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	-	-
<b>Liquide Mittel laut Bilanz</b>	<b>12.158</b>	<b>11.387</b>

Entwicklung des Konzerneigenkapitals									
in Mio €	Gezeich- netes Kapital	Kapital- rücklage	Gewinn- rücklagen	Kumuliertes Other Comprehensive Income				Eigene Anteile	Summe
				Differenz aus der Währungs- umrech- nung	Weiter- veräußer- bare Wert- papiere	Mindest- pensions- rück- stellung	Cash Flow Hedges		
<b>1. Januar 2003</b>	<b>1.799</b>	<b>11.402</b>	<b>13.472</b>	<b>-242</b>	<b>-3</b>	<b>-401</b>	<b>-115</b>	<b>-259</b>	<b>25.653</b>
Zurückgekaufte/ verkaufte eigene Anteile		153	-1					3	155
Gezahlte Dividenden			-1.142						-1.142
Konzernüberschuss			3.382						3.382
Other Comprehensive Income				-483	1.053	35	110		715
<b>Summe Comprehensive Income</b>									<b>4.097</b>
<b>30. September 2003</b>	<b>1.799</b>	<b>11.555</b>	<b>15.711</b>	<b>-725</b>	<b>1.050</b>	<b>-366</b>	<b>-5</b>	<b>-256</b>	<b>28.763</b>
<b>1. Januar 2004</b>	<b>1.799</b>	<b>11.564</b>	<b>16.976</b>	<b>-1.021</b>	<b>1.184</b>	<b>-492</b>	<b>20</b>	<b>-256</b>	<b>29.774</b>
Zurückgekaufte/ verkaufte eigene Anteile		182						-11	171
Gezahlte Dividenden			-1.312						-1.312
Konzernüberschuss			3.967						3.967
Other Comprehensive Income				319	1.063	37	295		1.714
<b>Summe Comprehensive Income</b>									<b>5.681</b>
<b>30. September 2004</b>	<b>1.799</b>	<b>11.746</b>	<b>19.631</b>	<b>-702</b>	<b>2.247</b>	<b>-455</b>	<b>315</b>	<b>-267</b>	<b>34.314</b>

## 24 Erläuternde Angaben

### Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die für den Zwischenabschluss zum 30. September 2004 angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden entsprechen mit Ausnahme der nachfolgend beschriebenen denen des Konzernabschlusses zum 31. Dezember 2003.

### Variable Interest Entities

Seit dem 1. Januar 2004 wird die Interpretation FIN 46 in der im Dezember 2003 veröffentlichten Version FIN 46 revised angewendet.

Bei den im E.ON-Konzern bestehenden Variable Interest Entities handelt es sich um zwei Immobilien-Leasinggesellschaften, ein Unternehmen zur Verwaltung von Beteiligungen, eine gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaft sowie eine Gesellschaft zur Verwaltung und Veräußerung von Immobilien. Nach Erwerb zusätzlicher Anteile findet FIN 46 revised auf eine bisher gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaft sowie eine Gesellschaft zur Verwaltung von Beteiligungen keine Anwendung mehr.

Die in den E.ON-Konzern einbezogenen Gesellschaften weisen Aktiva und Passiva in Höhe von jeweils rund 1.151 Mio € sowie ein Ergebnis von 55 Mio € vor Konsolidierung auf. 111 Mio € Sachanlagevermögen dienen als Sicherheit für Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing und Bankkrediten. Mit Ausnahme von zwei Variable Interest Entities bestehen Rückgriffsbeschränkungen von Gläubigern der konsolidierten Variable Interest Entities gegenüber dem Vermögen der konsolidierenden Gesellschaften. Bei diesen beiden haften die konsolidierenden Gesellschaften mit insgesamt 98 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. Diese Gesellschaft verfügt über eine Bilanzsumme von 148 Mio € bei einem Ergebnisausweis von 27 Mio €. Das maximale Verlustrisiko des E.ON-Konzerns aufgrund der Beziehung zu dieser Variable Interest Entity beträgt rund 21 Mio €. Die Realisierung dieser Verluste wird jedoch als unwahrscheinlich betrachtet.

Die wirtschaftliche Entwicklung einer weiteren Zweckgesellschaft, die seit dem Jahr 2001 besteht und bis zum Jahr 2005 befristet ist, kann aufgrund mangelnder Informationen nicht nach den Kriterien von FIN 46 revised beurteilt werden. Die Gesellschaft ist mit der Abwicklung von Vermögensgegenständen aus bereits veräußerten Aktivitäten befasst. Die ursprünglichen Aktiva und Passiva betrugen 127 Mio €. Zukünftige Belastungen der Ertragslage aus der Tätigkeit dieser Gesellschaft werden nicht erwartet.

### Unternehmenserwerbe, Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

#### Wesentliche Unternehmenserwerbe im Jahr 2004

E.ON UK hat am 16. Januar 2004 die Übernahme von 100 Prozent der Anteile an dem britischen Stromverteiler Midlands Electricity vollzogen. Der Kaufpreis betrug 1,706 Mrd € (1,180 Mrd GBP), wovon 55 Mio € an die Anteilseigner und 881 Mio € an Anleihegläubiger gezahlt wurden. Darüber hinaus wurden Finanzschulden in Höhe von 856 Mio € übernommen. Den Zahlungen an die Anteilseigner standen erworbene liquide Mittel in Höhe von 86 Mio € gegenüber. Die Gesellschaft wurde zum 16. Januar 2004 erstkonsolidiert.

#### Weitere Unternehmenserwerbe im Jahr 2004

Sydkraft erhöhte im ersten Halbjahr 2004 ihre Beteiligung an Graninge durch den Erwerb der restlichen Anteile in drei Tranchen zu einem Kaufpreis von 307 Mio € (2,82 Mrd SEK) von 79 Prozent zum 31. Dezember 2003 auf 100 Prozent. E.ON hat sich mit dem norwegischen Energieversorger Statkraft grundsätzlich über einen Verkauf von Erzeugungskapazitäten aus Wasserkraft, die sie im Rahmen der Graninge-Akquisition erworben hat, geeinigt. Die Vertragsverhandlungen sollen im ersten Halbjahr 2005 abgeschlossen sein. Als Kaufpreis sind rund 500 Mio € vorgesehen. Die von der Transaktion betroffenen zusammengefassten Aktiva und Passiva werden in der Konzernbilanz zum 30. September 2004 in den Positionen „Vermögen der abzugebenden Aktivitäten“ und „Schulden der abzugebenden Aktivitäten“ ausgewiesen. Die Aktiva beinhalten im Wesentlichen Sach- und Finanzanlagen, die Passiva umfassen passive latente Steuern.

Im Mai 2004 wurde das Squeeze-Out-Verfahren für die noch ausstehenden Anteile von 3,4 Prozent an der Thüga Aktiengesellschaft, München, abgeschlossen. Zum Kaufpreis von 223 Mio € (einschließlich Anschaffungsnebenkosten) wurden die restlichen 2,9 Mio Aktien erworben. Aus der Erstkonsolidierung dieser Anteile ergab sich ein Goodwill von 106 Mio €.

#### Wesentliche Veräußerungen im Jahr 2004

E.ON hat am 20. Januar 2004 ihre 4,99-prozentige Beteiligung am spanischen Energieversorger Union Fenosa für rund 217 Mio € veräußert. Dies entspricht einem Erlös von 14,25 € pro Aktie. E.ON erzielte aus dem Verkauf einen Buchgewinn von 26 Mio €.

Ende des Jahres 2003 schloss E.ON Vereinbarungen zur Abgabe der Beteiligungen an EWE und VNG ab. Damit wurden alle Veräußerungsaufgaben aus der Ministererlaubnis zum E.ON Ruhrgas-Erwerb erfüllt.

Am 26. Januar 2004 übernahmen die beiden EWE-Hauptaktionäre Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding und Weser-Ems Energiebeteiligungen die E.ON Energie-Beteili-



gung an EWE (27,4 Prozent) im Rahmen ihrer Vorerwerbsrechte. Der Aktienkauf- und Übertragungsvertrag vom 8. Dezember 2003 ist damit wirksam vollzogen worden. E.ON erzielte aus der Abgabe der EWE-Anteile einen Erlös von rund 520 Mio € und einen Konzernbuchgewinn von 257 Mio €.

Am 28. Januar 2004 übernahm EWE 32,1 Prozent der VNG-Beteiligung. Die verbleibenden 10 Prozent wurden entsprechend den Auflagen der Ministererlaubnis ostdeutschen Kommunen zum gleichen Kaufpreis angeboten und von diesen ebenfalls am 28. Januar 2004 übernommen. Der Kaufpreis betrug rund 899 Mio €. E.ON erzielte hieraus einen Buchgewinn von 60 Mio € auf den ursprünglich von E.ON Energie gehaltenen 5,3-Prozent-Anteil an VNG. Der über E.ON Ruhrgas gehaltene

Anteil von 36,8 Prozent wurde im Rahmen der Kaufpreisverteilung nach dem Erwerb der Gesellschaft zum aktuellen Zeitwert angesetzt, so dass hieraus kein Buchgewinn entstand.

Zum 31. Mai 2004 hat E.ON vereinbarungsgemäß weitere 3,6 Prozent ihrer Degussa-Anteile an die RAG abgegeben. Bei einem Kaufpreis von 283 Mio € wurde aus dem Verkauf ein Ertrag von zunächst 104 Mio € erzielt, der anschließend um den Zwischengewinn in Höhe der prozentualen Beteiligung der E.ON an der RAG (39,2 Prozent) korrigiert werden musste. Aus der Abgabe wurde somit ein Ertrag von 63 Mio € realisiert. E.ON hält ab dem 1. Juni 2004 noch einen Anteil von 42,9 Prozent an der Degussa.

Pro-forma-Informationen				
in Mio €	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2004	2003	2004	2003
Umsatz <sup>1)</sup>	8.998	8.732	32.278	32.498
Konzernüberschuss vor Ergebniseffekten aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	1.152	658	3.971	3.959
Konzernüberschuss	1.152	635	3.971	3.498
Ergebnis je Aktie (in €)	1,75	0,97	6,04	5,36

1) ausschließlich Strom- und Gassteuer

Die vorstehenden ungeprüften konsolidierten Pro-forma-Zahlen stellen den E.ON-Konzern so dar, als ob die Akquisition von Midlands Electricity sowie die E.ON Ruhrgas-Akquisition im Jahr 2003 bereits zu Beginn der angegebenen Geschäftsjahre vollzogen worden wären. Die ursprünglichen Umsatz- und Ergebniszahlen des E.ON-Konzerns wurden für die Zeit vor dem Erwerbszeitpunkt angepasst. Zusätzlich wurden Anpassungen bei den Abschreibungen und den entsprechenden Steuereffekten aus der Kaufpreisverteilung vorgenommen. Die Pro-forma-Zahlen beinhalten darüber hinaus Anpassungen des Zinsergebnisses, die auf Basis des durchschnittlichen Zinssatzes für externe Darlehensaufnahmen unter Berücksichtigung der jeweiligen Finanzierungsstruktur ermittelt wurden.

Diese ungeprüften Pro-forma-Informationen müssen nicht zwingend den tatsächlichen Ergebnissen entsprechen, die erzielt worden wären, wenn die Akquisitionen bereits zu Beginn der angegebenen Berichtsperioden erfolgt wären.

### Nicht fortgeführte Aktivitäten

Wesentliche Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten im Jahr 2003 sind ausführlich in unserem Geschäftsbericht 2003 beschrieben. Die Gewinn- und Verlustrechnung sowie die Kapitalflussrechnung für die ersten drei Quartale 2003 wurden um die Werte für nicht fortgeführte Aktivitäten angepasst.

Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten		
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003
VEBA Oel	-3	-35
Viterra-Aktivitäten	4	687
E.ON Energie-Aktivitäten	-	478
MEMC	-	23
<b>Insgesamt</b>	<b>1</b>	<b>1.153</b>

### Forschung und Entwicklung

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern entfällt im Wesentlichen auf E.ON Ruhrgas. In den ersten neun Monaten 2004 betrug er insgesamt 39 Mio € (Vorjahr: 58 Mio €).

## 26 Erläuternde Angaben

### Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie				
	3. Quartal		1.-3. Quartal	
	2004	2003	2004	2003
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten in Mio €	1.152	195	3.966	2.700
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio €	-	457	1	1.153
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften in Mio €	-	-23	-	-471
Konzernüberschuss in Mio €	1.152	629	3.967	3.382
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in 1.000 Stück	658.356	657.379	656.864	653.275
<b>Ergebnis je Aktie (in €)</b>				
aus fortgeführten Aktivitäten	1,75	0,29	6,04	4,13
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-	0,70	-	1,77
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-0,03	-	-0,72
<b>aus Konzernüberschuss</b>	<b>1,75</b>	<b>0,96</b>	<b>6,04</b>	<b>5,18</b>

### Finanzergebnis

In der folgenden Tabelle ist das Finanzergebnis für die ersten neun Monate 2004 im Vergleich zum Berichtszeitraum 2003 dargestellt.

Finanzergebnis			
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	582	546	+7
Sonstiges Beteiligungsergebnis	130	167	-22
<b>Beteiligungsergebnis</b>	<b>712</b>	<b>713</b>	<b>-</b>
Erträge aus anderen Wertpapieren	33	41	-20
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	43	40	+8
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	407	468	-13
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-1.348	-1.431	+6
- davon Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-373	-358	-4
- davon aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-20	-19	-5
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-865</b>	<b>-882</b>	<b>+2</b>
Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen	-14	-8	-75
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-167</b>	<b>-177</b>	<b>+6</b>

## Goodwill und Immaterielle Vermögensgegenstände

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Veränderungen des Goodwills in den ersten drei Quartalen 2004 nach Segmenten:

Goodwill <sup>1)</sup>								
1.-3. Quartal 2004 in Mio €	Central Europe	Pan- European Gas	UK	Nordic	US- Midwest	Cor- porate Center	Weitere Aktivi- täten	Summe
<b>Nettobuchwert zum 31. Dezember 2003</b>	<b>2.178</b>	<b>3.755</b>	<b>4.348</b>	<b>297</b>	<b>3.367</b>	<b>-</b>	<b>10</b>	<b>13.955</b>
Zugänge/Abgänge	243	139	473	71	-	1	-	927
Goodwill Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Veränderungen <sup>2)</sup>	-106	8	110	-20	10	-	-	2
<b>Nettobuchwert zum 30. September 2004</b>	<b>2.315</b>	<b>3.902</b>	<b>4.931</b>	<b>348</b>	<b>3.377</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>14.884</b>

1) ohne Goodwill von at equity einbezogenen Unternehmen  
2) einschließlich Umbuchungen und Wechselkursdifferenzen

## Immaterielle Vermögensgegenstände

Die nachfolgende Tabelle zeigt die immateriellen Vermögensgegenstände einschließlich der geleisteten Anzahlungen zum 31. Dezember 2003 und zum 30. September 2004:

Immaterielle Vermögensgegenstände		
in Mio €	30. 9. 2004	31. 12. 2003
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer</b>		
Anschaffungskosten	4.445	4.393
Kumulierte Abschreibungen	1.463	1.232
<b>Nettobuchwert</b>	<b>2.982</b>	<b>3.161</b>
<b>Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer</b>		
	<b>834</b>	<b>953</b>
<b>Summe</b>	<b>3.816</b>	<b>4.114</b>

In den ersten neun Monaten 2004 betrugen die planmäßigen Abschreibungen auf die immateriellen Vermögensgegenstände 268 Mio € (Vorjahr: 252 Mio €) und die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände 1,5 Mio €.

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: 2004 (verbleibende drei Monate): 92 Mio €, 2005:

305 Mio €, 2006: 279 Mio €, 2007: 248 Mio €, 2008: 205 Mio € und 2009: 179 Mio €. Durch zukünftige Akquisitionen und Veräußerungen können die tatsächlichen Werte hiervon abweichen.

## Bestand eigener Aktien

Der Bestand eigener Aktien zum 30. September 2004 ist gegenüber dem zum 31. Dezember 2003 auf 33.046.938 gesunken; das entspricht 4,8 Prozent des Grundkapitals. Der Bestand bei der E.ON AG stieg durch den Zukauf von Aktien für das Mitarbeiteraktienprogramm stichtagsbedingt auf 4.574.744 eigene Aktien. Weitere 28.472.194 E.ON-Aktien werden von Tochterunternehmen gehalten. Der Rückgang im Bestand der Tochterunternehmen ist auf die Ausgabe von 3.098.063 E.ON-Aktien an Minderheitsaktionäre der E.ON Bayern im Rahmen eines Anfang Juli geschlossenen Vergleichs zurückzuführen.

## Gezahlte Dividenden

Die Hauptversammlung beschloss am 28. April 2004, eine um 0,25 € erhöhte Dividende von 2,00 € je dividendenberechtigter Stückaktie auszuschütten. Dies entspricht einer Dividendensumme von 1.312 Mio €.

### Pensionsrückstellungen

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

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen		
3. Quartal in Mio €	2004	2003
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	46	40
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	200	177
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-102	-82
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	8	5
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)	7	3
<b>Summe</b>	<b>159</b>	<b>143</b>

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen		
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	139	122
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	602	546
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-314	-249
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	21	16
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)	18	13
<b>Summe</b>	<b>466</b>	<b>448</b>

Aus der erstmaligen Anpassung der Aufwendungen zu bilanzierten Verpflichtungen aus Gesundheitsfürsorgeleistungen im dritten Quartal in Übereinstimmung mit FASB Staff Position (FSP) No. 106-2 „Accounting and Disclosure Requirements Related to the Medicare Prescription Drug, Improvement and Modernization Act of 2003“ haben sich keine wesentlichen Auswirkungen ergeben.

### Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

Zum 30. September 2004 betreffen die Verpflichtungen von E.ON aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland (8.189 Mio €) und Schweden (392 Mio €), die Rekultivierung von konventionellen Kraftwerksstandorten, einschließlich Demontage von Stromübertragungs- bzw. -verteilungsausrüstung (333 Mio €), die Rekultivierung von Gasspeicher- (76 Mio €) und Tagebaustandorten (58 Mio €) sowie den Rückbau von Öl- und Gas-Infrastruktureinrichtungen (12 Mio €). Der Wert der Verpflichtungen aus der Stilllegung von Kernkraftwerken basiert auf externen Gutachten.

Aus der Erstanwendung von SFAS 143 am 1. Januar 2003 erhöhten sich die Rückstellungen im Rahmen bestehender Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen um 1.370 Mio €. Die Nettobuchwerte der langfristigen Aktiva wurden um 262 Mio € durch Aktivierung von Rückbaukosten erhöht. Darüber hinaus wurde eine Forderung an Schwedens Nationalen Fonds für Nuklearabfall in Höhe von 360 Mio € angesetzt sowie ein Vermögensgegenstand unter US-Regulierung in Höhe von 14 Mio € eingebucht. In der Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns für das Jahr 2003 ergab sich insgesamt aus der Erstanwendung von SFAS 143 eine kumulierte Anpassung von 448 Mio € nach latenten Steuern (734 Mio € vor latenten Steuern).

Die Aufzinsung im Rahmen der Fortführung der Rückstellung in Höhe von 373 Mio € für die ersten neun Monate 2004 (Vorjahr: 358 Mio €) ist im Finanzergebnis enthalten.

## Haftungsverhältnisse aus Garantien

### Finanzgarantien

Die finanziellen Garantien der Gesellschaft beinhalten sowohl direkte 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 Basiswertes in Beziehung zu einem Vermögensgegenstand, einer Verbindlichkeit oder einem Eigenkapitaltitel des Garantieempfängers.

Zum 30. September 2004 bestehen die direkten finanziellen Garantien der Gesellschaft im Wesentlichen für Deckungsvorsorgen aus dem Betrieb von Kernkraftwerken, die in unserem Geschäftsbericht 2003 ausführlich beschrieben sind. Direkte finanzielle Garantien beinhalten daneben Verpflichtungen gegenüber Dritten für nahestehende Unternehmen sowie Konzernfremde. Bei befristeten finanziellen Garantien reichen die Laufzeiten bis 2029. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten maximal 533 Mio € (Jahresende 2003: 525 Mio €) betragen. Für nahestehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 375 Mio € (Jahresende 2003: 310 Mio €) enthalten.

Indirekte Garantien beinhalten zusätzliche Verpflichtungen in Verbindung mit Cross-Border-Leasing-Transaktionen sowie Verpflichtungen zur finanziellen Unterstützung vorwiegend nahe stehender Unternehmen. Die befristeten indirekten Garantien haben Laufzeiten bis 2023. Die undiskontierten zukünftigen Zahlungen könnten maximal 665 Mio € (Jahresende 2003: 663 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 355 Mio € (Jahresende 2003: 353 Mio €) enthalten. Die Gesellschaft hat zum 30. September 2004 Rückstellungen in Höhe von 87 Mio € (Jahresende 2003: 95 Mio €) bezüglich der Finanzgarantien gebildet.

Daneben bestehen satzungsrechtliche Verpflichtungen verschiedener Konzerngesellschaften aufgrund ihrer Mitgliedschaft in der Versorgungskasse Energie, Hannover. 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 4.626 Mio € betragen (Jahresende 2003: 5.693 Mio €). 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. Die Gesellschaft hat in der Bilanz zum 30. September 2004 Rückstellungen in Höhe von 96 Mio € (31. Dezember 2003: 103 Mio €) für Freistellungen und andere Garantien aus Verkaufsvereinbarungen gebildet. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von der E.ON AG (der VEBA AG oder der VIAG AG vor deren Fusion) verkauft wurden, sind Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

### Andere Garantien

Andere Garantien mit Laufzeiten bis 2020 beinhalten neben bedingten Kaufpreisanpassungen mit maximalen undiskontierten zukünftigen Zahlungen von 36 Mio € (Jahresende 2003: 36 Mio €) Gewährleistungs- und Marktwertgarantien, die zu maximalen undiskontierten zukünftigen Zahlungen in Höhe von 83 Mio € führen könnten. Darüber hinaus bestehen Produktgarantien, für die ein Betrag von 25 Mio € in den Rückstellungen zum 30. September 2004 enthalten ist. Die Veränderung gegenüber dem Rückstellungsstand von 30 Mio € am 31. Dezember 2003 resultieren mit 10 Mio € aus dem Verbrauch und der Auflösung von Rückstellungen sowie mit 5 Mio € aus Zuführungen in den ersten drei Quartalen 2004.

## 30 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.

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

Zur internen Steuerung und als Indikator für die nachhaltige Ertragskraft eines Geschäfts dient bei E.ON das Adjusted EBIT. Das Adjusted EBIT ist ein um außerordentliche Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern. Zu den Bereinigungen zählen Buchgewinne und -verluste aus Desinvestitionen, Restrukturierungsaufwendungen und andere nicht operative Aufwendungen und Erträge mit einmaligem Charakter. Außerdem wird das Zinsergebnis nach wirtschaftlichen Kriterien abgegrenzt. So wird insbesondere der Zinsanteil aus der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen aus dem Personalaufwand in das Zinsergebnis umgegliedert. Analog werden Zinsanteile an der Dotierung anderer langfristiger Rückstel-

### Informationen nach Segmenten

1.-3. Quartal in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK		Nordic	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003 <sup>2)</sup>	2004	2003
Außenumsatz	15.212	13.967	9.610	8.317	6.031	5.731	2.326	1.984
Innenumsatz	152	201	314	262	6	6	46	35
<b>Gesamtumsatz</b>	<b>15.364</b>	<b>14.168</b>	<b>9.924</b>	<b>8.579</b>	<b>6.037</b>	<b>5.737</b>	<b>2.372</b>	<b>2.019</b>
<b>Adjusted EBITDA</b>	<b>3.491</b>	<b>3.234</b>	<b>1.512</b>	<b>1.444</b>	<b>1.142</b>	<b>809</b>	<b>796</b>	<b>625</b>
Abschreibungen <sup>3)</sup>	-788	-978	-337	-307	-422	-312	-307	-274
<b>Adjusted EBIT</b>	<b>2.703</b>	<b>2.256</b>	<b>1.175</b>	<b>1.137</b>	<b>720</b>	<b>497</b>	<b>489</b>	<b>351</b>
darin Equity-Ergebnis <sup>3)</sup>	133	178	353	285	32	32	9	17
<b>Operativer Cashflow</b>	<b>2.195</b>	<b>3.180</b>	<b>1.097</b>	<b>746</b>	<b>591</b>	<b>256</b>	<b>772</b>	<b>531</b>
<b>Investitionen</b>	<b>1.484</b>	<b>1.324</b>	<b>361</b>	<b>416</b>	<b>375</b>	<b>266</b>	<b>621</b>	<b>539</b>
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	773	761	92	128	383	202	245	240
Finanzanlagen	711	563	269	288	-8	64	376	299

1) Die weiteren Aktivitäten beinhalten die Beteiligungen an Vittera und Degussa. Degussa wird seit dem 1. Februar 2003 nur noch mit einem Anteil von 46,5 Prozent bzw. seit dem 1. Juni 2004 mit 42,9 Prozent an Equity in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen. Der Beitrag von Degussa zum Adjusted EBIT betrug 113 Mio € in den ersten drei Quartalen 2004 (1.-3. Quartal 2003: 148 Mio €).

2) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten

3) In den Jahren 2004 und 2003 weichen die Adjusted EBIT-wirksamen Abschreibungen und das Equity-Ergebnis von den entsprechenden Größen in der Kapitalflussrechnung und im Finanzergebnis gemäß US-GAAP ab. Ausschlaggebend ist vor allem die Wertberichtigung von Beteiligungen in den Market Units Central Europe und UK, die im neutralen Ergebnis ausgewiesen werden. Darüber hinaus enthielt das neutrale Ergebnis im Jahr 2003 das Equity-Ergebnis der RAG und das Feinchemie-Impairment bei Degussa.

lungen behandelt, sofern sie nach US-GAAP in anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen sind. Der deutliche Rückgang des Zinsanteils an der Dotierung langfristiger Rückstellungen resultiert vor allem aus der Novellierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung (siehe S. 7). Das wirtschaftliche Zinsergebnis wurde im zweiten Quartal in Höhe von rund 270 Mio € einmalig positiv beeinflusst.

Eine detaillierte Überleitung vom Adjusted EBIT zum Konzernüberschuss wird auf Seite 5 erläutert.

Durch die Abgrenzung von Ergebnissen mit einmaligem Charakter können die in der Segmentberichterstattung ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß US-GAAP definierten Kennzahlen abweichen.

Zinsergebnis		
1.-3. Quartal in Mio €	2004	2003
<b>Netto-Zinsaufwand</b>	<b>-515</b>	<b>-545</b>
- Netto-Zinsaufwand aus Finanzforderungen und -verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-20	-19
- Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-373	-358
+ Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	43	40
<b>Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung</b>	<b>-865</b>	<b>-882</b>
Neutrales Zinsergebnis <sup>1)</sup>	96	15
Zinsanteil langfristiger Rückstellungen	-20	-384
<b>Wirtschaftliches Zinsergebnis</b>	<b>-789</b>	<b>-1.251</b>
<sup>1)</sup> Neutrale Zinsaufwendungen werden addiert, neutrale Zinserträge abgezogen. Das neutrale Zinsergebnis im Berichtszeitraum 2004 und 2003 betrifft unter anderem steuerlich bedingten Zinsaufwand.		

US-Midwest		Corporate Center		Kerngeschäft Energie		Weitere Aktivitäten <sup>1)</sup>		E.ON-Konzern	
2004	2003	2004	2003	2004	2003 <sup>2)</sup>	2004	2003	2004	2003 <sup>2)</sup>
1.436	1.488	56	103	34.671	31.590	688	1.761	35.359	33.351
-	-	-526	-511	-8	-7	8	7	-	-
<b>1.436</b>	<b>1.488</b>	<b>-470</b>	<b>-408</b>	<b>34.663</b>	<b>31.583</b>	<b>696</b>	<b>1.768</b>	<b>35.359</b>	<b>33.351</b>
<b>420</b>	<b>399</b>	<b>-207</b>	<b>-255</b>	<b>7.154</b>	<b>6.256</b>	<b>499</b>	<b>603</b>	<b>7.653</b>	<b>6.859</b>
-145	-153	-19	-17	-2.018	-2.041	-105	-173	-2.123	-2.214
<b>275</b>	<b>246</b>	<b>-226</b>	<b>-272</b>	<b>5.136</b>	<b>4.215</b>	<b>394</b>	<b>430</b>	<b>5.530</b>	<b>4.645</b>
17	26	-28	13	516	551	113	76	629	627
<b>144</b>	<b>169</b>	<b>181</b>	<b>-816</b>	<b>4.980</b>	<b>4.066</b>	<b>22</b>	<b>10</b>	<b>5.002</b>	<b>4.076</b>
<b>179</b>	<b>323</b>	<b>787</b>	<b>4.321</b>	<b>3.807</b>	<b>7.189</b>	<b>14</b>	<b>143</b>	<b>3.821</b>	<b>7.332</b>
179	323	8	-58	1.680	1.596	12	93	1.692	1.689
-	-	779	4.379	2.127	5.593	2	50	2.129	5.643

## Finanzkalender

10. März 2005	Veröffentlichung des Geschäftsberichts 2004
10. März 2005	Bilanzpressekonferenz/Analystenkonferenz
27. April 2005	Hauptversammlung
12. Mai 2005	Zwischenbericht Januar – März 2005
11. August 2005	Zwischenbericht Januar – Juni 2005
10. November 2005	Zwischenbericht Januar – September 2005

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 2003 der E.ON.