

Zwischenbericht I/2004

2004	<ul style="list-style-type: none">• Deutliche Steigerung des Adjusted EBIT erzielt
JAN	<ul style="list-style-type: none">• Konzernüberschuss erheblich erhöht
FEB	<ul style="list-style-type: none">• Moody's stuft Langfrist-Rating auf Aa3 mit stabilem Ausblick herauf
MRZ	
APR	<ul style="list-style-type: none">• Für das Gesamtjahr 2004 Steigerung beim Adjusted EBIT erwartet
MAI	
JUN	
JUL	
AUG	
SEP	
OKT	
NOV	
DEZ	

2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Stromabsatz in Mrd kWh ¹⁾	111,8	106,4	+5
Gasabsatz in Mrd kWh ¹⁾	299,9	322,9	-7
Umsatz	14.622	13.713	+7
Adjusted EBITDA ²⁾	3.024	2.658	+14
Adjusted EBIT ³⁾	2.345	1.931	+21
Betriebsergebnis ²⁾	1.948	1.496	+30
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.152	1.898	+13
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	1.451	1.432	+1
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	4	2	+100
Konzernüberschuss	1.455	986	+48
Investitionen	1.720	5.145	-67
Operativer Cashflow ⁴⁾	1.090	1.051	+4
Free Cashflow ⁵⁾	627	595	+5
Netto-Finanzposition ⁶⁾ (31. 3. bzw. 31. 12.)	-7.663	-7.855	+2
Mitarbeiter (31. 3. bzw. 31. 12.)	70.207	67.102	+5
Ergebnis je Aktie (in €)	2,22	1,51	+47

1) Nicht konsolidierte Werte/Vorjahreszahl einschließlich Pro-forma-Wert für Ruhrgas (3 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. 18
 6) Non-GAAP financial measure; Überleitung siehe S. 19

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 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

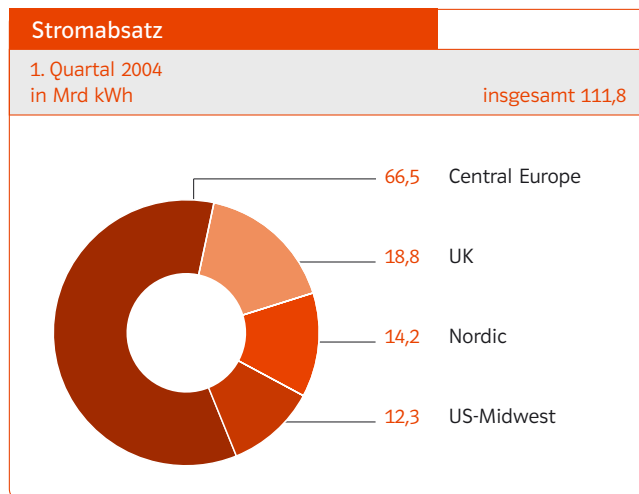
3

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

4 Geschäftsverlauf und Konzernergebnis

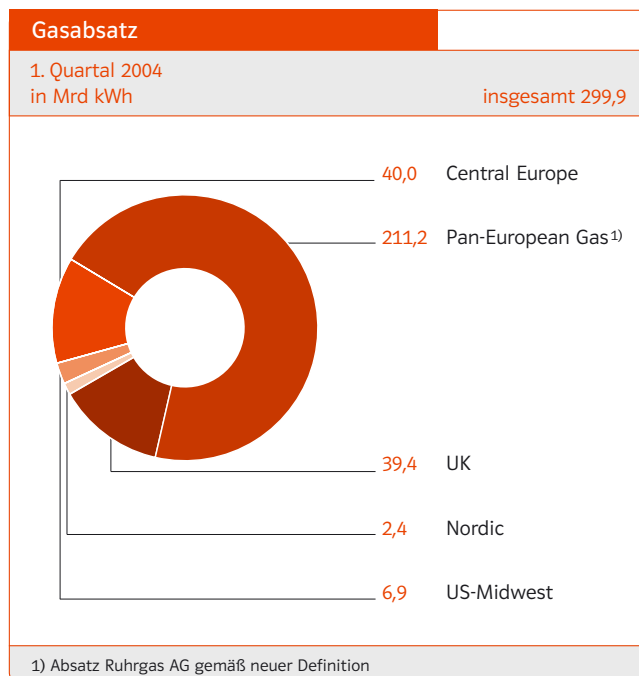
Konzernumsatz			
1. Quartal in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	5.867	5.429	+8
Pan-European Gas	4.570	3.330 ²⁾	+37
UK	2.585	2.537	+2
Nordic	1.032	813	+27
US-Midwest	520	557	-7
Corporate Center	-176	-192	-
Kerngeschäft Energie	14.398	12.474	+15
Weitere Aktivitäten³⁾	224	1.239	-82
Konzernumsatz	14.622	13.713	+7

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) Ruhrgas für den Zeitraum 1. 2. bis 31. 3. 2003
3) enthält Viterra und die seit 1. 2. 2003 at equity bewertete Degussa



Adjusted EBIT			
1. Quartal in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	1.179	1.082	+9
Pan-European Gas	416	332 ²⁾	+25
UK	270	196	+38
Nordic	279	153	+82
US-Midwest	93	63	+48
Corporate Center	-8	-97	-
Kerngeschäft Energie	2.229	1.729	+29
Weitere Aktivitäten³⁾	116	202	-43
Adjusted EBIT⁴⁾	2.345	1.931	+21

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten
2) Ruhrgas für den Zeitraum 1. 2. bis 31. 3. 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



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 Konzernstruktur ermittelt.

Darüber hinaus verwenden wir seit dem ersten Quartal 2004 ein um Sondereffekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Adjusted EBIT) anstelle des Betriebsergebnisses als neue operative Steuerungsgröße (siehe Erläuterungen S. 30-31).

Im ersten Quartal 2004 konnten wir im Konzern die Stromlieferungen im Wesentlichen durch die Einbeziehung der tschechischen Stromregionalversorger JME und JCE sowie des schwedischen Energieversorgungsunternehmens Granninge um 5 Prozent auf 112 Mrd kWh gegenüber der vergleichbaren Vorjahresperiode steigern. Der Gasabsatz sank aufgrund der vergleichsweise milden Witterung um 7 Prozent auf rund 300 Mrd kWh.

Der Konzernumsatz stieg vor allem durch die volle Einbeziehung von Ruhrgas und Granninge um 7 Prozent. Ruhrgas wird erst seit dem 1. Februar 2003 und Granninge seit dem 1. November 2003 konsolidiert.

Konzernüberschuss			
1. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Adjusted EBITDA	3.024	2.658	+14
Abschreibungen	-679	-727	-
Adjusted EBIT	2.345	1.931	+21
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-397	-435	-
Betriebsergebnis	1.948	1.496	+30
Nettobuchgewinne	392	390	-
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-11	-48	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	-177	60	-
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.152	1.898	+13
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-526	-298	-
Anteile Konzernfremder	-175	-168	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	1.451	1.432	+1
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	4	2	-
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-448	-
Konzernüberschuss	1.455	986	+48

Im ersten Quartal 2004 konnten wir das Adjusted EBIT um 21 Prozent auf 2,3 Mrd € steigern. Dazu haben alle Market Units beigetragen. Die Verbesserung im Segment Corporate Center ist insbesondere auf Fremdwährungsgewinne im Zusammenhang mit Anleiherückkäufen zurückzuführen.

Im ersten Quartal 2004 lagen die Nettobuchgewinne auf Vorjahresniveau. Im Berichtszeitraum resultieren sie insbesondere aus dem Verkauf der Beteiligungen an EWE und VNG (317 Mio €). Weitere Buchgewinne fielen aus dem Verkauf von Wertpapieren an (75 Mio €). Im Vorjahr betrafen die Buchgewinne vor allem die Abgabe von rund 5,8 Prozent der Anteile an Bouygues Telecom (294 Mio €) und die Veräußerung von rund 18 Prozent der Degussa-Anteile (168 Mio €). Dem stand der Buchverlust aus der Veräußerung von 1,9 Prozent der HypoVereinsbank-Anteile in Höhe von 76 Mio € gegenüber.

Die Restrukturierungsaufwendungen sanken im Vergleich zum Vorjahr auf 11 Mio €. Sie fielen im Berichtszeitraum im Wesentlichen in der Market Unit Central Europe an. Im Vorjahr betraf der Aufwand insbesondere die Einbeziehung der TXU-Aktivitäten bei Powergen.

Das sonstige nicht operative Ergebnis enthält vor allem Aufwendungen aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Energiederivaten. Im Vorjahr waren positive Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten enthalten.

Das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit lag um 254 Mio € über dem Vorjahreswert.

Im ersten Quartal 2004 wird für die fortgeführten Aktivitäten ein Steueraufwand in Höhe von 526 Mio € ausgewiesen. Der Anstieg resultiert im Wesentlichen aus dem Wegfall von einmaligen Sondereffekten aus dem Vorjahr.

Die Anteile Konzernfremder nahmen leicht auf 175 Mio € zu.

Das Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten erhöhte sich auf 1.451 Mio €.

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

Der Konzernüberschuss (nach Steuern und nach Anteilen Konzernfremder) stieg um 48 Prozent auf 1.455 Mio €; das Ergebnis je Aktie erhöhte sich um 47 Prozent auf 2,22 €.

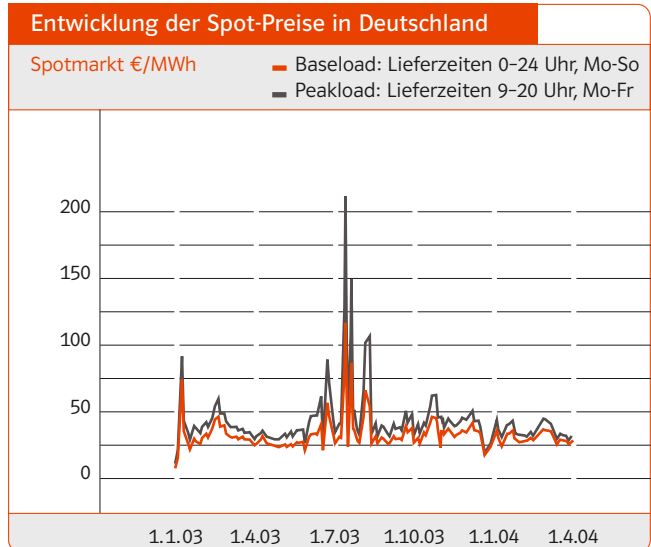
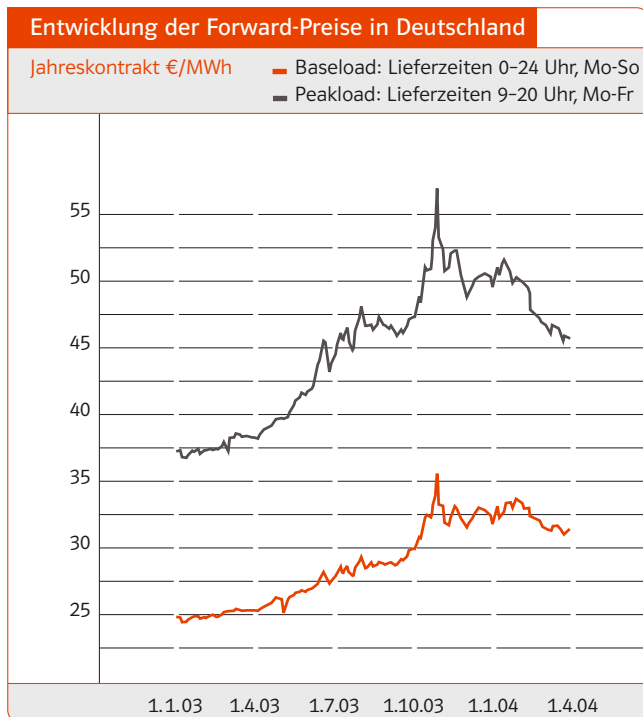
6 Kerngeschäft Energie

Central Europe

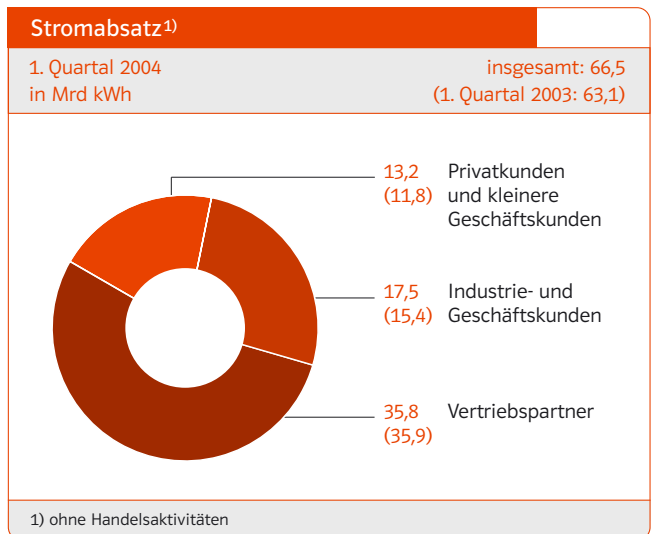
Central Europe			
1. Quartal in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	5.867	5.429	+8
- davon Gas-/Stromsteuer	282	263	+7
Adjusted EBITDA	1.440	1.365	+5
Adjusted EBIT	1.179	1.082	+9
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

In Deutschland sind die Endkundenpreise für Privatkunden um durchschnittlich 3 Prozent und für Industriekunden bei Neuabschlüssen um durchschnittlich 15 Prozent gegenüber dem Vorjahr gestiegen. Hintergrund ist der deutliche Anstieg des Handelspreisniveaus im Jahr 2003.

Im Jahr 2004 haben sich die Preise der Terminkontrakte über Stromlieferungen für das Folgejahr stabilisiert. Der Durchschnittspreis für „Jahres-Baseload 2005“ betrug im Berichtszeitraum rund 32,3 €/MWh und für „Jahres-Peakload 2005“ rund 48,6 €/MWh und liegt damit um jeweils rund 30 Prozent über dem vergleichbaren Vorjahreswert. Dieser Anstieg ist wesentlich durch die anhaltend hohen Kohlepreise bedingt (Erstes Quartal 2004: 63 €/t Steinkohle-Einheiten; Erstes Quartal 2003: 36 €/t Steinkohle-Einheiten).



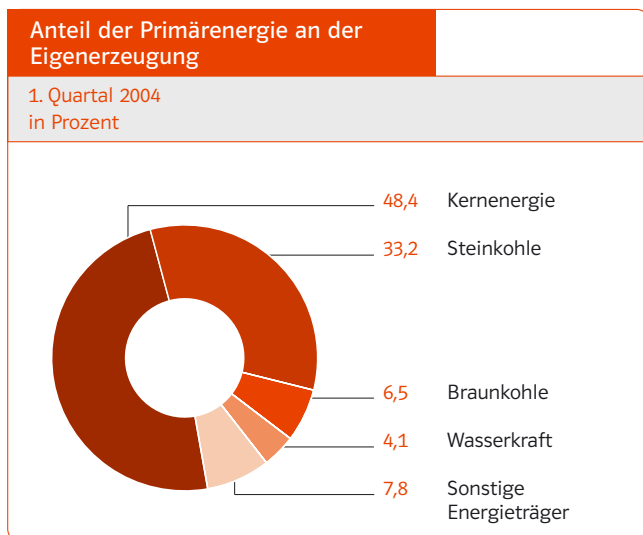
Der Stromabsatz der Market Unit Central Europe hat sich um 3,4 Mrd kWh erhöht. Hauptursache ist die Erstkonsolidierung der tschechischen Regionalversorger JME und JCE (seit 1. Oktober 2003). Beide Gesellschaften setzten im ersten Quartal 2004 zusammen rund 3,5 Mrd kWh Strom ab.



In unseren eigenen Kraftwerken haben wir mit rund 35 Mrd kWh knapp 51 Prozent des Strombedarfs erzeugt (Vorjahr: 53 Prozent). Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog Central Europe 3,2 Mrd kWh mehr als im Vorjahr (30,8 Mrd kWh). Der Anstieg des Fremdbezugs auf 49 Prozent ist auf die vollständige Einbeziehung von JME und JCE zurückzuführen, die im ersten Quartal 2003 noch nicht konsolidiert wurden. Central Europe verfügt bei der Erzeugung über einen ausgeglichenen Energiemix.

Stromerzeugung und -bezug ¹⁾			
1. Quartal in Mrd kWh	2004	2003 ²⁾	+/- %
Eigenerzeugung	35,2	34,8	+1
Bezug	34,0	30,8	+10
- von Gemeinschafts- kraftwerken	3,0	2,5	+20
- von Fremden	31,0	28,3	+10
Strombeschaffung	69,2	65,6	+5
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-2,7	-2,5	+8
Stromabsatz	66,5	63,1	+5

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



Der Gasabsatz der Regionalversorger liegt im Berichtszeitraum um rund 12 Prozent unter Vorjahr. Ursache sind die im Vorjahr überdurchschnittlich kalten Wintermonate, die zu einem hohen Verbrauch führten.

Der Umsatzanstieg der Market Unit Central Europe ist im Wesentlichen auf die erstmalige Vollkonsolidierung von JME und JCE sowie auf die Strompreiserhöhungen zurückzuführen.

Gasabsatz ¹⁾			
1. Quartal in Mrd kWh	2004	2003 ²⁾	+/- %
Privatkunden und kleinere Geschäftskunden	13,3	17,7	-25
Industrie- und Geschäfts- kunden	13,7	12,1	+13
Vertriebspartner	13,0	15,8	-18
Gasabsatz	40,0	45,6	-12

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

Das Adjusted EBIT lag mit 1.179 Mio € um 9 Prozent über dem Vorjahreswert. Die einzelnen Geschäftsfelder entwickelten sich wie folgt.

Das Ergebnis stieg im Strombereich des Geschäftsfeldes Zentraleuropa West um 74 Mio € auf 924 Mio €. Der Anstieg resultiert insbesondere aus der weiter verbesserten Rohmarge. Hierzu trug unter anderem die Weitergabe der höheren Stromhandelspreise an die Endkunden bei. Darüber hinaus wirkten sich Entlastungen bei den Brennstoff- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich positiv aus.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfeldes Zentraleuropa West Gas liegt mit 203 Mio € leicht unter Vorjahr (-5 Mio €). Ausschlaggebend war der witterungsbedingt geringere Absatz. Kompensierend wirkten hier günstigere Gasbeschaffungskosten.

Das Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost konnte sein Ergebnis um 21 Mio € steigern. Dies beruht vor allem auf der Erstkonsolidierung von JME und JCE.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾										
1. Quartal in Mio €	Zentraleuropa West				Zentraleuropa Ost		Sonstiges/ Konsolidierung		Central Europe	
	Strom		Gas		2004	2003	2004	2003	2004	2003
	2004	2003	2004	2003						
Umsatz ²⁾	3.875	3.458	1.141	1.265	496	286	73	157	5.585	5.166
Adjusted EBITDA	1.094	1.053	250	252	102	59	-6	1	1.440	1.365
Adjusted EBIT	924	850	203	208	68	47	-16	-23	1.179	1.082

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

Das Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen hat sich im Vergleich zum ersten Quartal 2003 positiv entwickelt. Neben dem im Vorjahr nicht erfassten Umsatz- und Ergebnisbeitrag für den Monat Januar der Ruhrgas Energie Beteiligungs-Gruppe ist dies im Wesentlichen auf die erstmalige Konsolidierung der Thüga-Italia-Aktivitäten sowie auf ein höheres anteiliges SPP-Ergebnis zurückzuführen.

Bei der im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung enthaltenen Ruhrgas Industries wurde das erste Quartal 2003 durch einen einmaligen Effekt aus der Kaufpreisverteilung belastet. Der Wegfall dieses Einmaleffekts führt zu der Verbesserung des Adjusted EBIT. Darüber hinaus erklärt sich der Anstieg des Adjusted EBIT mit dem im Vorjahresquartal nicht erfassten Ergebnisbeitrag des Januars.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾								
1. Quartal in Mio €	Up-/Midstream		Downstream- Beteiligungen		Sonstiges/ Konsolidierung		Pan-European Gas	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz ²⁾	3.877	2.889	520	371	173	70	4.570	3.330
Adjusted EBITDA	305	286	183	126	22	23	510	435
Adjusted EBIT	241	242	163	107	12	-17	416	332

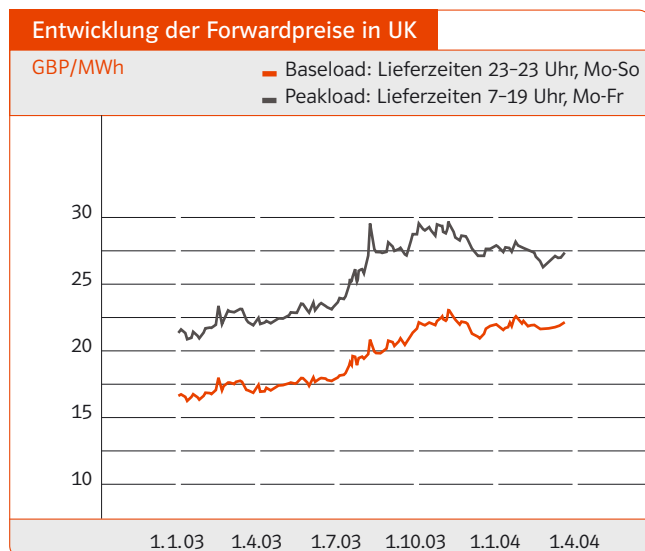
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur für 2003
2) einschließlich Gas-/Stromsteuer

UK

UK			
1. Quartal in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	2.585	2.537	+2
Adjusted EBITDA	407	297	+37
Adjusted EBIT	270	196	+38
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

Im britischen Strommarkt lagen die Forward-Preise (Peakload) Ende März 2004 bei 27,06 GBP/MWh (Ende März 2003: 22,14 GBP/MWh). Für den deutlichen Anstieg waren in erster Linie höhere Brennstoffkosten, geringere Kapazitätsmargen sowie erwartete Kosten für Umweltschutz und CO₂-Emissionen verantwortlich. Auch die Forward-Preise für Gas stiegen um 24 Prozent auf 30 pence pro therm (ein therm entspricht 29,32 kWh). Dies war im Wesentlichen auf die Ölpreisentwicklung sowie die Angebots-/Nachfragesituation in Großbritannien und Kontinentaleuropa zurückzuführen.

Powergen UK hat aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise am 5. Januar 2004 die Endkundenpreise für Strom um 6,9 Prozent und für Gas um 4,9 Prozent angehoben. Bis Ende Februar 2004 haben alle anderen großen Anbieter ebenfalls angekündigt, ihre Endkundenpreise um 5 bis 6 Prozent zu erhöhen.

Absatz¹⁾

1. Quartal in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	11,0	11,2	-2
Industrie und Gewerbetunden	7,8	9,0	-13
Stromabsatz	18,8	20,2	-7
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	27,1	25,5	+6
Industrie und Gewerbetunden	12,3	15,5	-21
Gasabsatz	39,4	41,0	-4

1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten

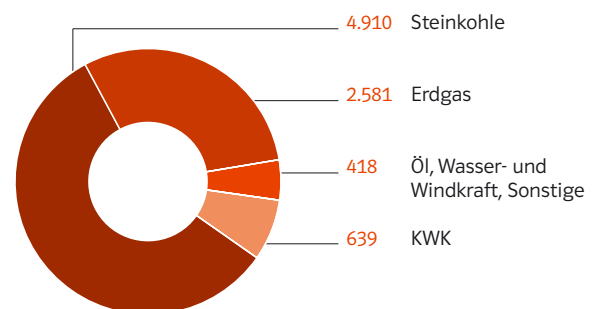
Stromerzeugung und -bezug

1. Quartal in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Eigenerzeugung	9,6	11,6	-17
Bezug	9,8	9,3	+5
- von Gemeinschafts- kraftwerken	0,8	1,1	-27
- von Fremden	9,0	8,2	+10
Strombeschaffung	19,4	20,9	-7
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-0,6	-0,7	-
Stromabsatz	18,8	20,2	-7

Zurechenbare Kraftwerksleistung

1. Quartal 2004
in MW

insgesamt: 8.548



10 Kerngeschäft Energie

Der Stromabsatz der Market Unit UK ging im ersten Quartal 2004 um 7 Prozent auf 18,8 Mrd kWh zurück. Der Gasabsatz lag mit 39,4 Mrd kWh um 4 Prozent unter dem vergleichbaren Vorjahreswert. Dieser Absatzrückgang im Strom- und Gasgeschäft ist vor allem auf geringere Mengen bei den industriellen und gewerblichen Kunden zurückzuführen. Die Verkaufspolitik von Powergen ist hier stärker auf Margen als auf Mengenwachstum ausgerichtet.

Die Market Unit UK erzeugte im Berichtszeitraum in eigenen Kraftwerken 9,6 Mrd kWh. Der Rückgang um 2 Mrd kWh im Vorjahresvergleich ist vor allem durch die Schließung der früheren TXU-Kraftwerke Drakelow and High Marnham begründet.

Die zurechenbare Kraftwerksleistung lag zum Ende des ersten Quartals 2004 mit 8.548 MW um 501 MW über dem Vorjahreswert. Hauptursache für den Anstieg war die Inbetriebnahme des Gaskraftwerks Killingholme mit einer Leistung von 600 MW im Winter 2003/2004, um für National Grid Reserveleistung bereitzustellen. Am 1. April 2004 wurde das Kraftwerk wieder konserviert. Des Weiteren erwarb Powergen im Januar 2004 den verbleibenden 50-Prozent-Anteil am Kraftwerk Cottam Development Centre (zuvor 50 Prozent Joint Venture). Gegenläufig wurde im Jahr 2003 ein 333 MW-Block des Kraftwerks Drakelow stillgelegt.

Der Umsatz der Market Unit UK stieg aufgrund der erstmaligen Einbeziehung von Midlands Electricity seit Januar 2004, wodurch geringere Umsätze bei industriellen und gewerblichen Kunden im unregulierten Geschäft mehr als ausgeglichen werden konnten. Das Adjusted EBIT verzeichnete gegenüber dem ersten Quartal 2003 einen signifikanten Anstieg.

Die Verbesserung des Adjusted EBIT im regulierten Geschäft resultierte im Wesentlichen aus der Akquisition von Midlands Electricity. Hierdurch hat sich das Geschäft in der Verteilung nahezu verdoppelt. Die Integration der Aktivitäten verläuft planmäßig. Die Änderung des Markennamens von East Midlands und Midlands Electricity in Central Networks wurde Anfang April 2004 eingeleitet.

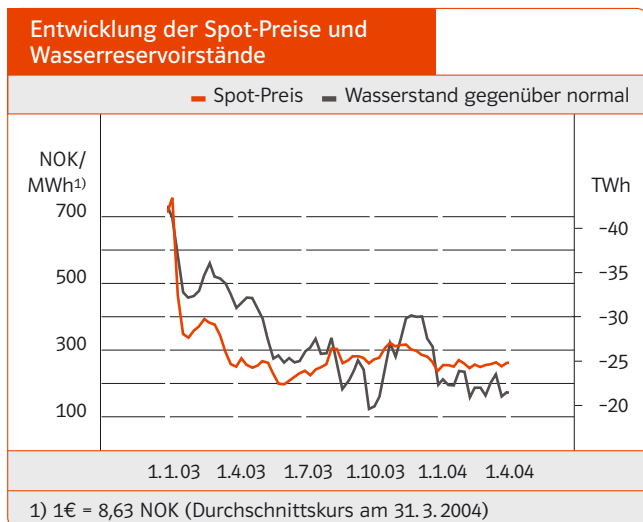
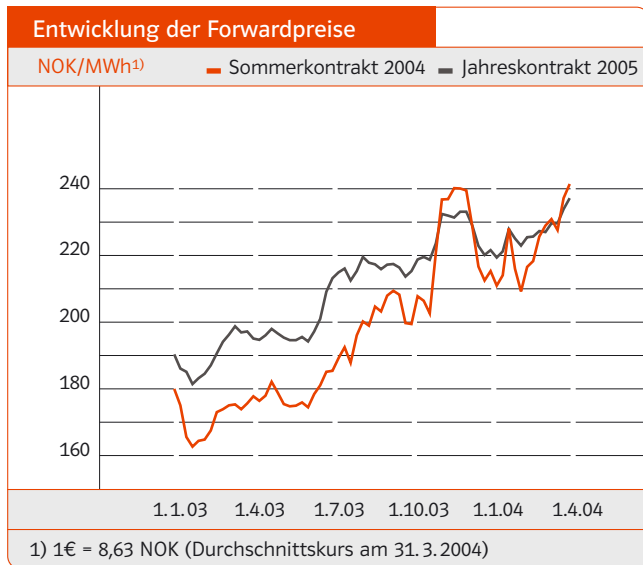
Im unregulierten Geschäft erhöhte sich das Adjusted EBIT um 27 Mio €. Dies ist auf höhere Ergebnisse im Haushaltskundengeschäft zurückzuführen, die jedoch teilweise durch höhere Brennstoff- und Gasbezugskosten kompensiert wurden.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern

1. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		Sonstiges/ Konsolidierung		UK	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	246	117	2.401	2.475	-62	-55	2.585	2.537
Adjusted EBITDA	151	80	248	206	8	11	407	297
Adjusted EBIT	116	62	150	123	4	11	270	196

Nordic

Im ersten Quartal 2004 waren die Spot-Preise für Strom stabil. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit der Kraftwerke und höherer Temperaturen lagen sie zwar deutlich unter dem Vorjahresniveau, aber über dem Durchschnittspreis eines normalen Jahres. Die Wasserreservoirstände in Schweden und Norwegen blieben rund 20 TWh unter durchschnittlichen Bedingungen. Die Preise für Terminkontrakte für Stromlieferungen im Folgejahr sind seit Ende 2003 insgesamt gestiegen. Hauptursache dafür ist der niedrige Wasserstand in den Stauseen.



Die Market Unit Nordic setzte 2,8 Mrd kWh bzw. 25 Prozent mehr Strom ab als im ersten Quartal 2003. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf die Erstkonsolidierung von Gräninge seit dem 1. November 2003 und die im Vergleich zum Vorjahr wieder gestiegene Erzeugung aus Wasserkraft zurückzuführen.

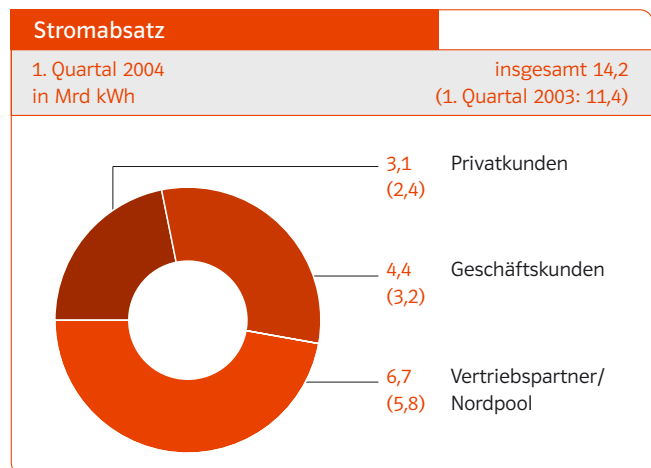
Nordic			
1. Quartal in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	1.032	813	+27
- davon Energiesteuer	113	93	+22
Adjusted EBITDA	381	239	+59
Adjusted EBIT	279	153	+82
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

Die Market Unit Nordic erzeugte rund 64 Prozent oder 9,5 Mrd kWh (Vorjahr: 64 Prozent oder 7,7 Mrd kWh) des Strombedarfs in eigenen Kraftwerken. Der Strombezug von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden nahm mit 5,4 Mrd kWh um 26 Prozent gegenüber dem Vorjahr (4,3 Mrd kWh) zu. Das Wachstum resultiert ebenfalls hauptsächlich aus der Einbeziehung von Gräninge.

Im ersten Quartal 2004 wurden 51 Prozent (Vorjahr: 57 Prozent) der gesamten Erzeugung aus Kernenergie gedeckt. Die Erzeugung aus Wasserkraft erreichte 38 Prozent verglichen mit 26 Prozent im Berichtszeitraum des Vorjahres. Dies führte zu durchschnittlich niedrigeren Erzeugungskosten.

Gas- und Wärmeabsatz lagen auf dem Vorjahresniveau.

Im ersten Quartal 2004 erhöhte die Market Unit Nordic ihren Umsatz ohne Energiesteuer um 28 Prozent auf 919 Mio €. Gräninge trug mit 120 Mio € zum Umsatzanstieg bei.



12 Kerngeschäft Energie

Stromerzeugung und -bezug			
1. Quartal in Mrd kWh	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Eigenerzeugung	9,5	7,7	+23
Bezug	5,4	4,3	+26
- von Gemeinschafts- kraftwerken	3,0	2,9	+3
- von Fremden	2,4	1,4	+71
Strombeschaffung	14,9	12,0	+24
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-0,7	-0,6	-
Stromabsatz	14,2	11,4	+25
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

Das Adjusted EBIT konnte um 126 Mio € auf 279 Mio € gesteigert werden. Graninge trug mit 20 Mio € zu dem Ergebnisanstieg bei. Die übrige Verbesserung resultierte im Wesentlichen aus höheren Margen im Strom- und Wärme-Endkunden-geschäft, aus der gestiegenen Erzeugung aus Wasserkraft, geringeren Brennstoffkosten in der Wärmeerzeugung und verbesserten Ergebnissen in der Stromverteilung.

Gas- und Wärmeabsatz			
1. Quartal in Mrd kWh	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Gasabsatz	2,4	2,4	-
Wärmeabsatz	4,1	3,9	+5
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur			

US-Midwest

US-Midwest			
1. Quartal in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	520	557	-7
Adjusted EBITDA	139	115	+21
Adjusted EBIT	93	63	+48
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten			

In der Region Mittlerer Westen blieben die Großhandelspreise mit rund 42 USD/MWh auf hohem Niveau, weiterhin unterstützt von volatilen Gas- und hohen Kohlepreisen. Die Angebotssituation im nordamerikanischen Gasgeschäft blieb angespannt; die Gaspreise waren abhängig von anhaltend wetterbedingten Schwankungen. Im Gegensatz zu den kühlen Temperaturen im ersten Quartal 2003 war das Wetter in Kentucky im ersten Quartal 2004 relativ normal.

Absatz			
1. Quartal in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Reguliertes Geschäft	9,3	9,2	+1
- Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	7,9	7,9	-
- Off-system-Geschäft ¹⁾	1,4	1,3	+8
Unreguliertes Geschäft	3,0	2,5	+20
Stromabsatz	12,3	11,7	+5
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	6,5	7,1	-8
Off-system-Geschäft ¹⁾	0,4	0,3	+33
Gasabsatz	6,9	7,4	-7
1) Verkauf überschüssiger Strommengen an Kunden außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes			

Stromerzeugung und -bezug			
1. Quartal in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Eigenerzeugung	11,9	11,0	+8
- Eigene Kraftwerke	9,0	8,6	+5
- Geleaste Kraftwerke	2,9	2,4	+21
Bezug	1,2	1,5	-20
Strombeschaffung	13,1	12,5	+5
Betriebsverbrauch, Netzverluste	-0,8	-0,8	-
Stromabsatz	12,3	11,7	+5

Im regulierten Geschäft konnte LG&E Energy den Stromabsatz in den ersten drei Monaten 2004 aufgrund der Verbesserung im Off-system-Geschäft auf 9,3 Mrd kWh steigern. Der Gasabsatz sank um 0,5 Mrd kWh auf 6,9 Mrd kWh infolge des mildernden Wetters im ersten Quartal 2004.

Der Stromabsatz im unregulierten Geschäft lag im ersten Quartal 2004 mit 3,0 Mrd kWh wegen der verbesserten Kraftwerksleistung um 20 Prozent über dem vergleichbaren Vorjahreswert.

Eigene und geleaste Kraftwerke der Market Unit US-Midwest konnten mit 11,9 Mrd kWh den Großteil der Nachfrage im Berichtszeitraum decken; die Stromerzeugung wird mit 99 Prozent fast ausschließlich von Kohlekraftwerken getragen. Die zurechenbare Kraftwerksleistung der Market Unit US-Midwest blieb im Vergleich zum Vorjahresende mit 9.073 MW unverändert.

Im ersten Quartal 2004 sank der Umsatz der Market Unit US-Midwest um 7 Prozent auf 520 Mio €. Der Rückgang resultierte aus dem schwachen US-Dollar-Wechselkurs gegenüber dem Euro. In Landeswährung stieg der Umsatz um 9 Prozent gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreswert. Das Adjusted EBIT von US-Midwest erhöhte sich um 48 Prozent auf 93 Mio € (Anstieg in Landeswährung um 71 Prozent). Das regulierte Geschäft von LG&E Energy erwirtschaftete ein Adjusted EBIT von 85 Mio €, während das unregulierte Geschäft 8 Mio € beitrug.

LG&E Energy konnte das Adjusted EBIT im regulierten Geschäft deutlich gegenüber 2003 steigern. Im ersten Quartal 2003 hatte der schwerste Eisregen der Unternehmensgeschichte das Ergebnis belastet. Wegen des Eisregens waren rund 146.000 Kunden bis zu zwei Wochen von der Stromversorgung abgeschnitten.

Im unregulierten Geschäft verzeichnete LG&E Energy mit 8 Mio € eine merkliche Steigerung beim Adjusted EBIT gegenüber dem Vorjahr. Im Geschäft von Western Kentucky Energy konnte die Kraftwerksleistung erhöht werden, was zu höherem Umsatz und geringeren Betriebskosten führte. Im Jahr 2003 wurde das Ergebnis von Western Kentucky Energy durch Anlagenausfälle belastet, die sich im Berichtszeitraum nicht wiederholten.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern						
1. Quartal in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		US-Midwest	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	452	482	68	75	520	557
Adjusted EBITDA	128	117	11	-2	139	115
Adjusted EBIT	85	70	8	-7	93	63

14 Corporate Center

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

Der deutliche Anstieg des Adjusted EBIT ist vor allem auf Fremdwährungsgewinne zurückzuführen. Diese entstanden zum überwiegenden Teil im Zusammenhang mit dem Rückkauf der Midlands-Bonds.

Corporate Center			
1. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Umsatz	-176	-192	+8
Adjusted EBITDA	-3	-93	+97
Adjusted EBIT	-8	-97	+92

Weitere Aktivitäten

Die weiteren Aktivitäten beinhalten unsere Beteiligungen Viterra und Degussa. Seit dem 1. Februar 2003 wird Degussa nur noch mit einem Anteil von 46,5 Prozent at equity in unseren Konzernabschluss einbezogen. Deshalb wird im Jahr 2004 ihr Umsatz nicht mehr berücksichtigt, und das Degussa-Ergebnis fließt nur noch nach Steuern und Fremdanteilen mit einem Anteil von 46,5 Prozent ein. Der Degussa-Beitrag zum Adjusted EBIT im ersten Quartal 2004 betrug 39 Mio € (Vorjahr: 107 Mio €).

Viterra			
1. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Umsatz	224	245	-9
Adjusted EBITDA	111	134	-17
Adjusted EBIT	77	95	-19

Im Berichtszeitraum verlief das Geschäft für Viterra wie erwartet rückläufig. Der Vertrieb von Eigentumswohnungen konnte aus-
geweitet werden. Die gesamten Wohnungsverkäufe lagen im ersten Quartal mit 1.126 Wohneinheiten jedoch unter dem Vergleichswert des Vorjahres (2.342 Wohneinheiten). Der hohe Vorjahreswert war geprägt durch die Abgabe eines Pakets von Mehrfamilienhäusern mit 1.257 Wohneinheiten im Ruhrgebiet und im Raum Düsseldorf.

Der Umsatz von Viterra lag mit 224 Mio € um rund 9 Prozent unter dem Vergleichswert des Vorjahres. Ursache hierfür waren vor allem geringere Umsätze im Geschosswohnungsbau bei Viterra Development sowie geringere Mietumsätze infolge der im Jahr 2003 getätigten Wohnungsverkäufe.

Das Adjusted EBIT geht insbesondere aufgrund der geringeren Verkäufe von Mehrfamilienhäusern auf 77 Mio € zurück (Vorjahr: 95 Mio €).

Mitarbeiter

Mitarbeiter ¹⁾			
	31. 3. 2004	31. 12. 2003	+/- %
Central Europe	36.319	36.576	-1
Pan-European Gas	11.570	11.686	-1
UK	10.430	6.541	+59
Nordic	6.187	6.294	-2
US-Midwest	3.491	3.521	-1
Corporate Center	404	597	-32
Kerngeschäft Energie	68.401	65.215	+5
Viterra	1.806	1.887	-4
Gesamt	70.207	67.102	+5
Degussa ²⁾	44.464	44.481	-
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			

Am 31. März 2004 waren im E.ON-Konzern weltweit 70.207 Mitarbeiter beschäftigt, zuzüglich 2.006 Auszubildende und 281 Vorstände und Geschäftsführer. Im Ausland waren zu diesem Zeitpunkt 33.576 Mitarbeiter (48 Prozent) beschäftigt. Damit ist die Belegschaft seit dem 31. Dezember 2003 um 3.105 Personen oder 5 Prozent angestiegen. Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf den Erwerb von Midlands Electricity zurückzuführen.

Die Zahl der Beschäftigten bei Central Europe ist im Vergleich zum 31. Dezember 2003 geringfügig auf insgesamt 36.319 Mitarbeiter zurückgegangen.

Bei Pan-European Gas blieb die Anzahl der Mitarbeiter gegenüber dem Jahresende 2003 mit 11.570 Personen nahezu konstant.

Zum Ende des ersten Quartals 2004 waren in der Market Unit UK 10.430 Mitarbeiter beschäftigt. Der Anstieg um 59 Prozent ist auf den Erwerb von Midlands Electricity (3.700 Beschäftigte) zurückzuführen.

In der Market Unit Nordic ging die Mitarbeiterzahl im ersten Quartal um 2 Prozent gegenüber dem Jahresende 2003 auf insgesamt 6.187 Mitarbeiter zurück.

Die Anzahl der Mitarbeiter in der Market Unit US-Midwest blieb im ersten Quartal 2004 mit 3.491 Beschäftigten nahezu unverändert.

Im Segment Corporate Center ging die Beschäftigtenzahl aufgrund der Veräußerung einer nicht zum Kerngeschäft gehörenden Beteiligung seit dem 31. Dezember 2003 um 32 Prozent auf insgesamt 404 Mitarbeiter zurück.

Am 31. März 2004 waren bei Viterra 1.806 Mitarbeiter beschäftigt. Damit verringerte sich der Personalstand im Vergleich zum 31. Dezember 2003 um 4 Prozent. Dies ist unter anderem durch die Abwicklung von Viterra Baupartner begründet.

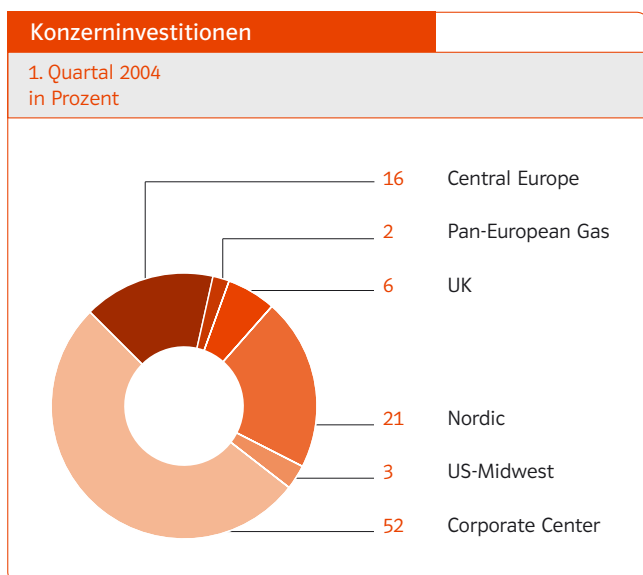
Der Aufwand für Löhne und Gehälter einschließlich der sozialen Abgaben betrug im Berichtszeitraum rund 1,1 Mrd € (Vorjahr: 1,3 Mrd €).

Bei unserer at equity einbezogenen Gesellschaft Degussa waren am 31. März 2004 44.464 Mitarbeiter (31. Dezember 2003: 44.481 Mitarbeiter) zuzüglich 1.773 Auszubildende beschäftigt.

16 Investitionen

Konzerninvestitionen			
1. Quartal in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	277	282	-2
Pan-European Gas	39	135 ²⁾	-71
UK	100	53	+89
Nordic	367	238	+54
US-Midwest	54	98	-45
Corporate Center	880	4.218	-79
Kerngeschäft Energie	1.717	5.024	-66
Weitere Aktivitäten³⁾	3	121	-98
Konzerninvestitionen	1.720	5.145	-67

¹⁾ Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
²⁾ Ruhrgas für den Zeitraum 1.2. bis 31.3. 2003
³⁾ enthält Viterra und die seit dem 1. 2. 2003 at equity bewertete Degussa



Im E.ON-Konzern lagen die Investitionen im Berichtszeitraum mit 1,7 Mrd € um 67 Prozent unter dem Vorjahresniveau. In Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände wurden 463 Mio € (Vorjahr: 456 Mio €) investiert. Die Investitionen in Finanzanlagen betrugen 1.257 Mio € gegenüber 4.689 Mio € im Vorjahr.

Die Market Unit Central Europe investierte 2 Prozent weniger als im Vorjahr. Auf Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände entfielen 197 Mio € (Vorjahr: 186 Mio €) und in Finanzanlagen 80 Mio € (Vorjahr: 96 Mio €). Der Großteil der Sachanlageinvestitionen floss in die Bereiche Stromerzeugung und -verteilung.

In der Market Unit Pan-European Gas betrugen die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände im Berichtszeitraum 26 Mio € (Vorjahr: 50 Mio €) und in Finanzanlagen 13 Mio € (Vorjahr: 85 Mio €). Der Großteil der Sachanlageinvestitionen entfiel auf Infrastrukturmaßnahmen.

In der Market Unit UK lagen die Investitionen im Berichtszeitraum mit 100 Mio € um 89 Prozent über dem Vorjahreswert von 53 Mio €. In Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände wurden 122 Mio € (Vorjahr: 49 Mio €) investiert. Sie entfielen insbesondere auf die Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die konventionelle Stromerzeugung sowie das regulierte Verteilungsgeschäft. Die Investitionen in Finanzanlagen waren mit -22 Mio € im ersten Quartal 2004 negativ. Die im Rahmen der Akquisition von Midlands Electricity übernommenen liquiden Mittel überstiegen den Kaufpreis für das Eigenkapital.

In den ersten drei Monaten 2004 investierte die Market Unit Nordic 63 Mio € in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände. Die Investitionen in Finanzanlagen entfielen mit 304 Mio € im Wesentlichen auf den Erwerb weiterer Anteile an Grøntinge. E.ON Nordic hält nun rund 99 Prozent der Anteile.

Die Investitionen der Market Unit US-Midwest betrugen im ersten Quartal 2004 54 Mio € im Vergleich zu 98 Mio € im Vorjahr. Der Rückgang resultiert aus geringeren Ausgaben für Umweltschutzmaßnahmen und geringeren Investitionen für Gasturbinen zur Deckung der Nachfrage im Versorgungsgebiet.

Im Bereich Corporate Center enthalten die Investitionen im Wesentlichen die Auszahlungen für den Rückkauf von Anleihen im Zusammenhang mit dem Erwerb von Midlands Electricity. Im Vorjahr betrafen die Investitionen vor allem die Akquisition von Ruhrgas-Anteilen.

Die Investitionen lagen bei Viterra mit 3 Mio € deutlich unter dem Vergleichswert des Vorjahres (85 Mio €). Im Vorjahreswert war mit 49 Mio € der Erwerb von weiteren Anteilen an der Frankfurter Siedlungsgesellschaft enthalten.

E.ON-Aktie

17

Der Kurs der E.ON-Aktie ist in den ersten drei Monaten 2004 um 4 Prozent gestiegen und lag damit leicht über der Entwicklung des europäischen Aktienmarktes, gemessen am Euro STOXX 50-Return Index (+2 Prozent). Im Vergleich zum europäischen Branchenindex Stoxx-Utilities Return Index (+8 Prozent) entwickelte sich die E.ON-Aktie leicht schwächer. Das Volumen der gehandelten E.ON-Aktien stieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 10 Prozent auf 11,5 Mrd €. Die E.ON-Aktie war damit das achthäufigst gehandelte Papier im DAX. Nach Marktkapitalisierung war E.ON zum 31. März 2004 der fünftgrößte Wert im DAX.

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

E.ON-Aktie

	31. 3. 2004	31. 12. 2003
Anzahl Stückaktien in Mio ¹⁾	656	656
Schlusskurs in €	53,70	51,74
Marktkapitalisierung in Mrd €	37,2	35,8
1) ohne eigene Aktien		

Kurse und Umsätze

1. Quartal	2004	2003
Höchstkurs in € ¹⁾	56,30	42,90
Tiefstkurs in € ¹⁾	49,90	34,67
Umsatz E.ON-Aktien ²⁾		
- in Mio Stück	220,2	268,1
- in Mrd €	11,5	10,5

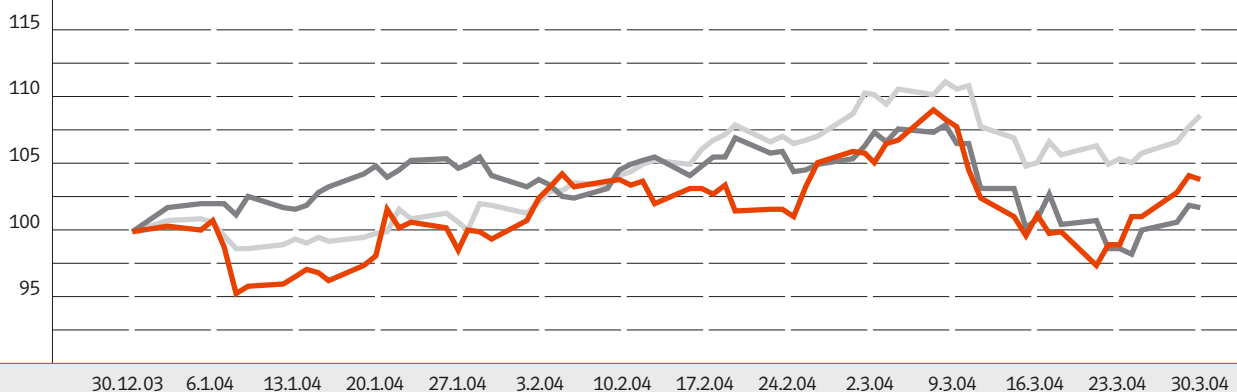
1) basierend auf Schlusskursen

2) Quelle: Bloomberg, alle deutschen Börsen

Performance der E.ON-Aktie

in %

— E.ON — Euro Stoxx — Stoxx-Utilities



18 Finanzlage

Cashflow			
1. Quartal in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/-
Central Europe	143	705	-562
Pan-European Gas	833	853 ²⁾	-20
UK	57	-100	+157
Nordic	247	29	+218
US-Midwest	-2	-12	+10
Corporate Center	-213	-395	+182
Kerngeschäft Energie	1.065	1.080	-15
Weitere Aktivitäten	25	-29	+54
Operativer Cashflow³⁾	1.090	1.051	+39
Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögensgegenstände	-463	-456	-7
Free Cashflow⁴⁾	627	595	+32

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
 2) Ruhgas für den Zeitraum 1.2. bis 31.3. 2003
 3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
 4) Non-GAAP financial measure

Netto-Finanzposition			
in Mio €	31. 3. 2004	31. 12. 2003	31. 3. 2003
Einlagen bei Kreditinstituten	3.924	3.807	4.076
Wertpapiere/Fonds des Umlaufvermögens	7.597	6.988	6.724
Summe liquide Mittel	11.521	10.795	10.800
Wertpapiere/Fonds des Anlagevermögens	765	981	1.128
Finanzvermögen	12.286	11.776	11.928
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten/Anleihen	-15.621	-16.295	-17.589
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Dritten	-4.328	-3.336	-7.215
Summe Finanzschulden	-19.949	-19.631	-24.804
Netto-Finanzposition¹⁾	-7.663	-7.855	-12.876

1) Non-GAAP financial measure, Überleitung siehe nebenstehende Tabelle

E.ON stellt die Finanzlage des Konzerns unter anderem mit den Kennzahlen operativer Cashflow und Netto-Finanzposition dar. Die Netto-Finanzposition ist ein Gradmesser für die Finanzkraft des E.ON-Konzerns. Sie ist der Saldo aus der Brutto-Finanzverschuldung und dem vorhandenen Finanzvermögen.

Der operative Cashflow lag im ersten Quartal 2004 über dem Vorjahresniveau. In unserem Kerngeschäft Energie verzeichneten wir einen unverändert hohen operativen Cashflow.

Der operative Cashflow der Market Unit Central Europe ging aufgrund von über dem Vorjahresquartal liegenden Zahlungen zur Wiederaufbereitung von Kernbrennstoffen infolge veränderter Zahlungsmodalitäten zurück. Darüber hinaus erfolgten im Vorjahr höhere konzerninterne Steuergutschriften.

Die Market Unit Pan-European Gas verzeichnet einen unverändert hohen operativen Cashflow. Allerdings konnte trotz der Konsolidierung des vollen Quartals im Jahr 2004 (Vorjahr: Februar-März) kein Cashflow-Anstieg erzielt werden, weil die im Jahr 2004 deutlich schlechteren Witterungsbedingungen und konzerninterne Steuerverrechnungen den operativen Cashflow beeinträchtigten.

Bei den Market Units UK und Nordic stieg der operative Cashflow stark an. Bei UK ist dies auf die Konsolidierung von Midlands Electricity im Jahr 2004 zurückzuführen. Ferner fielen Sondereffekte, die zu Belastungen in der Berichtsperiode des Vorjahres führten, nicht an. Hierzu zählen z.B. Ausgleichszahlungen für die Auflösung von Zinsswaps und eines Gasvertrags sowie ein Anstieg des Working Capitals.

Der Cashflow-Anstieg der Market Unit Nordic ist durch höhere Margen im Retailgeschäft und eine höhere Produktion im Bereich Wasserkraft bedingt. Des weiteren führt die Konsolidierung von Grange und der Rückgang des Working Capitals zu einer Erhöhung des operativen Cashflows.

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

Zu beachten ist, dass im ersten Quartal aufgrund der Abrechnungszyklen im Energiegeschäft der Market Units Central Europe und UK geringere Cashflow-Überschüsse erzielt werden. Dagegen erfolgt insbesondere im zweiten und dritten Quartal eines Jahres ein entsprechender Abbau des Working Capitals, der zu Cashflow-Überschüssen führt.

Als Free Cashflow bezeichnen wir den Überschuss des operativen Cashflows nach Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen. Dieser Überschuss steht insbesondere für Wachstumsinvestitionen, Dividenden, Tilgungen und Geldanlagen zur Verfügung.

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

Zum 31. März 2004 betrug die Netto-Finanzposition des E.ON-Konzerns -7.663 Mio €. Die Netto-Finanzposition ist der Saldo aus dem Finanzvermögen (12.286 Mio €) und den Finanzschulden gegenüber Kreditinstituten und Dritten (-19.949 Mio €).

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

Im Vergleich zum Stand per 31. Dezember 2003 (-7.855 Mio €) hat sich die Netto-Finanzposition weiter verbessert. Im Wesentlichen ist dies auf den hohen operativen Cashflow und die Erlöse aus dem Verkauf von Anteilen an VNG und EWE zurückzuführen. Dagegen belasteten erhebliche Finanzmittelabflüsse bzw. die Konsolidierung übernommener Finanzschulden im Rahmen der Erwerbe von Midlands Electricity sowie der restlichen Granninge-Anteile, Investitionen in Sachanlagen und Beteiligungen die Netto-Finanzposition. Das Kaufangebot für Powergen-Anleihen hatte keinen Einfluss auf die Höhe der Netto-Finanzposition, verbesserte jedoch die Struktur der Finanzverbindlichkeiten im E.ON-Konzern.

Der Anstieg des Netto-Zinsaufwandes um 21 Mio € gegenüber dem Vorjahr resultiert vor allem aus einer Einmalbelastung aus dem Kaufangebot für Powergen-Anleihen. Im Netto-Zinsaufwand sind nur die Zinsergebnisse der Komponenten enthalten, die auch Bestandteil der Netto-Finanzposition sind.

Aufgrund des stärkeren Anstiegs des Adjusted EBITDA gegenüber dem des Netto-Zinsaufwands hat sich die Finanzkennzahl Adjusted EBITDA/Netto-Zinsaufwand weiter verbessert.

Am 30. April 2004 hat Moody's das Langfrist-Rating für E.ON-Anleihen von A1 „review for possible upgrade“ auf Aa3 mit einem stabilen Ausblick heraufgestuft. Standard & Poor's hat am 4. August 2003 das Langfrist-Rating für E.ON-Anleihen von AA- bestätigt und den Ausblick von stabil auf negativ geändert. 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 €	31. 3. 2004	31. 12. 2003	31. 3. 2003
Liquide Mittel laut Bilanz	11.521	10.795	10.800
Finanzanlagen laut Bilanz	18.735	17.725	19.409
- davon Ausleihungen	-1.787	-1.785	-1.878
- davon Beteiligungen	-15.562	-14.361	-15.548
- davon Anteile an verbundenen Unternehmen	-621	-598	-855
= Finanzvermögen	12.286	11.776	11.928
Finanzverbindlichkeiten laut Bilanz	-22.113	-21.787	-27.407
- davon gegenüber verbundenen Unternehmen aus Finanzgeschäft	234	231	261
- davon gegenüber Beteiligungsunternehmen aus Finanzgeschäft	1.930	1.925	2.342
= Summe Finanzschulden	-19.949	-19.631	-24.804
Netto-Finanzposition	-7.663	-7.855	-12.876

Finanzkennzahlen		
1. Quartal in Mio €	2004	2003
Netto-Zinsaufwand¹⁾	-218	-197
Adjusted EBITDA²⁾	3.024	2.658
Adjusted EBITDA/Netto Zinsaufwand	13,9x	13,5x
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		

20 Wichtige Ereignisse

Im März 2004 hat E.ON ein Kaufangebot für alle ausstehenden Anleihen von Powergen und deren Tochtergesellschaften mit einem Nominalwert von ca. 1,8 Mrd € gemacht. Davon ausgenommen wurde die 2004 fällige US-Dollar-Anleihe. Die Transaktion wurde im März 2004 abgeschlossen; es wurden insgesamt Anleihen mit einem Nominalwert von ca. 1,2 Mrd € zurückgekauft, für die E.ON rund 1,3 Mrd € gezahlt hat.

Die EU hat am 23. Oktober 2003 eine Richtlinie verabschiedet, die den Handel mit CO₂-Emissionsrechten ab dem 1. Januar 2005 vorsieht. Die Mitgliedstaaten waren gemäß der Richtlinie dazu aufgefordert, bis zum 31. März 2004 einen sogenannten Nationalen Allokationsplan bei der EU-Kommission zur Genehmigung vorzulegen, der Auskunft darüber gibt, wie

die CO₂-Emissionszertifikate auf die einzelnen am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen verteilt werden sollen. Im März 2004 wurde innerhalb der Bundesregierung ein Kompromiss über die Verteilung gefunden. Wir können nach den uns derzeit vorliegenden Informationen noch keine endgültigen Aussagen hinsichtlich der Auswirkungen des Emissionshandels auf E.ON treffen. Die jetzt veröffentlichte Anlagenliste mit den einzelnen Emissionsmengen muss noch geprüft werden. Ferner fehlen realistische Preisindikatoren über den zukünftigen CO₂-Preis. Nach ersten, vorläufigen Berechnungen gehen wir jedoch davon aus, dass die Reduktionsverpflichtungen für uns tragbar sein werden. Ferner stehen wir aufgrund unseres relativ CO₂-armen Erzeugungsportfolios im Wettbewerb vergleichsweise günstig da.

Ausblick

Der erfreuliche Start in das Jahr 2004 stärkt unsere Erwartung, das im Vorjahr erzielte Rekordniveau des Adjusted EBIT nochmals übertreffen zu können.

Allerdings erwarten wir für das Gesamtjahr eine geringere Steigerungsrate als im ersten Quartal, das in besonderem Maße von Konsolidierungseffekten profitierte. In unserem Kerngeschäft Energie rechnen wir mit einem 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 über dem vergleichbaren Wert des Vorjahres liegen wird. Dazu werden vor allem die weitere Verbesserung der Strommarge, Erstkonsolidierungen in Zentralosteuropa, Effizienzverbesserungen sowie Entlastungen bei den Brennstoff- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich beitragen.

In der Market Unit Pan-European Gas rechnen wir für das Jahr 2004 damit, dass das außergewöhnlich hohe Adjusted EBIT des Vorjahres nicht wieder erreicht wird. Das im Vergleich zum Vorjahr wärmere erste Quartal führte zu niedrigeren Gasabsätzen und Erlösen. Dieser Effekt, der abrechnungsbedingt auch die Folgemonate belastet, führt zusammen mit den derzeitigen Energiepreisentwicklungen zu niedrigeren Ergebniserwartungen im Vergleich zum Vorjahr.

Für die Market Unit UK rechnen wir mit einem Adjusted EBIT deutlich über Vorjahresniveau. Ursächlich dafür ist im Wesentlichen die Erstkonsolidierung des Verteilungsgeschäfts von Midlands Electricity. Im unregulierten Geschäft hat Powergen UK aufgrund der gestiegenen Großhandelspreise die Strom- und Gaspreise für die Mehrzahl ihrer Haushaltskunden angehoben.

Die Market Unit Nordic wird von der erstmals ganzjährigen Vollkonsolidierung von Graninge, verbesserten Margen und höheren Erzeugungsmengen aus Wasserkraft profitieren. Deshalb gehen wir – normalisierte Wasserstände der Reservoirs unterstellt – von einer deutlichen Steigerung des Adjusted EBIT aus.

Für die Market Unit US-Midwest rechnen wir für das Gesamtjahr in lokaler Währung mit einer Verbesserung des Adjusted EBIT. Das Ergebnis wird voraussichtlich von den Tarifierhöhungen profitieren, die die beiden regulierten Geschäfte von LG&E Energy im Dezember 2003 bei der Kentucky Public Service Commission beantragt haben. Der Erfolg des unregulierten Geschäfts wird von der Entwicklung der Kohle- und der Großhandelspreise im Mittleren Westen sowie der politischen und ökonomischen Situation in Argentinien abhängig sein. In der Berichtswährung Euro hängt das Ergebnis im laufenden Geschäftsjahr von der weiteren Entwicklung des US-Dollar-Wechselkurses ab.

Nach den außergewöhnlichen Steigerungsraten bei den Wohnungsverkäufen im Vorjahr erwarten wir bei Viterro für das Jahr 2004 rückläufige Verkaufszahlen. Das Adjusted EBIT wird hierdurch voraussichtlich das hohe Niveau des Vorjahres nicht ganz erreichen. Maßgeblich für die Entwicklung werden die derzeit schwer einzuschätzenden Auswirkungen der veränderten steuerlichen Rahmenbedingungen für die Immobilienwirtschaft sein.

Trotz weiterer operativer Verbesserungen gehen wir davon aus, dass wir beim Konzernüberschuss das Niveau des Vorjahres voraussichtlich nicht wieder erreichen werden. Buchgewinne, die mit denen des Jahres 2003 vergleichbar wären, zeichnen sich aus heutiger Sicht für das Jahr 2004 nicht ab.

Zwischenabschluss (ungeprüft)

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns		
1. Quartal in Mio €	2004	2003
Umsatzerlöse	14.622	13.713
Strom-/Erdgassteuer	-1.394	-1.095
Umsatzerlöse nach Abzug Strom-/Erdgassteuer	13.228	12.618
Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen	-9.973	-9.509
Bruttoergebnis vom Umsatz	3.255	3.109
Vertriebskosten	-1.145	-1.263
Allgemeine Verwaltungskosten	-292	-356
Sonstige betriebliche Erträge	1.841	1.506
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-1.391	-1.013
Finanzergebnis	-116	-85
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.152	1.898
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-526	-298
Anteile Konzernfremder	-175	-168
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	1.451	1.432
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	4	2
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-448
Konzernüberschuss	1.455	986
Ergebnis je Aktie in €		
- aus fortgeführten Aktivitäten	2,21	2,20
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,01	-
- aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-0,69
- aus Konzernüberschuss	2,22	1,51

22 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	31. 3. 2004	31. 12. 2003
Aktiva		
Immaterielle Vermögensgegenstände	18.724	18.069
Sachanlagen	44.781	42.836
Finanzanlagen	18.735	17.725
Anlagevermögen	82.240	78.630
Vorräte	2.211	2.477
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	1.995	2.192
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	16.000	15.833
Vermögen der abzugebenden Aktivitäten	-	-
Liquide Mittel (davon Zahlungsmittel < 3 Monate 2004: 4.024/2003: 3.321)	11.521	10.795
Umlaufvermögen	31.727	31.297
Aktive latente Steuern	1.596	1.525
Rechnungsabgrenzungsposten	386	398
Summe Aktiva	115.949	111.850

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	31. 3. 2004	31. 12. 2003
Passiva		
Eigenkapital	32.747	29.774
Anteile Konzernfremder	4.604	4.625
Pensionsrückstellungen	7.550	7.442
Übrige Rückstellungen	26.526	26.764
Rückstellungen	34.076	34.206
Finanzverbindlichkeiten	22.113	21.787
Betriebliche Verbindlichkeiten	14.565	14.113
Verbindlichkeiten	36.678	35.900
Schulden der abzugebenden Aktivitäten	-	-
Passive latente Steuern	6.728	6.265
Rechnungsabgrenzungsposten	1.116	1.080
Summe Passiva	115.949	111.850

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1. Quartal in Mio €	2004	2003
Konzernüberschuss	1.455	986
Anteile Konzernfremder	175	168
Überleitung zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-4	-2
Ab-/Zuschreibungen und außerplanmäßige Wertminderungen auf das Anlagevermögen	696	727
Veränderung der Rückstellungen	-222	886
Veränderung der latenten Steuern	-161	-330
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-493	-86
Ergebnis aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-418	-540
Veränderung von Posten des Umlaufvermögens und der sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten	62	-758
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (Operativer Cashflow)	1.090	1.051
Einzahlungen aus dem Abgang von		
Finanzanlagen	977	1.731
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	242	156
Auszahlungen für Investitionen in		
Finanzanlagen	-1.257	-4.689
immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-463	-456
Veränderung der Finanzmittelanlagen des Umlaufvermögens	983	1.114
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	482	-2.144
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen einschließlich Konzernfremder	-	-
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Aktien	-	-
Gezahlte Dividenden		
an Aktionäre der E.ON AG	-	-
an Konzernfremde	-101	-38
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	-840	3.504
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-941	3.466
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten	631	2.373
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate)	72	-28
Zahlungsmittel (< 3 Monate) zum Jahresanfang	3.321	1.342
Zahlungsmittel (< 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Jahresanfang	-	-10
Zahlungsmittel (< 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	4.024	3.677
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	7.497	7.119
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	-	-
Zahlungsmittel (< 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	-	4
Liquide Mittel laut Bilanz	11.521	10.800

24 Zwischenabschluss (ungeprüft)

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		
1. Januar 2003	1.799	11.402	13.472	-242	-3	-401	-115	-259	25.653
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile									
Gezahlte Dividenden									
Konzernüberschuss			986						986
Other Comprehensive Income				-289	-267	47	107		-402
Summe Comprehensive Income									584
31. März 2003	1.799	11.402	14.458	-531	-270	-354	-8	-259	26.237
1. Januar 2004	1.799	11.564	16.976	-1.021	1.184	-492	20	-256	29.774
Zurückgekauft/ verkaufte eigene Anteile									
Gezahlte Dividenden									
Konzernüberschuss			1.455						1.455
Other Comprehensive Income				247	1.219	37	15		1.518
Summe Comprehensive Income									2.973
31. März 2004	1.799	11.564	18.431	-774	2.403	-455	35	-256	32.747

Erläuternde Angaben

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die für den Zwischenabschluss zum 31. März 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, zwei Unternehmen zur Verwaltung von Beteiligungen, eine gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaft sowie eine Gesellschaft zur Verwaltung und Veräußerung von Immobilien. Nach Erwerb sämtlicher Anteile findet FIN 46 revised auf eine bisher gemeinschaftlich geführte Stromerzeugungsgesellschaft keine Anwendung mehr.

Die in den E.ON-Konzern einbezogenen Gesellschaften weisen Aktiva und Passiva in Höhe von jeweils rund 1.376 Mio € sowie ein Ergebnis von 17 Mio € vor Konsolidierung auf. 118 Mio € Sachanlagevermögen dienen als Sicherheit für Verpflichtungen aus Finanzierungsleasing und Bankkrediten. Rückgriffsbeschränkungen von Gläubigern der konsolidierten Variable Interest Entities gegenüber dem Vermögen der konsolidierenden Gesellschaften gibt es nicht.

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

Powergen hat am 16. Januar 2004 die Übernahme von 100 Prozent der Anteile an dem britischen Stromverteiler Midlands Electricity vollzogen. Der Kaufpreis betrug 1,696 Mrd € (1,173 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 96 Mio € gegenüber. Die Gesellschaft wurde zum 16. Januar 2004 erstkonsolidiert.

Weitere Unternehmenserwerbe im Jahr 2004

Sydkraft erhöhte im Januar sowie im März 2004 ihre Beteiligung an Graninge durch den Erwerb weiterer 19,8 Prozent der Anteile in zwei Tranchen zu einem Kaufpreis von 287 Mio € (2,65 Mrd SEK) von 79,0 Prozent zum 31. Dezember 2003 auf 98,8 Prozent.

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 erzielt 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 Veräußerungsauflagen aus der Ministererlaubnis zum Ruhrgas-Erwerb erfüllt.

Am 26. Januar 2004 übernahmen die beiden EWE-Hauptaktionäre Energieverband Elbe-Weser Beteiligungsholding und Weser-Ems Energiebeteiligungen die E.ON Energie-Beteiligung 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 in 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 erzielt hieraus einen Buchgewinn von 60 Mio € auf den ursprünglich von E.ON Energie gehaltenen 5,3-Prozent-Anteil an VNG. Der über Ruhrgas gehaltene Anteil von 36,8 Prozent wurde im Rahmen der Kaufpreisverteilung nach dem Ruhrgas-Erwerb zum aktuellen Zeitwert angesetzt, so dass hieraus kein Buchgewinn entstand.

Die nachfolgenden ungeprüften konsolidierten Pro-forma-Zahlen stellen den E.ON-Konzern so dar, als ob die Akquisition von Midlands Electricity sowie die 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.

Pro-forma-Informationen		
1. Quartal in Mio €	2004	2003
Umsatz ¹⁾	13.252	14.108
Konzernüberschuss vor Ergebniseffekten aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	1.459	1.508
Konzernüberschuss	1.459	1.070
Ergebnis je Aktie (in €)	2,22	1,64
1) ausschließlich Strom-/Erdgassteuer		

Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie		
1. Quartal	2004	2003
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten in Mio €	1.451	1.432
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio €	4	2
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften in Mio €	-	-448
Konzernüberschuss in Mio €	1.455	986
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in 1.000 Stück	656.026	652.342
Ergebnis je Aktie (in €)		
aus fortgeführten Aktivitäten	2,21	2,20
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,01	-
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-0,69
aus Konzernüberschuss	2,22	1,51

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 das erste Quartal 2003 wurden um die Werte für nicht fortgeführte Aktivitäten angepasst.

Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten		
1. Quartal in Mio €	2004	2003
VEBA Oel	-	-37
Viterra-Aktivitäten	4	10
E.ON Energie-Aktivitäten	-	29
Insgesamt	4	2

Forschung und Entwicklung

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern entfällt im Wesentlichen auf Ruhrgas. In den ersten drei Monaten 2004 betrug er insgesamt 13 Mio € (Vorjahr: 35 Mio €).

Finanzergebnis

In der folgenden Tabelle ist das Finanzergebnis für das erste Quartal 2004 im Vergleich zum Berichtszeitraum 2003 dargestellt.

Finanzergebnis			
1. Quartal in Mio €	2004	2003	+/- %
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	200	198	+1
Sonstiges Beteiligungsergebnis	20	25	-20
Beteiligungsergebnis	220	223	-1
Erträge aus anderen Wertpapieren	9	13	-31
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	7	9	-22
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	123	127	-3
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-475	-457	-4
- davon Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	125	115	+9
- davon aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	-	-5	-
Zinsergebnis	-336	-308	-9
Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen	-	-	-
Finanzergebnis	-116	-85	-36

Goodwill und Immaterielle Vermögensgegenstände

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Veränderungen des Goodwills im ersten Quartal 2004 nach Segmenten:

Goodwill ¹⁾								
1. Quartal 2004 in Mio €	Central Europe	Pan- European Gas	UK	Nordic	US- Midwest	Cor- porate Center	Weitere Aktivi- täten	Summe
Nettobuchwert zum 31. Dezember 2003	2.178	3.755	4.348	297	3.367	-	10	13.955
Zugänge/Abgänge	-	-4	473	70	-	1	-	540
Goodwill Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Veränderungen ²⁾	-112	-26	265	-27	75	-	-	175
Nettobuchwert zum 31. März 2004	2.066	3.725	5.086	340	3.442	1	10	14.670

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 31. März 2004:

Immaterielle Vermögensgegenstände		
in Mio €	31. 3. 2004	31. 12. 2003
Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer		
Anschaffungskosten	4.411	4.393
Kumulierte Abschreibungen	1.289	1.232
Nettobuchwert	3.122	3.161
Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	932	953
Summe	4.054	4.114

In den ersten drei Monaten 2004 betrugen die planmäßigen Abschreibungen auf die immateriellen Vermögensgegenstände 83 Mio € (Vorjahr: 110 Mio €) und die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände 1,5 Mio €. Abschreibungen auf Goodwill wurden im ersten Quartal 2004 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: 2004 (verbleibende 9 Monate): 254 Mio €, 2005: 276 Mio €, 2006: 253 Mio €, 2007: 244 Mio €, 2008: 222 Mio € und 2009: 219 Mio €. Durch zukünftige Akquisitionen und Veräußerungen können die tatsächlichen Werte hiervon abweichen.

Bestand eigener Aktien

Der Bestand eigener Aktien zum 31. März 2004 hat sich gegenüber dem zum 31. Dezember 2003 nicht verändert. Der Bestand bei der E.ON AG lag bei 4.403.342 eigene Aktien. Weitere 31.570.257 E.ON-Aktien werden von Tochterunternehmen gehalten. E.ON hält damit 5,2 Prozent des Grundkapitals als eigene Aktien.

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		
1. Quartal in Mio €	2004	2003
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	49	43
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	207	191
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-111	-86
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	7	6
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)	5	6
Summe	157	160

In Übereinstimmung mit FASB Staff Position (FSP) No. FAS 106-1 „Accounting and Disclosure Requirements Related to the Medicare Prescription Drug, Improvement and Modernization Act of 2003“ enthalten die Angaben zu bilanzierten Verpflichtungen aus Gesundheitsfürsorgeleistungen sowie die hierauf entfallenden Aufwendungen im Berichtsjahr nicht die Auswirkungen dieses Gesetzes, da es für die aus diesem Gesetz resultierenden Leistungen bisher noch keine verbindlichen Anwendungsvorschriften zur Rechnungslegung gibt. Bei einer späteren Anwendung solcher Vorschriften können sich die ausgewiesenen Beträge für Gesundheitsvorsorgeleistungen ändern.

Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

Zum 31. März 2004 betreffen die Verpflichtungen von E.ON aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland (8.118 Mio €) und Schweden (379 Mio €), die Rekultivierung von konventionellen Kraftwerksstandorten, einschließlich Demontage von Stromübertragungs- bzw. -verteilungsausrüstung (387 Mio €), die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten (75 Mio €) und Tagebaustandorten (56 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 € sowie ein Vermögensgegenstand unter US-Regulierung in Höhe von rund 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 125 Mio € für die ersten drei Monate 2004 (Vorjahr: 115 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 31. März 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 531 Mio € (Jahresende 2003: 525 Mio €) betragen. Für nahestehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 355 Mio € (Jahresende 2003: 310 Mio €) enthalten.

Indirekte Garantien beinhalten zusätzliche Verpflichtungen in Verbindung mit 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 625 Mio € (Jahresende 2003: 663 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 377 Mio € (Jahresende 2003: 353 Mio €) enthalten. Die Gesellschaft hat zum 31. März 2004 Rückstellungen in Höhe von 116 Mio € (Jahresende 2003: 95 Mio €) bezüglich der Finanzgarantien gebildet.

Freistellungsvereinbarungen

Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen, die von Konzerngesellschaften abgeschlossen wurden, beinhalten Freistellungsvereinbarungen und andere Garantien mit Laufzeiten bis 2050 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 waren, maximal 4.867 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 31. März 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 Garantieübergabe 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 €) Gewährleistungsgarantien und Marktwertgarantien, die zu maximalen undiskontierten zukünftigen Zahlungen in Höhe von 71 Mio € führen könnten. Darüber hinaus bestehen Produktgarantien, für die ein Betrag von 28 Mio € in den Rückstellungen zum 31. März 2004 enthalten ist. Die Veränderung gegenüber dem Rückstellungsstand von 30 Mio € am 31. Dezember 2003 resultiert mit 2 Mio € aus dem Verbrauch und der Auflösung von Rückstellungen im ersten Quartal 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 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

Informationen nach Segmenten

1. Quartal in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK		Nordic	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Außenumsatz	5.805	5.339	4.425	3.209	2.582	2.537	1.018	801
Innenumsatz	62	90	145	121	3	-	14	12
Gesamtumsatz	5.867	5.429	4.570	3.330	2.585	2.537	1.032	813
Adjusted EBITDA	1.440	1.365	510	435	407	297	381	239
Abschreibungen ³⁾	-261	-283	-94	-103	-137	-101	-102	-86
Adjusted EBIT	1.179	1.082	416	332	270	196	279	153
darin Equity-Ergebnis ³⁾	49	43	104	103	16	11	4	3
Operativer Cashflow	143	705	833	853	57	-100	247	29
Investitionen	277	282	39	135	100	53	367	238
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	197	186	26	50	122	49	63	68
Finanzanlagen	80	96	13	85	-22	4	304	170

1) Die weiteren Aktivitäten beinhalten die Beteiligungen an Viterro und Degussa. Degussa wird seit dem 1. Februar 2003 nur noch mit einem Anteil von 46,5 Prozent at equity in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen. Der Beitrag zum Adjusted EBIT betrug 39 Mio € im 1. Quartal 2004 (1. Quartal 2003: 107 Mio €).

2) angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten

3) Im Jahr 2004 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 einer Kraftwerksbeteiligung in der Market Unit UK, die im neutralen Ergebnis ausgewiesen wird.

Rückstellungen behandelt, sofern sie nach US-GAAP in anderen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung auszuweisen sind.

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. Quartal in Mio €	2004	2003
Netto-Zinsaufwand	-218	-197
- Netto-Zinsaufwand aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen und Beteiligungsunternehmen	-	-5
- Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-125	-115
+ Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	7	9
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-336	-308
Neutrales Zinsergebnis ¹⁾	29	3
Zinsanteil langfristiger Rückstellungen	-90	-130
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-397	-435
1) Neutrale Zinsaufwendungen werden addiert, neutrale Zinserträge abgezogen. Das neutrale Zinsergebnis in den ersten drei Monaten 2004 und 2003 betrifft unter anderem steuerlich bedingten Zinsaufwand.		

US-Midwest		Corporate Center		Kerngeschäft Energie		Weitere Aktivitäten¹⁾		E.ON-Konzern	
2004	2003²⁾	2004	2003	2004	2003²⁾	2004	2003	2004	2003²⁾
520	557	50	33	14.400	12.476	222	1.237	14.622	13.713
-	-	-226	-225	-2	-2	2	2	-	-
520	557	-176	-192	14.398	12.474	224	1.239	14.622	13.713
139	115	-3	-93	2.874	2.358	150	300	3.024	2.658
-46	-52	-5	-4	-645	-629	-34	-98	-679	-727
93	63	-8	-97	2.229	1.729	116	202	2.345	1.931
5	6	-	-4	178	162	39	36	217	198
-2	-12	-213	-395	1.065	1.080	25	-29	1.090	1.051
54	98	880	4.218	1.717	5.024	3	121	1.720	5.145
54	98	-2	-67	460	384	3	72	463	456
-	-	882	4.285	1.257	4.640	-	49	1.257	4.689

Finanzkalender

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

Wir senden Ihnen gerne
weitere Informationen:

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

T 02 11-45 79-3 67
F 02 11-45 79-5 32
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.