

2004	• Positiver Ergebnistrend bei allen Market Units fortgesetzt
JAN	• Deutlich zweistelliger Zuwachs beim Adjusted EBIT
FEB	• Konzernüberschuss auf Vorjahresniveau
MRZ	• Ausblick auf das Gesamtjahr erneut verbessert
APR	
MAI	
JUN	
JUL	
AUG	
SEP	
OKT	
NOV	
DEZ	

2 E.ON-Konzern in Zahlen

E.ON-Konzern in Zahlen			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003	+/- %
Stromabsatz in Mrd kWh ¹⁾	206,4	197,9	+4
Gasabsatz in Mrd kWh ¹⁾	473,4	485,2	-2
Umsatz	25.594	24.099	+6
Adjusted EBITDA ²⁾	5.593	4.891	+14
Adjusted EBIT ³⁾	4.208	3.483	+21
Betriebsergebnis ²⁾	3.765	2.677	+41
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	4.295	3.570	+20
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.814	2.505	+12
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	696	-
Konzernüberschuss	2.815	2.753	+2
Investitionen	2.878	6.081	-53
Operativer Cashflow ⁴⁾	2.787	2.038	+37
Free Cashflow ⁵⁾	1.721	1.016	+69
Netto-Finanzposition ⁶⁾ (30. 6. bzw. 31. 12.)	-8.048	-7.855	-2
Mitarbeiter (30. 6. bzw. 31. 12.)	69.786	67.102	+4
Ergebnis je Aktie (in €)	4,29	4,22	+2

1) Nicht konsolidierte Werte/Vorjahreszahl einschließlich Gasabsatz für E.ON Ruhrgas (6 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 den geltenden Anforderungen der neuen SEC-Regelungen hat E.ON die Non-GAAP financial measures auf die nächsten durch US-GAAP Rechnungslegungsstandards regulierten Größen übergeleitet. Die Fußnoten bei den entsprechenden Non-GAAP financial measures verweisen auf die Seiten des Berichts, auf denen eine entsprechende Überleitung zu finden ist. Die Non-GAAP financial measures dieses Berichts sollten nicht isoliert als Kennzahl für die Ertragslage oder Liquidität von E.ON betrachtet werden. Sie sollten deshalb nicht als Ersatz, sondern stets als Zusatz zu Konzernüberschuss, Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten und anderen gemäß US-GAAP ermittelten Ertrags- oder Cashflowgrößen gesehen werden. Die Non-GAAP financial measures, die von E.ON verwendet werden, können sich von denen anderer Unternehmen unterscheiden und sind somit nicht notwendiger Weise mit gleichlautenden Kennzahlen anderer Unternehmen vergleichbar.

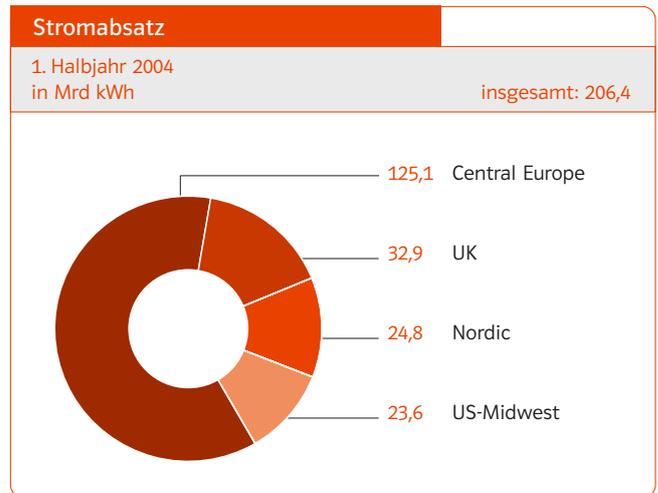
Inhalt

4	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
18	Sonstige Informationen
19	Ausblick
20	Zwischenabschluss (ungeprüft)
30	Weitere Segmentinformationen
32	Finanzkalender

4 Geschäftsverlauf und Konzernergebnis

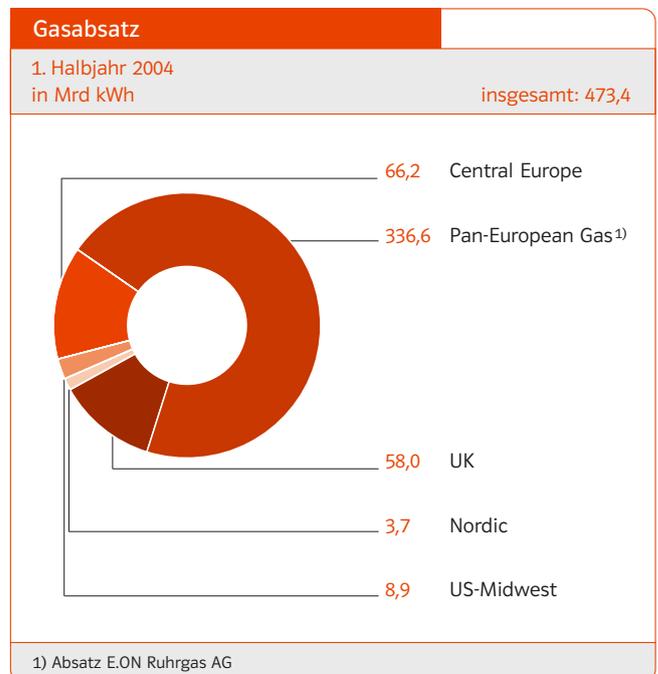
Konzernumsatz			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	10.866	10.100	+8
Pan-European Gas	7.436	6.143 ²⁾	+21
UK	4.468	4.190	+7
Nordic	1.753	1.489	+18
US-Midwest	963	979	-2
Corporate Center	-336	-310	-8
Kerngeschäft Energie	25.150	22.591	+11
Weitere Aktivitäten³⁾	444	1.508	-71
Konzernumsatz	25.594	24.099	+6

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 30.6.2003
 3) enthält Viterra und die seit 1.2.2003 at equity bewertete Degussa



Adjusted EBIT			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	2.159	1.850	+17
Pan-European Gas	909	757 ²⁾	+20
UK	520	366	+42
Nordic	393	269	+46
US-Midwest	168	115	+46
Corporate Center	-168	-179	+6
Kerngeschäft Energie	3.981	3.178	+25
Weitere Aktivitäten³⁾	227	305	-26
Adjusted EBIT⁴⁾	4.208	3.483	+21

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 30.6.2003
 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 Market-Unit-Struktur – ohne Auswirkungen auf die konsolidierten Kennzahlen – ermittelt. Weitere Informationen zur Market-Unit-Struktur finden Sie in unserer Broschüre „Strategie und Kennzahlen“ unter 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).

Im ersten Halbjahr 2004 konnten wir im Konzern die Stromlieferungen im Wesentlichen durch die Einbeziehung der tschechischen Stromregionalversorger JME und JCE sowie des schwedischen Energieversorgungsunternehmens Graninge

um 4 Prozent steigern. Der Gasabsatz sank aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr milderer Witterung um 2 Prozent.

Der Konzernumsatz stieg vor allem durch die erstmals seit Jahresbeginn wirksame Vollkonsolidierung von E.ON Ruhrgas und einigen europäischen Energieversorgungsunternehmen. E.ON Ruhrgas wird seit dem 1. Februar 2003, JME und JCE seit dem 1. Oktober 2003, Graninge seit dem 1. November 2003 und Midlands Electricity seit dem 16. Januar 2004 konsolidiert.

Im ersten Halbjahr 2004 konnten wir das Adjusted EBIT um 725 Mio € bzw. 21 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. Halbjahr in Mio €	2004	2003	+/- %
Adjusted EBITDA¹⁾	5.593	4.891	+14
Abschreibungen ¹⁾	-1.385	-1.408	-
Adjusted EBIT¹⁾	4.208	3.483	+21
Wirtschaftliches Zinsergebnis ¹⁾	-443	-806	-
Betriebsergebnis	3.765	2.677	+41
Nettobuchgewinne	504	609	-
Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement	-31	-73	-
Sonstiges nicht operatives Ergebnis	57	357	-
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	4.295	3.570	+20
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-1.197	-805	-
Anteile Konzernfremder	-284	-260	-
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	2.814	2.505	+12
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	1	696	-
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-448	-
Konzernüberschuss	2.815	2.753	+2

1) Erläuterungen siehe S. 30-31

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

Das wirtschaftliche Zinsergebnis verbesserte sich in den ersten sechs Monaten 2004 um rund 360 Mio €. Vor allem die Novellierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung (siehe Kommentierung auf S. 7) wirkte sich mit einem Einmaleffekt positiv aus.

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 (124 Mio €) und der Abgabe weiterer Degussa-Anteile (63 Mio €). Im Vorjahr betrafen die Buchgewinne vor allem den Verkauf von Anteilen an Bouygues Telecom (294 Mio €), die Veräußerung von Degussa-Anteilen (168 Mio €) sowie den Verkauf von Wertpapieren bei Central Europe (125 Mio €). Darüber hinaus resultierten rund 100 Mio € Buchgewinne im Wesentlichen aus der Veräußerung von Anteilen an einem Regionalversorger bei Central Europe und dem Verkauf von Kraftwerksbeteiligungen in Asien bei UK. Dem stand der Buchverlust aus der Veräußerung von HypoVereinsbank-Anteilen in Höhe von 76 Mio € bei Central Europe gegenüber.

Die Restrukturierungsaufwendungen sanken im Vergleich zum Vorjahr auf 31 Mio €. Sie fielen im Berichtszeitraum in der Market Unit UK im Rahmen der Integration von Midlands Electricity sowie bei Central Europe im Zusammenhang mit der Bildung der beiden Regionalversorger E.ON Hanse und E.ON Westfalen Weser an. Im Vorjahr betraf der Aufwand insbesondere die Einbeziehung der TXU-Aktivitäten bei UK.

Das sonstige nicht operative Ergebnis ging gegenüber dem ersten Halbjahr 2003 deutlich zurück. Im Jahr 2004 wirkten sich vor allem positive Effekte aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Energiederivaten aus. Im Vorjahr war daneben noch ein außerordentlich hohes Equity-Ergebnis für unsere Anteile an der RAG in Höhe von 213 Mio € enthalten.

Der Anstieg des Steueraufwandes um 392 Mio € im ersten Halbjahr 2004 beruht insbesondere auf den operativen Ergebnisverbesserungen.

Im Vorjahr 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

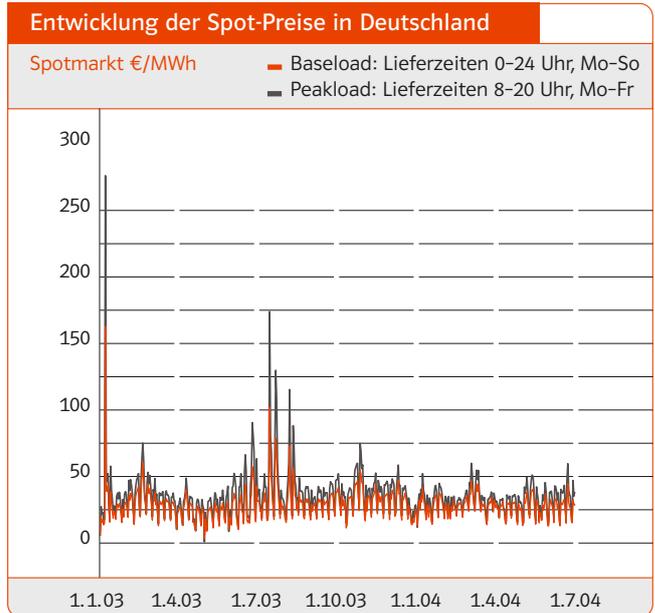
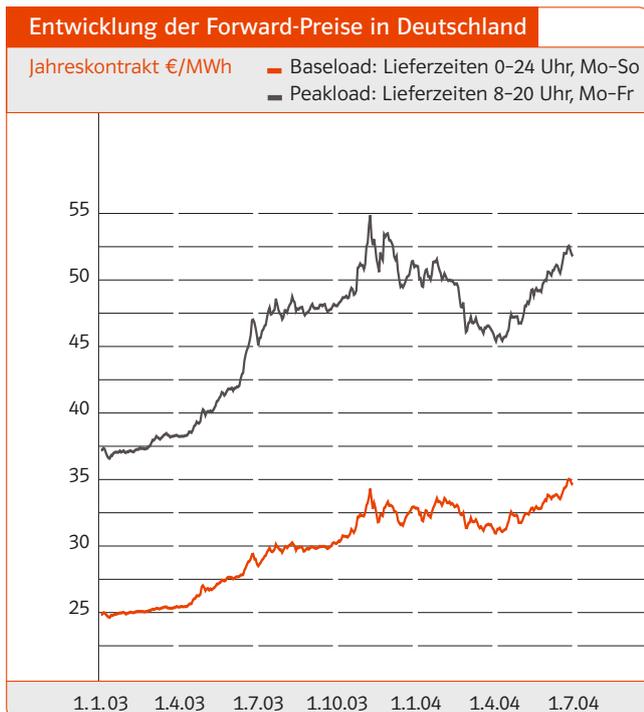
Central Europe

Central Europe			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	10.866	10.100	+8
- davon Strom-/Gassteuer	540	534	+1
Adjusted EBITDA	2.689	2.428	+11
Adjusted EBIT	2.159	1.850	+17

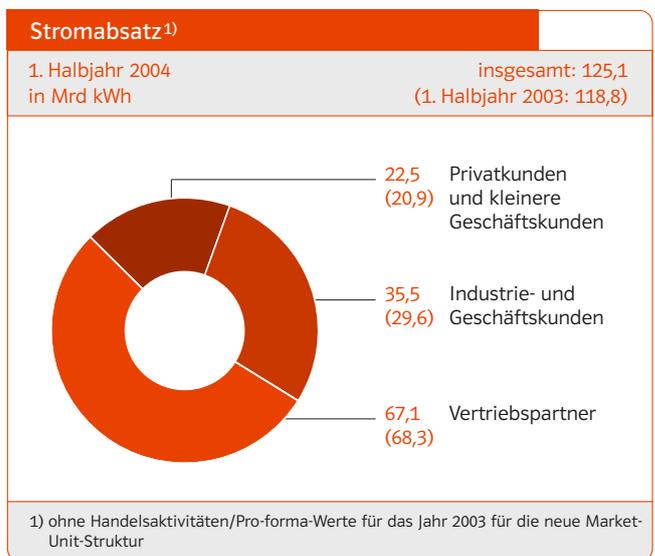
1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur

Nach einer Konsolidierungsphase im Frühjahr 2004 sind die Preise an den zentraleuropäischen Stromhandelsmärkten im zweiten Quartal erneut gestiegen. Die Terminkontrakt-Preise für Stromlieferungen im Folgejahr liegen am deutschen Stromhandelsmarkt wieder annähernd auf dem Preisniveau vom Herbst 2003. Wesentliche Ursache hierfür ist der Anstieg der Brennstoffpreise und Frachtraten. So haben sich die Kohlepreise für den europäischen Kraftwerkmarkt im Jahresvergleich etwa verdoppelt und erreichten zum 30. Juni 2004 mit 79 €/tSKE kurzzeitig ihren vorläufigen Höhepunkt (Durchschnittspreise erstes Halbjahr 2004: 64 €/tSKE; erstes Halbjahr 2003: 36 €/tSKE).

Die Strompreise in Deutschland liegen für Privatkunden um rund 3 Prozent (Allgemeiner Tarif) und für Industriekunden bei Neuabschlüssen um rund 11 Prozent über den entsprechenden Werten des Vorjahres. Diese Preisanhebungen basieren im Wesentlichen auf den deutlich erhöhten Großhandelsnotierungen im Jahr 2003.



Der Stromabsatz der Market Unit Central Europe hat sich vorwiegend durch die Einbeziehung der tschechischen Regionalversorger JME und JCE um 6,3 Mrd kWh erhöht.



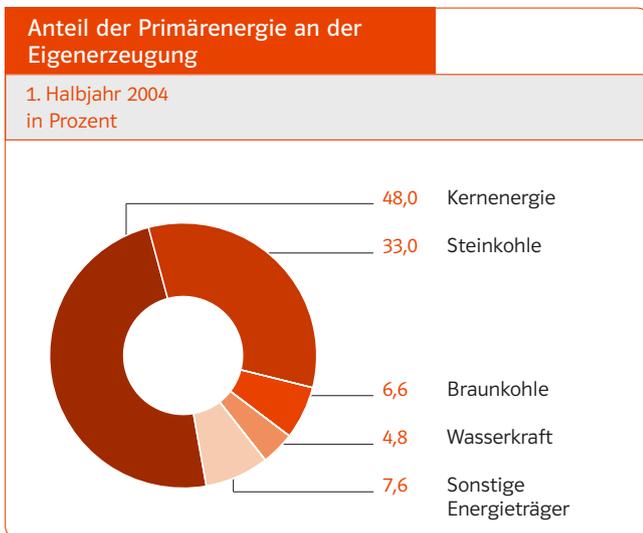
In eigenen Kraftwerken haben wir mit 68,4 Mrd kWh etwa 53 Prozent unseres Strombedarfs gedeckt (Vorjahr: 56 Prozent). Dabei kann Central Europe die Vorteile eines ausgeglichenen Erzeugungsmixes nutzen. Von Gemeinschaftskraftwerken und Fremden bezog die Market Unit Central Europe 7,3 Mrd kWh mehr als im Vorjahr. Der Anstieg des Fremdbezugs ist wiederum hauptsächlich auf die Einbeziehung von JME und JCE zurückzuführen.

Der Gasabsatz der Regionalversorger lag im Berichtszeitraum durch die vergleichsweise milderen Temperaturen um knapp 9 Prozent unter dem Vorjahresniveau.

Der Umsatz der Market Unit Central Europe konnte im Wesentlichen durch die Vollkonsolidierung von JME und JCE

Stromerzeugung und -bezug ¹⁾			
1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003 ²⁾	+/- %
Eigenerzeugung	68,4	69,0	-1
Bezug	61,8	54,5	+13
- von Gemeinschaftskraftwerken	6,0	5,3	+13
- von Fremden	55,8	49,2	+13
Strombeschaffung	130,2	123,5	+5
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-5,1	-4,7	-9
Stromabsatz	125,1	118,8	+5

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



gegenüber dem Vorjahr um 8 Prozent gesteigert werden. Darüber hinaus wirkten sich die erhaltenen Stromabsatzpreise in Deutschland positiv auf den Umsatz aus.

Das Adjusted EBIT lag um 309 Mio € über dem Vorjahreswert. Die einzelnen Geschäftsfelder entwickelten sich wie folgt:

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa West Strom stieg das Adjusted EBIT um 201 Mio € auf 1.751 Mio € (+13 Prozent). Mit rund 110 Mio € resultiert gut die Hälfte des Zuwachses aus der Auflösung von Vorsorgepositionen. Dies betrifft die unter Berücksichtigung der neuen Rechtsprechung ausdrücklich zugestandene Möglichkeit der Weitergabe von Mehrbelastungen aus dem Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)

Gasabsatz ¹⁾			
1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003 ²⁾	+/- %
Privatkunden und kleinere Geschäftskunden	20,3	26,1	-22
Industrie- und Geschäftskunden	24,1	21,6	+12
Vertriebspartner	21,8	24,7	-12
Gasabsatz	66,2	72,4	-9

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

und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sowie die ergebniswirksame Auflösung von Rückstellungen für Rückforderungsansprüche wegen vermeintlich überhöhter Netznutzungsentgelte. Ohne Berücksichtigung dieser Sondereffekte würde die Ergebnisverbesserung rund 6 Prozent betragen.

Dieser Ergebnisanstieg ist im Wesentlichen auf eine weiter verbesserte Rohmarge zurückzuführen. Hierzu trug unter anderem die Weitergabe der höheren Stromhandelspreise an die Endkunden bei. Im Kernenergiebereich wirken sich darüber hinaus geringere Belastungen bei den Brennstoff- und Entsorgungskosten aus. Dem stehen Aufwendungen für gestiegene konventionelle Brennstoffkosten sowie für Verpflichtungen im Netzbereich gegenüber.

Im zweiten Quartal wirkte sich die Novellierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung aus: Nach dieser Neuregelung werden die Errichtungskosten für die Endlagerstandorte Gorleben und Konrad nunmehr 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. Gegenläufig wirkt die Verlängerung der Nachbetriebsphasen in den Kernkraftwerken, die Mischoxyd-Brennelemente einsetzen. Im Saldo ergeben sich bezogen auf das Adjusted EBIT keine nennenswerten Effekte. Das wirtschaftliche Zinsergebnis des zweiten Quartals wird dagegen in Höhe von rund 270 Mio € einmalig positiv beeinflusst.

Das Adjusted EBIT des Geschäftsfeldes Zentraleuropa West Gas liegt 17 Mio € über dem Vorjahreswert. Der witterungsbedingt hohe Absatz des Vorjahreszeitraumes konnte nicht

1. Halbjahr in Mio €	Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾									
	Zentraleuropa West				Zentraleuropa Ost		Sonstiges/ Konsolidierung		Central Europe	
	Strom		Gas		2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz ²⁾	7.406	6.743	1.864	2.011	944	533	112	279	10.326	9.566
Adjusted EBITDA	2.103	1.957	382	363	189	119	15	-11	2.689	2.428
Adjusted EBIT	1.751	1.550	289	272	121	89	-2	-61	2.159	1.850

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

8 Kerngeschäft Energie

wieder erreicht werden. Der absatzbedingte Ergebnisrückgang wurde durch stabile Absatzpreise und günstige Beschaffungskosten aufgefangen.

Im Geschäftsfeld Zentraleuropa Ost ist der Ergebnisanstieg von 32 Mio € vor allem auf die volle Einbeziehung von JME und JCE im Berichtszeitraum zurückzuführen.

Pan-European Gas

Im ersten Halbjahr 2004 lag der Primärenergieverbrauch in Deutschland um 1,9 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Beim deutschen Erdgasverbrauch war die deutlich wärmere Witterung im ersten Quartal entscheidend für den Rückgang um 1,3 Prozent im Berichtshalbjahr. Hierbei war im ersten Quartal ein Minus von rund 4 Prozent zu verzeichnen, im zweiten Quartal demgegenüber ein Anstieg um rund 4 Prozent. Vergleichsweise waren die Durchschnittstemperaturen im ersten Quartal 2004 um 0,8°C höher, im zweiten Quartal um knapp 0,7°C niedriger als im entsprechenden Vorjahreszeitraum.

Der Erdgasabsatz von Pan-European Gas lag mit 337 Mrd kWh nur leicht unter dem Vorjahresniveau. Das schwache erste Quartal 2004 konnte durch einen spürbaren Zuwachs im zweiten Quartal nahezu ausgeglichen werden. Hierzu trug neben den geringeren Temperaturen vor allem ein Anstieg des Exportgeschäfts bei. Demgegenüber blieb die verkaufte Leistung, die primär durch die Temperatur im ersten Quartal bestimmt wird, hinter dem Vorjahr zurück.

Pan-European Gas erzielte in den Monaten Januar bis Juni ein Adjusted EBIT von 909 Mio € und einen Umsatz von 7,4 Mrd €. Hierbei wurde im Jahr 2004 erstmals der Monat Januar in Umsatz- und Ergebnisgrößen einbezogen. Im Geschäftsjahr 2003 wurde die Gesellschaft erst seit dem 1. Februar konsolidiert. Ein weiterer Umsatzanstieg ergibt sich aus der erstmaligen Erfassung der Thüga-Italia-Aktivitäten im Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen.

Den größten Umsatz- und Ergebnisbeitrag liefert das Geschäftsfeld Up-/Midstream. Im Berichtszeitraum wirkte sich insbesondere ein temperaturbedingter Absatz- und Erlösrückgang negativ aus. Diese Entwicklungen aus dem Temperaturverlauf werden durch die erstmalige Berücksich-

Der Ergebnisbeitrag des Geschäftsfeldes Sonstiges/Konsolidierung liegt 59 Mio € über dem Vorjahreswert. Er war unter anderem durch Aufwendungen im Zusammenhang mit gesellschaftsrechtlichen Maßnahmen bei E.ON Bayern belastet.

Pan-European Gas			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	7.436	6.143	+21
- davon Gas-/Stromsteuer	1.583	1.245	+27
Adjusted EBITDA	1.103	956	+15
Adjusted EBIT	909	757	+20

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/
E.ON Ruhrgas seit 1.2.2003 voll konsolidiert

Gasabsatz ¹⁾			
1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
1. Quartal (Januar-März)	211,2	226,5	-7
April	52,9	45,0	+18
Mai	40,7	36,0	+13
Juni	31,8	31,8	-
2. Quartal	125,4	112,8	+11
Gasabsatz	336,6	339,3	-1

1) Absatz E.ON Ruhrgas AG

tigung von 6 Monaten gegenüber 5 Monaten im Vorjahreszeitraum kompensiert, so dass insgesamt die Umsatzerlöse um 1 Mrd € und das Adjusted EBIT um 60 Mio € stiegen.

Das Geschäftsfeld Downstream-Beteiligungen hat sich im Vergleich zu 2003 positiv entwickelt, insbesondere durch das anteilig höhere Ergebnis der slowakischen Beteiligung SPP. Ferner wurden erstmals Thüga-Italia-Aktivitäten konsolidiert.

Bei der im Geschäftsfeld Sonstiges/Konsolidierung erfassten Ruhrgas Industries wurde das erste Halbjahr 2003 durch einen einmaligen Effekt aus der Kaufpreisverteilung belastet. Der Wegfall dieses Einmaleffekts führt zu der Verbesserung des Adjusted EBIT.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern ¹⁾								
1. Halbjahr in Mio €	Up-/Midstream		Downstream- Beteiligungen		Sonstiges/ Konsolidierung		Pan-European Gas	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	6.198	5.190	831	651	407	302	7.436	6.143
Adjusted EBITDA	710	642	334	267	59	47	1.103	956
Adjusted EBIT	580	520	292	222	37	15	909	757

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

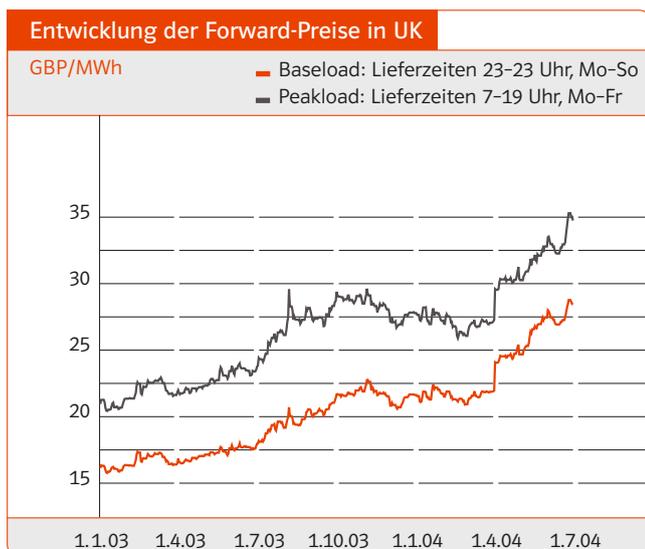
UK

UK			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	4.468	4.190	+7
Adjusted EBITDA	800	568	+41
Adjusted EBIT	520	366	+42

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

Seit April 2003 sind die Forward-Preise für Strom erheblich gestiegen. Gründe hierfür waren höhere Brennstoffkosten und erwartete Kosten für CO₂-Emissionen. Die Forward-Preise für Gas legten ebenfalls deutlich zu. Dies ist insbesondere auf die Ölpreisentwicklung zurückzuführen und spiegelt zudem die Erwartung wider, dass Großbritannien in absehbarer Zeit Netto-Importeur von Erdgas sein wird.

Anfang des Jahres 2004 hat E.ON UK die Endkundenpreise für Strom und Gas um 6,9 bzw. 4,9 Prozent angehoben. Alle anderen großen Anbieter haben in ähnlicher Größenordnung die Tarife angepasst, um die Verteuerung an den Großhandelsmärkten weiterzureichen. Angesichts der Entwicklung der Handelspreise in den letzten Monaten hat E.ON UK weitere Preisanpassungen für die Endverbraucher ab dem 6. September 2004 angekündigt. Die neuen Tarife sehen eine Abschaffung der Grundgebühren sowie gestaffelte Preisnachlässe vor. Die Gaspreise für Haushaltskunden werden im Durchschnitt um 3,1 Prozent steigen.



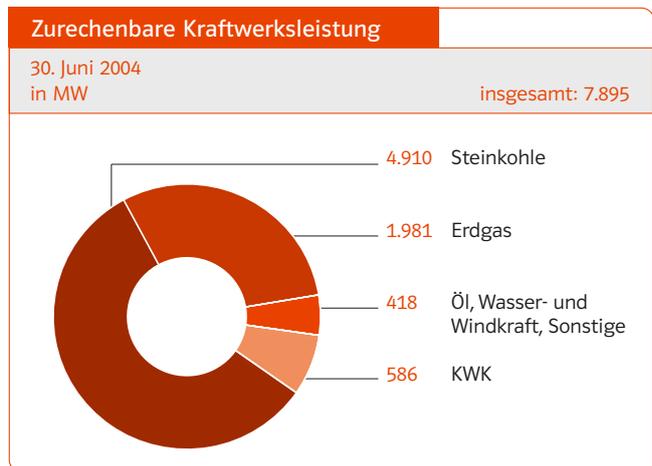
Absatz UK¹⁾

1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	18,7	19,1	-2
Industrie- und Gewerbekunden	14,2	19,2	-26
Stromabsatz	32,9	38,3	-14
Haushalts- und kleinere Geschäftskunden	38,0	37,7	+1
Industrie- und Gewerbekunden	20,0	22,5	-11
Gasabsatz	58,0	60,2	-4

1) ohne Großhandels- und Handelsaktivitäten

Stromerzeugung und -bezug

1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Eigenerzeugung	17,8	19,7	-10
Bezug	16,1	19,7	-18
- von Gemeinschaftskraftwerken	1,4	2,2	-36
- von Fremden	14,7	17,5	-16
Strombeschaffung	33,9	39,4	-14
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,0	-1,1	+9
Stromabsatz	32,9	38,3	-14



10 Kerngeschäft Energie

Der Absatzrückgang im Strom- und Gasgeschäft ist insbesondere im Segment industrielle und gewerbliche Kunden zu verzeichnen. E.ON UK verfolgt hier eine margenorientierte Vertriebspolitik.

Im Vergleich zum Vorjahr ist die Erzeugung in eigenen Kraftwerken um 1,9 Mrd kWh zurückgegangen. Ausschlaggebend hierfür war die Schließung der Kraftwerke in Drakelow und High Marnham im März 2003.

Die zurechenbare Kraftwerksleistung lag Ende Juni 2004 bei 7.895 MW. Rund 62 Prozent hiervon entfielen auf Kohlekraftwerke. Durch die Konservierungen der Kraftwerke in Grain und Killingholme ist die Kraftwerksleistung gegenüber dem Jahresende 2003 (9.614 MW) zurückgegangen.

Die Umsatzsteigerung im Vergleich zum Vorjahr ist auf die Akquisition von Midlands Electricity, Tarifierhöhungen im Endkundengeschäft und positive Wechselkurseffekte zurück-

zuführen. In der ersten Jahreshälfte wurde ein Adjusted EBIT von 520 Mio € erzielt. Davon entfielen 215 Mio € auf das regulierte Geschäft und 329 Mio € auf das unregulierte Geschäft.

Die Verbesserung des Adjusted EBIT im regulierten Geschäft um 97 Mio € resultiert im Wesentlichen aus dem Erwerb von Midlands Electricity im Januar 2004. Hierdurch hat sich das Stromverteilungsgeschäft nahezu verdoppelt. Die Integration der Aktivitäten verläuft planmäßig. Midlands Electricity und East Midlands operieren seit April 2004 unter dem neuen Markennamen Central Networks.

Im unregulierten Geschäft erhöhte sich das Adjusted EBIT um 66 Mio €. Gründe hierfür waren höhere Ergebnisse im Endkundengeschäft und Effizienzsteigerungen aus der Integration des im Jahr 2002 erworbenen TXU-Geschäfts. Diese Verbesserungen wurden teilweise durch höhere Brennstoff- und Gasbezugskosten kompensiert.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern								
1. Halbjahr in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		Sonstiges/ Konsolidierung		UK	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	472	221	4.115	4.071	-119	-102	4.468	4.190
Adjusted EBITDA	288	154	530	426	-18	-12	800	568
Adjusted EBIT	215	118	329	263	-24	-15	520	366

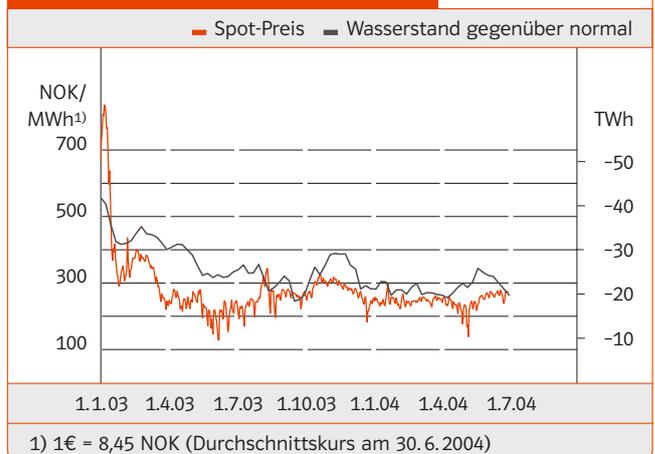
Nordic

Nordic			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	1.753	1.489	+18
- davon Energiesteuer	220	183	+20
Adjusted EBITDA	598	445	+34
Adjusted EBIT	393	269	+46

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

Im ersten Halbjahr 2004 blieben die Strompreise im skandinavischen Spothandel relativ stabil. Die Forward-Preise hingegen sind aufgrund höherer Kohlepreise und vergleichsweise geringer Wasserstände in den Stauseen deutlich gestiegen. Die Reservoirstände in Schweden und Norwegen lagen über 20 Mrd kWh unter den normalen Bedingungen. Starke Niederschläge in der letzten Juniwoche ließen die Strompreise jedoch wieder leicht fallen.

Entwicklung der Spot-Preise und Wasserreservoirstände



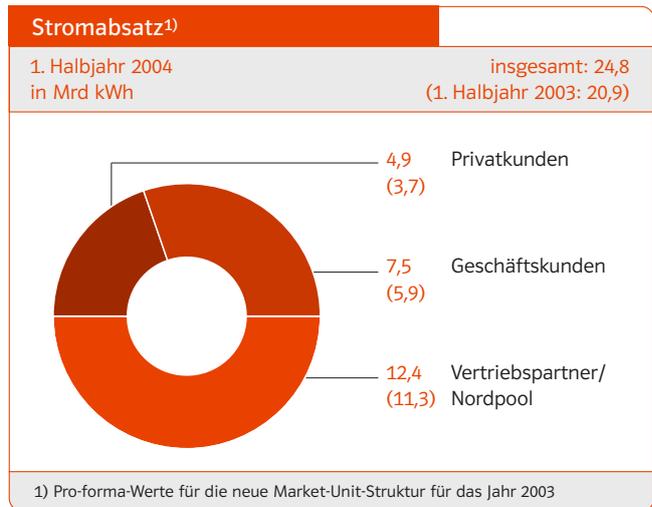


Die Market Unit Nordic konnte den Stromabsatz im ersten Halbjahr 2004 um 3,9 Mrd kWh gegenüber dem Vorjahr steigern. Die Lieferungen an Privat- und Geschäftskunden haben sich insbesondere wegen der Einbeziehung von Graninge um 2,8 Mrd kWh erhöht. Gestiegene Erzeugungsmengen im bestehenden Kraftwerksportfolio führten darüber hinaus zu Verkäufen an Vertriebs- und Handelspartner (Nordpool) über Vorjahresniveau.

Rund zwei Drittel der abgesetzten Strommenge wurde in eigenen Kraftwerken erzeugt. Der Anstieg um 21 Prozent gegenüber dem Vorjahr resultierte aus der Einbeziehung von Graninge (1,5 Mrd kWh) und aus operativen Verbesserungen im bestehenden Geschäft (1,4 Mrd kWh). Im ersten Halbjahr 2004 entfiel die Erzeugung zu 54 Prozent auf Kernenergie und zu 38 Prozent auf Wasserkraft.

Die Gaslieferungen lagen mit 3,7 Mrd kWh auf Vorjahresniveau. Der Wärmeabsatz erhöhte sich im Vergleich zu den ersten sechs Monaten des Jahres 2003 konsolidierungsbedingt um 0,3 Mrd kWh.

Der Umsatz stieg insbesondere aufgrund der Konsolidierung von Graninge um 264 Mio €. Das Adjusted EBIT lag mit 393 Mio € um 124 Mio € über dem Vorjahreswert. Graninge trug 45 Mio € zu diesem Ergebnisanstieg bei. Hauptursachen für die verbesserte Performance im bestehenden Geschäft sind höhere Strommargen im Endkundengeschäft und die gestiegene Erzeugung aus Kern- und Wasserkraft.



Stromerzeugung und -bezug

1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Eigenerzeugung	16,6	13,7	+21
Bezug	9,2	8,1	+14
- von Gemeinschaftskraftwerken	5,5	5,2	+6
- von Fremden	3,7	2,9	+28
Strombeschaffung	25,8	21,8	+18
Betriebsverbrauch, Netzverluste, Pumpstrom	-1,0	-0,9	-11
Stromabsatz	24,8	20,9	+19

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

Gas- und Wärmeabsatz

1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Gasabsatz	3,7	3,7	-
Wärmeabsatz	5,8	5,5	+5

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

12 Kerngeschäft Energie

US-Midwest

US-Midwest			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Umsatz	963	979	-2
Adjusted EBITDA	261	221	+18
Adjusted EBIT	168	115	+46

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur/angepasst um nicht fortgeführte Aktivitäten

Die Strompreise in der Region Mittlerer Westen blieben auch im zweiten Quartal 2004 auf hohem Niveau. Maßgeblich waren die hohen Gaspreise und das außergewöhnlich warme Wetter. Die Großhandelsstrompreise lagen bei rund 43 USD/MWh nach 41 USD/MWh im vergleichbaren Vorjahreszeitraum. Die Gaspreise blieben auch in der Sommersaison unverändert hoch, obwohl diese Monate normalerweise von der Industrie zum Auffüllen der Gasspeicher genutzt werden.

Absatz US-Midwest			
1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Reguliertes Geschäft	17,9	17,2	+4
- Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	15,8	15,0	+5
- Off-system-Geschäft ¹⁾	2,1	2,2	-5
Unreguliertes Geschäft	5,7	5,1	+12
Stromabsatz	23,6	22,3	+6
Privat-, Geschäfts- und Gewerbekunden	8,5	9,1	-7
Off-system-Geschäft ¹⁾	0,4	0,4	-
Gasabsatz	8,9	9,5	-6

1) Verkauf überschüssiger Strommengen an Kunden außerhalb des eigenen Versorgungsgebietes

Aufgrund der vergleichsweise hohen Temperaturen stieg der Stromabsatz bei US-Midwest im regulierten Geschäft um 0,7 Mrd kWh gegenüber dem Vorjahr. Der Gasabsatz hingegen sank vor allem aufgrund der milden Witterung zu Beginn des Jahres um 0,6 Mrd kWh.

Im unregulierten Geschäft konnte US-Midwest den Stromabsatz in den ersten sechs Monaten 2004 um 0,6 Mrd kWh erhöhen. Diese Steigerung resultiert aus einer verbesserten Kraftwerksleistung sowie günstigen Temperaturbedingungen.

Stromerzeugung und -bezug			
1. Halbjahr in Mrd kWh	2004	2003	+/- %
Eigenerzeugung	22,7	21,0	+8
- Eigene Kraftwerke	17,1	16,1	+6
- Geleaste Kraftwerke	5,6	4,9	+14
Bezug	2,5	2,6	-4
Strombeschaffung	25,2	23,6	+7
Betriebsverbrauch, Netzverluste	-1,6	-1,3	-23
Stromabsatz	23,6	22,3	+6

99 Prozent der Eigenerzeugung der Market Unit US-Midwest (22,7 Mrd kWh) wurden durch Kohlekraftwerke gedeckt. Am 30. Juni 2004 betrug die zurechenbare Kraftwerksleistung 9.354 MW. Der Anstieg um 281 MW gegenüber dem Vorjahr ist auf die Zuschaltung von zwei Gasturbinen zurückzuführen, die für die Spitzenlast im Sommer 2004 zur Verfügung stehen.

Im Vergleich zum ersten Halbjahr 2003 sank der Umsatz von US-Midwest um 2 Prozent auf 963 Mio €. Der Rückgang resultiert aus dem schwachen US-Dollar-Wechselkurs. In Landeswährung nahm der Umsatz im ersten Halbjahr 2004 aufgrund der gestiegenen Nachfrage im regulierten Geschäft um 9 Prozent zu. Das Adjusted EBIT konnte um 46 Prozent - in US-Dollar sogar um 61 Prozent - gesteigert werden.

Im regulierten Geschäft stieg das Adjusted EBIT aufgrund des höheren Absatzes im Endkundengeschäft gegenüber dem Vorjahr. Der Ergebnisbeitrag des Off-system-Geschäfts profitierte von nachfragebedingt hohen Stromhandelspreisen. Diese Effekte kompensierten die Auswirkungen der Frühjahrsstürme, die das Verteilungsnetz erheblich beschädigten. Darüber hinaus hatte der schwerste Eisregen der Unternehmensgeschichte das Vorjahresergebnis belastet.

Das Adjusted EBIT im unregulierten Geschäft lag über Vorjahresniveau. Die Tochtergesellschaft Western Kentucky Energy profitierte von einer verbesserten Verfügbarkeit der Kraftwerksanlagen, nachdem im letzten Jahr das Ergebnis durch einen Anlagenausfall beeinträchtigt wurde.

Eckdaten nach Geschäftsfeldern						
1. Halbjahr in Mio €	Reguliertes Geschäft		Unreguliertes Geschäft		US-Midwest	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Umsatz	827	823	136	156	963	979
Adjusted EBITDA	243	211	18	10	261	221
Adjusted EBIT	156	112	12	3	168	115

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. Halbjahr in Mio €	2004	2003	+/- %
Umsatz	-336	-310	-8
Adjusted EBITDA	-154	-168	+8
Adjusted EBIT	-168	-179	+6

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 an 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 an der Degussa. Der Degussa-Beitrag zum Adjusted EBIT in den ersten sechs Monaten 2004 lag bei 82 Mio € (Vorjahr: 123 Mio €).

Viterra			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003	+/- %
Umsatz	444	514	-14
Adjusted EBITDA	214	259	-17
Adjusted EBIT	145	182	-20

Im ersten Halbjahr entwickelte sich das Geschäft für Viterra wie erwartet rückläufig. Der Vertrieb von Eigentumswohnungen konnte auf 1.296 Wohneinheiten (erstes Halbjahr 2003: 1.168 Wohneinheiten) gesteigert werden. Jedoch lagen die Wohnungsverkäufe insgesamt im ersten Halbjahr 2004 mit 2.593 Wohneinheiten unter dem Vergleichswert des Vorjahres (3.748 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 sank um 70 Mio € unter den Vergleichswert des Vorjahres. Ursache hierfür waren vor allem geringere Umsätze im Geschosswohnungsbau bei Viterra Development sowie niedrigere Mietumsätze infolge der Wohnungsverkäufe.

Das Adjusted EBIT ging insbesondere aufgrund der geringeren Verkäufe von Mehrfamilienhäusern sowie niedrigerer Mieterträge auf 145 Mio € zurück (Vorjahr: 182 Mio €).

14 Mitarbeiter

Mitarbeiter ¹⁾			
	30. 6. 2004	31. 12. 2003	+/- %
Central Europe	35.993	36.576	-2
Pan-European Gas	11.306	11.686	-3
UK	10.502	6.541	+61
Nordic	6.299	6.294	-
US-Midwest	3.513	3.521	-
Corporate Center	421	597	-29
Kerngeschäft Energie	68.034	65.215	+4
Viterra	1.752	1.887	-7
Gesamt	69.786	67.102	+4
Degussa ²⁾	43.298	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. 6. 2004: 1.615 Auszubildende

Am 30. Juni 2004 waren im E.ON-Konzern weltweit 69.786 Mitarbeiter beschäftigt, hinzu kamen 1.896 Auszubildende sowie 283 Vorstände und Geschäftsführer. Im Ausland arbeiteten zu diesem Zeitpunkt 33.633 Mitarbeiter bzw. rund 48 Prozent der Belegschaft. Damit ist die Anzahl der Mitarbeiter seit dem 31. Dezember 2003 um 2.684 Personen oder 4 Prozent angestiegen. Diese Entwicklung ist hauptsächlich auf den Erwerb von Midlands Electricity bei UK (3.700 Mitarbeiter) im ersten Quartal zurückzuführen.

Der Aufwand für Löhne und Gehälter einschließlich der sozialen Abgaben betrug im Berichtszeitraum rund 2,3 Mrd € (Vorjahr: 2,4 Mrd € einschließlich 259 Mio € bei Degussa für den Januar).

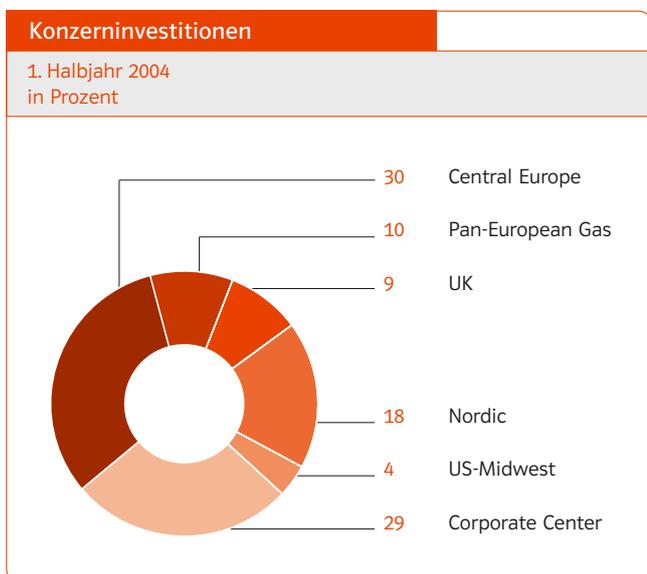
Investitionen

Konzerninvestitionen			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/- %
Central Europe	857	605	+42
Pan-European Gas	295	291 ²⁾	+1
UK	258	212	+22
Nordic	517	304	+70
US-Midwest	125	210	-40
Corporate Center	819	4.328	-81
Kerngeschäft Energie	2.871	5.950	-52
Weitere Aktivitäten³⁾	7	131	-
Konzerninvestitionen	2.878	6.081	-53

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
2) E.ON Ruhrgas für den Zeitraum 1. 2. bis 30. 6. 2003
3) enthält Viterra und die seit dem 1. 2. 2003 at equity bewertete Degussa

Im E.ON-Konzern lagen die Investitionen im Berichtszeitraum um 3,2 Mrd € bzw. 53 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Dies ist im Wesentlichen durch die Akquisition von Ruhrgas-Anteilen im Corporate Center im Vorjahr bedingt. In immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen wurden 1.066 Mio € (Vorjahr: 1.022 Mio €) investiert. Die Investitionen in Finanzanlagen betrugen 1.812 Mio € gegenüber 5.059 Mio € im Vorjahr.

Die Market Unit Central Europe investierte 42 Prozent mehr als im Vorjahr. Auf Investitionen in Sachanlagen entfielen 432 Mio € (Vorjahr: 438 Mio €) und in Finanzanlagen 425 Mio € (Vorjahr: 167 Mio €). Der Großteil der Sachanlageinvestitionen floss in die Bereiche Stromerzeugung und -verteilung. Die Investitionen in Finanzanlagen betreffen im Wesentlichen konzerninterne Beteiligungserwerbe, die im Rahmen der konzernweiten Optimierung der Beteiligungsstruktur durchgeführt wurden.



E.ON UK investierte im Berichtszeitraum 46 Mio € mehr als im Vorjahr. Der Anstieg ist hauptsächlich auf Investitionen in das neu erworbene Geschäft von Midlands Electricity zurückzuführen. Die Investitionen in Sachanlagen entfielen insbesondere auf den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Verbesserung des Verteilungsnetzes sowie die Instandhaltung konventioneller Kraftwerke.

Im ersten Halbjahr 2004 investierte die Market Unit Nordic 171 Mio € in Sachanlagen für die Instandhaltung der Kraftwerke sowie den Ausbau und die Erweiterung des Verteilungsnetzes. Die Investitionen in Finanzanlagen betrafen mit 346 Mio € insbesondere die Akquisition der restlichen Anteile an Graninge. E.ON Nordic hält nun 100 Prozent der Anteile.

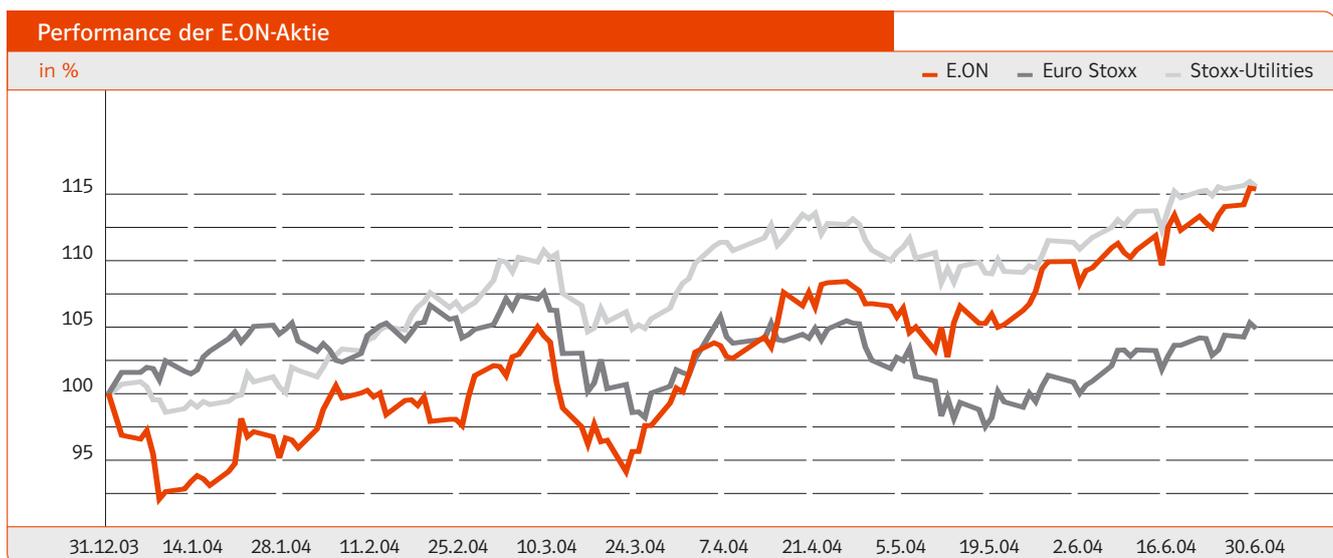
E.ON-Aktie

Die Performance der E.ON-Aktie (einschließlich der Dividende) lag im ersten Halbjahr 2004 mit +14 Prozent deutlich über der Entwicklung des europäischen Aktienmarktes, gemessen am Euro STOXX 50-Performance Index (+5 Prozent). Im Vergleich zum europäischen Branchenindex Stoxx-Utilities (+16 Prozent) entwickelte sich die E.ON-Aktie leicht schwächer. Das Volumen der gehandelten E.ON-Aktien stieg gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 13 Prozent auf 22,2 Mrd €. Die E.ON-Aktie war damit das acht häufigst gehandelte Papier im DAX. Nach Marktkapitalisierung war E.ON zum 30. Juni 2004 der viertgrößte Wert im DAX.

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

E.ON-Aktie		
	30. 6. 2004	31. 12. 2003
Anzahl Stückaktien in Mio ¹⁾	656	656
Schlusskurs in €	59,20	51,74
Marktkapitalisierung in Mrd €	41,0	35,8
1) ohne eigene Aktien		

Kurse und Umsätze		
1. Halbjahr	2004	2003
Höchstkurs in € ¹⁾	59,80	44,77
Tiefstkurs in € ¹⁾	49,40	34,67
Umsatz E.ON-Aktien ²⁾		
- in Mio Stück	409,7	481,4
- in Mrd €	22,2	19,6
1) basierend auf Schlusskursen 2) Quelle: Bloomberg, alle deutschen Börsen		



16 Finanzlage

Operativer Cashflow			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003 ¹⁾	+/-
Central Europe	1.112	2.030	-918
Pan-European Gas	865	562 ²⁾	+303
UK	379	87	+292
Nordic	578	339	+239
US-Midwest	95	42	+53
Corporate Center	-262	-1.065	+803
Kerngeschäft Energie	2.767	1.995	+772
Weitere Aktivitäten	20	43	-23
Operativer Cashflow³⁾	2.787	2.038	+749
Investitionen in immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-1.066	-1.022	-44
Free Cashflow⁴⁾	1.721	1.016	+705

1) Pro-forma-Werte für die neue Market-Unit-Struktur
2) Pan-European Gas für den Zeitraum 1.2. bis 30.6.2003
3) entspricht dem Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten
4) Non-GAAP financial measure

Netto-Finanzposition			
in Mio €	30. 6. 2004	31. 12. 2003	30. 6. 2003
Einlagen bei Kreditinstituten	3.890	3.807	4.676
Wertpapiere/Fonds des Umlaufvermögens	7.462	6.988	6.879
Summe liquide Mittel	11.352	10.795	11.555
Wertpapiere/Fonds des Anlagevermögens	795	981	1.304
Finanzvermögen	12.147	11.776	12.859
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten/Anleihen	-14.901	-16.295	-16.924
Finanzverbindlichkeiten gegenüber Dritten	-5.294	-3.336	-7.551
Summe Finanzschulden	-20.195	-19.631	-24.475
Netto-Finanzposition¹⁾	-8.048	-7.855	-11.616

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 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 Halbjahr 2004 deutlich über dem Vorjahresniveau. Hierzu trug ausschließlich 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 erfolgten im Vorjahr höhere konzerninterne Steuergutschriften.

Die Market Unit Pan-European Gas verzeichnet einen hohen operativen Cashflow, der durch die Konsolidierung des vollen Halbjahrs (Vorjahr: Februar-Juni) 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 zählen z.B. Ausgleichszahlungen für die Auflösung von Zinsswaps und eines Gasvertrags. Darüber hinaus stieg das Working Capital.

Der deutliche Cashflow-Anstieg der Market Unit Nordic ist durch höhere Margen im Retailgeschäft und eine höhere Stromproduktion bedingt. Des weiteren führt die Konsolidierung von Grange 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.

Zu beachten ist, dass im ersten Quartal aufgrund der Abrechnungszyklen im Energiegeschäft der Market Units Central Europe, UK und US-Midwest geringere Cashflow-Überschüsse erzielt werden. Dagegen erfolgt insbesondere im zweiten und dritten Quartal eines Jahres ein entsprechender Abbau des Working Capitals, der zu signifikanten Cashflow-Überschüssen führt. Das vierte Quartal ist wiederum durch den Aufbau des Working Capitals beeinflusst. Im Gasgeschäft wird dagegen der operative Cashflow weitestgehend im ersten Quartal erwirtschaftet, während im vierten Quartal ein Mittelabfluss durch Erdgassteuervorauszahlungen 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 €) ist die Netto-Finanzposition nahezu unverändert. Im Wesentlichen ist dies auf den höheren Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit und auf die Erlöse aus dem Verkauf von Anteilen an VNG und EWE zurückzuführen. Gegenläufig wirkten Finanzmittelabflüsse und die Konsolidierung übernommener Finanzschulden im Rahmen der Erwerbe von Midlands Electricity sowie der restlichen Graninge-Anteile, Investitionen in Sachanlagen und in Beteiligungen. Darüber hinaus führte die Dividendenzahlung inklusive der darauf entfallenden Steuerzahlung zu einem Finanzmittelabfluss.

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

Am 30. April 2004 hat Moody's das Langfrist-Rating für E.ON-Anleihen von A1 auf Aa3 mit stabilem Ausblick angehoben. Standard & Poor's hat am 4. Juni 2004 das Langfrist-Rating für E.ON-Anleihen von AA- bestätigt und den Ausblick von negativ auf stabil verbessert. 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

	30. 6. 2004	31. 12. 2003	30. 6. 2003
in Mio €			
Liquide Mittel laut Bilanz	11.352	10.795	11.555
Finanzanlagen laut Bilanz	17.810	17.725	20.045
- davon Ausleihungen	-1.818	-1.785	-1.889
- davon Beteiligungen	-14.483	-14.361	-16.159
- davon Anteile an verbundenen Unternehmen	-714	-598	-693
= Finanzvermögen	12.147	11.776	12.859
Finanzverbindlichkeiten laut Bilanz	-22.310	-21.787	-27.163
- davon gegenüber verbundenen Unternehmen aus Finanzgeschäft	228	231	239
- davon gegenüber Beteiligungsunternehmen aus Finanzgeschäft	1.887	1.925	2.449
= Summe Finanzschulden	-20.195	-19.631	-24.475
Netto-Finanzposition	-8.048	-7.855	-11.616

Finanzkennzahlen

1. Halbjahr in Mio €	2004	2003
Netto-Zinsaufwand¹⁾	-359	-358
Adjusted EBITDA²⁾	5.593	4.891
Adjusted EBITDA/Netto Zinsaufwand	15,6x	13,7x

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

Zum 31. Mai 2004 hat E.ON vereinbarungsgemäß weitere 3,6 Prozent ihrer Degussa-Anteile an die RAG abgegeben. Der Verkaufserlös betrug 283 Mio €. E.ON hält damit ab dem 1. Juni 2004 noch einen Anteil von 42,9 Prozent an der Degussa.

E.ON und OAO Gazprom haben Anfang Juli 2004 ein Memorandum of Understanding unterschrieben. Dieses Dokument enthält Vereinbarungen über eine weitere Vertiefung der erfolgreichen Zusammenarbeit im Bereich strategischer Projekte. Die Unternehmen wollen ihre komplementären Stärken im Gasgeschäft nutzen und hierzu gemeinsame Vorhaben bei der Gasförderung in Russland, dem Gastransport nach Europa, der Stromerzeugung in Russland sowie beim Ausbau der

Infrastruktur zur Vermarktung von Erdgas und Strom in Europa und bei Kraftwerksprojekten prüfen und nach Möglichkeit gemeinsam realisieren. Gazprom und E.ON beabsichtigen dabei, geeignete Beteiligungen und andere Vermögenswerte in die Kooperation einzubringen. Die Versorgung der europäischen Gasmärkte soll durch den gemeinsamen Bau der Nord Europäischen Gaspipeline gefördert werden. Gazprom will so ihre Transportrouten diversifizieren und ihre Exportkapazität erweitern. Die geplanten Vorhaben entlang der Wertschöpfungskette in der Gaswirtschaft sowie im Strombereich entsprechen dem integrierten E.ON-Geschäftsmodell.

Sonstige Informationen

Die US-amerikanische Securities and Exchange Commission (SEC) hat uns im Rahmen einer Untersuchung gebeten, Informationen insbesondere im Zusammenhang mit der Erstellung des Jahresabschlusses für das Geschäftsjahr 2002 zur Verfügung zu stellen. Dies betrifft unter anderem die Bilanzierungs- und Abschreibungsmethoden für Kraftwerke, die Bilanzierung bzw. Konsolidierung von Tochtergesellschaften (Degussa und Viterra) sowie deren Beteiligungsgesellschaften,

die Art der durch unsere Wirtschaftsprüfer erbrachten Prüfungs- und Beratungsleistungen, die Darstellung langfristiger Beschaffungsverträge für fossile Brennstoffe sowie unseren Bericht auf Form 20-F, insbesondere dessen Erstellung und seine Übereinstimmung mit US-GAAP. Wir stehen in engem Kontakt mit der SEC und haben umfassende Kooperationsbereitschaft erklärt.

Ausblick

Der positive Trend beim Adjusted EBIT hat sich auch im zweiten Quartal fortgesetzt und die Perspektiven für das Gesamtjahr weiter verbessert. Aufgrund der erfreulichen Ergebnisentwicklung in allen Market Units rechnen wir nunmehr für den gesamten E.ON-Konzern 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 deutlich über dem vergleichbaren Wert des Vorjahres liegen wird. Dabei profitiert das Ergebnis des laufenden Jahres signifikant von der Auflösung von Vorsorgepositionen für Mehrbelastungen aus EEG, KWK-G und Rückforderungsansprüchen im Netzbereich. 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 und Margenverbesserungen im unregulierten Geschäft.

Die Market Unit Nordic wird von der erstmals ganzjährigen Vollkonsolidierung von Graninge, verbesserten Margen und höheren Erzeugungsmengen aus 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. Ursächlich hierfür ist die gute Performance im ersten Halbjahr. Darüber hinaus wird das Ergebnis von den Tariferhöhungen profitieren, die seit dem 1. Juli für die beiden regulierten Geschäfte von LG&E Energy gelten. Gegenläufig wird das Adjusted EBIT durch einen zweiten schweren Sturm belastet, der Mitte Juli zu weitreichenden Schäden im Verteilungsnetz führte.

Nach den außergewöhnlichen Steigerungsraten bei den Wohnungsverkäufen im Vorjahr erwarten wir bei Viterra für das Jahr 2004 rückläufige Verkaufszahlen. Das Adjusted EBIT wird hierdurch voraussichtlich das hohe Vorjahresniveau nicht erreichen.

Trotz weiterer operativer Verbesserungen gehen wir davon aus, dass wir beim Konzernüberschuss das Niveau des Vorjahres voraussichtlich nicht wieder erreichen werden. Buchgewinne vergleichbarer Dimensionen wie im Jahr 2003 zeichnen sich aus heutiger Sicht für das Jahr 2004 nicht ab.

20 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Gewinn- und Verlustrechnung des E.ON-Konzerns				
in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2004	2003	2004	2003
Umsatzerlöse	10.972	10.386	25.594	24.099
Strom-/Erdgassteuer	-944	-858	-2.338	-1.953
Umsatzerlöse nach Abzug Strom-/Erdgassteuer	10.028	9.528	23.256	22.146
Herstellungs- und Anschaffungskosten der umgesetzten Lieferungen und Leistungen	-6.889	-7.094	-16.862	-16.603
Bruttoergebnis vom Umsatz	3.139	2.434	6.394	5.543
Vertriebskosten	-1.026	-1.068	-2.171	-2.331
Allgemeine Verwaltungskosten	-358	-293	-650	-649
Sonstige betriebliche Erträge	1.471	1.111	3.312	2.617
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-1.071	-769	-2.462	-1.782
Finanzergebnis	-12	257	-128	172
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	2.143	1.672	4.295	3.570
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-671	-507	-1.197	-805
Anteile Konzernfremder	-109	-92	-284	-260
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	1.363	1.073	2.814	2.505
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-3	694	1	696
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-	-	-448
Konzernüberschuss	1.360	1.767	2.815	2.753
Ergebnis je Aktie in €				
- aus fortgeführten Aktivitäten	2,08	1,64	4,29	3,84
- aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-0,01	1,07	-	1,07
- aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-	-	-0,69
- aus Konzernüberschuss	2,07	2,71	4,29	4,22

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	30. 6. 2004	31. 12. 2003
Aktiva		
Immaterielle Vermögensgegenstände	18.759	18.069
Sachanlagen	44.732	42.836
Finanzanlagen	17.810	17.725
Anlagevermögen	81.301	78.630
Vorräte	2.464	2.477
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögensgegenstände	2.057	2.192
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögensgegenstände	14.637	15.833
Vermögen der abzugebenden Aktivitäten	-	-
Liquide Mittel (davon Zahlungsmittel < 3 Monate 2004: 3.867/2003: 3.321)	11.352	10.795
Umlaufvermögen	30.510	31.297
Aktive latente Steuern	1.772	1.525
Rechnungsabgrenzungsposten	375	398
Summe Aktiva	113.958	111.850

Bilanz des E.ON-Konzerns		
in Mio €	30. 6. 2004	31. 12. 2003
Passiva		
Eigenkapital	32.416	29.774
Anteile Konzernfremder	4.387	4.625
Pensionsrückstellungen	7.566	7.442
Übrige Rückstellungen	26.095	26.764
Rückstellungen	33.661	34.206
Finanzverbindlichkeiten	22.310	21.787
Betriebliche Verbindlichkeiten	12.905	14.113
Verbindlichkeiten	35.215	35.900
Schulden der abzugebenden Aktivitäten	-	-
Passive latente Steuern	7.126	6.265
Rechnungsabgrenzungsposten	1.153	1.080
Summe Passiva	113.958	111.850

22 Zwischenabschluss (ungeprüft)

Kapitalflussrechnung des E.ON-Konzerns		
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003
Konzernüberschuss	2.815	2.753
Anteile Konzernfremder	284	260
Überleitung zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-1	-696
Abschreibungen und außerplanmäßige Wertminderungen auf das Anlagevermögen	1.425	1.408
Veränderung der Rückstellungen	-599	1.129
Veränderung der latenten Steuern	62	-325
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-137	-314
Ergebnis aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-566	-693
Veränderung von Posten des Umlaufvermögens und der sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten	-496	-1.484
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (Operativer Cashflow)	2.787	2.038
Einzahlungen aus dem Abgang von		
Finanzanlagen	1.465	3.380
immateriellen Vermögensgegenständen und Sachanlagen	482	298
Auszahlungen für Investitionen in		
Finanzanlagen	-1.812	-5.059
immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	-1.066	-1.022
Veränderung der Finanzmittelanlagen des Umlaufvermögens	897	1.729
Cashflow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-34	-674
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen einschließlich Konzernfremder	-24	-
Ein-/Auszahlungen für den Verkauf/Erwerb eigener Aktien	-	-
Gezahlte Dividenden		
an Aktionäre der E.ON AG	-1.312	-1.142
an Konzernfremde	-255	-184
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten	-626	3.445
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-2.217	2.119
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten	536	3.483
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel (< 3 Monate)	10	29
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	3.867	4.844
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	7.485	6.705
Finanzmittel des Umlaufvermögens (> 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	-	-
Zahlungsmittel (< 3 Monate) nicht fortgeführter Aktivitäten zum Quartalsende	-	6
Liquide Mittel laut Bilanz	11.352	11.555

Entwicklung des Konzerneigenkapitals									
in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinnrücklagen	Kumuliertes Other Comprehensive Income				Eigene Anteile	Summe
				Differenz aus der Währungsrechnung	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Mindestpensionsrückstellung	Cash Flow Hedges		
1. Januar 2003	1.799	11.402	13.472	-242	-3	-401	-115	-259	25.653
Zurückgekaufte/ verkaufte eigene Anteile			-1					3	2
Gezahlte Dividenden			-1.142						-1.142
Konzernüberschuss			2.753						2.753
Other Comprehensive Income				-604	614	35	100		145
Summe Comprehensive Income									2.898
30. Juni 2003	1.799	11.402	15.082	-846	611	-366	-15	-256	27.411
1. Januar 2004	1.799	11.564	16.976	-1.021	1.184	-492	20	-256	29.774
Zurückgekaufte/ verkaufte eigene Anteile								1	1
Gezahlte Dividenden			-1.312						-1.312
Konzernüberschuss			2.815						2.815
Other Comprehensive Income				416	569	37	116		1.138
Summe Comprehensive Income									3.953
30. Juni 2004	1.799	11.564	18.479	-605	1.753	-455	136	-255	32.416

24 Erläuternde Angaben

Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Die für den Zwischenabschluss zum 30. Juni 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 1.282 Mio € sowie ein Ergebnis von 19 Mio € vor Konsolidierung auf. 115 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 bestehen grundsätzlich 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 betragen 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

Sydskraft 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.

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 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 Veräußerungsaufgaben 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 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 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 damit ab dem 1. Juni 2004 noch einen Anteil von 42,9 Prozent an der Degussa.

Pro-forma-Informationen				
in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2004	2003	2004	2003
Umsatz ¹⁾	10.028	9.658	23.280	23.766
Konzernüberschuss vor Ergebniseffekten aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	1.360	1.793	2.819	3.301
Konzernüberschuss	1.360	1.793	2.819	2.863
Ergebnis je Aktie (in €)	2,07	2,75	4,30	4,39

1) ausschließlich Strom-/Erdgassteuer

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.

Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie				
	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2004	2003	2004	2003
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten in Mio €	1.363	1.073	2.814	2.505
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio €	-3	694	1	696
Ergebnis aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften in Mio €	-	-	-	-448
Konzernüberschuss in Mio €	1.360	1.767	2.815	2.753
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in 1.000 Stück	656.031	652.347	656.029	652.345
Ergebnis je Aktie (in €)				
aus fortgeführten Aktivitäten	2,08	1,64	4,29	3,84
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-0,01	1,07	-	1,07
aus der Erstanwendung neuer US-GAAP-Vorschriften	-	-	-	-0,69
aus Konzernüberschuss	2,07	2,71	4,29	4,22

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 Halbjahr 2003 wurden um die Werte für nicht fortgeführte Aktivitäten angepasst.

Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten		
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003
VEBA Oel	-3	-37
Viterra-Aktivitäten	4	686
E.ON Energie-Aktivitäten	-	48
Sonstige	-	-1
Insgesamt	1	696

Forschung und Entwicklung

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand im E.ON-Konzern entfällt im Wesentlichen auf E.ON Ruhrgas. Im ersten Halbjahr 2004 betrug er insgesamt 26 Mio € (Vorjahr: 47 Mio €).

26 Erläuternde Angaben

Finanzergebnis

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

Finanzergebnis			
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003	+/- %
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	338	606	-44
Sonstiges Beteiligungsergebnis	109	135	-19
Beteiligungsergebnis	447	741	-40
Erträge aus anderen Wertpapieren	13	31	-58
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	43	32	+34
Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	276	317	-13
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-900	-948	+5
- davon Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-250	-241	-4
- davon aus Finanzverbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-2	-1	-
Zinsergebnis	-568	-568	-
Abschreibungen auf Wertpapiere und Ausleihungen	-7	-1	-
Finanzergebnis	-128	172	-

Goodwill und Immaterielle Vermögensgegenstände

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

Goodwill ¹⁾								
1. Halbjahr 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	-18	142	473	71	-	1	-	669
Goodwill Impairment	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstige Veränderungen ²⁾	-112	8	228	-23	81	-	-	182
Nettobuchwert zum 30. Juni 2004	2.048	3.905	5.049	345	3.448	1	10	14.806

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. Juni 2004:

Immaterielle Vermögensgegenstände		
in Mio €	30. 6. 2004	31. 12. 2003
Immaterielle Vermögensgegenstände mit bestimmbarer Nutzungsdauer		
Anschaffungskosten	4.445	4.393
Kumulierte Abschreibungen	1.367	1.232
Nettobuchwert	3.078	3.161
Immaterielle Vermögensgegenstände mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	875	953
Summe	3.953	4.114

In den ersten sechs Monaten 2004 betrug die planmäßigen Abschreibungen auf die immateriellen Vermögensgegenstände 166 Mio € (Vorjahr: 181 Mio €) und die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände 1,5 Mio €. Abschreibungen auf Goodwill wurden im ersten Halbjahr 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 6 Monate): 170 Mio €; 2005: 279 Mio €; 2006: 255 Mio €; 2007: 244 Mio €, 2008: 224 Mio € und 2009: 222 Mio €. Durch zukünftige Akquisitionen und Veräußerungen können die tatsächlichen Werte hiervon abweichen.

Bestand eigener Aktien

Der Bestand eigener Aktien zum 30. Juni 2004 blieb gegenüber dem zum 31. Dezember 2003 nahezu unverändert; das entspricht 5,2 Prozent des Grundkapitals. Der Bestand bei der E.ON AG sank durch die Ausgabe von Mitarbeiteraktien leicht auf 4.376.327 eigene Aktien. Weitere 31.570.257 E.ON-Aktien werden von Tochterunternehmen gehalten.

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		
2. Quartal in Mio €	2004	2003
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	44	39
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	195	178
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-101	-81
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	6	5
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)	6	4
Summe	150	145

Gesamtaufwand der Versorgungszusagen		
1. Halbjahr in Mio €	2004	2003
Aufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche (Employer service cost)	93	82
Kalkulatorischer Zinsaufwand (Interest cost)	402	369
Erwarteter Vermögensertrag (Expected return on plan assets)	-212	-167
Mehrkosten aus Planänderungen (Prior service cost)	13	11
Amortisation versicherungsmathematischer (Gewinne)/Verluste (Net amortization of (gains)/losses)	11	10
Summe	307	305

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“ müssen die Angaben zu bilanzierten Verpflichtungen aus Gesundheitsfürsorgeleistungen sowie die hierauf entfallenden Aufwendungen erstmalig im dritten Quartal 2004 angepasst werden. Hieraus werden keine wesentlichen Auswirkungen für E.ON erwartet.

Verpflichtungen aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen

Zum 30. Juni 2004 betreffen die Verpflichtungen von E.ON aus Stilllegung oder Rückbau von Sachanlagen die Stilllegung von Kernkraftwerken in Deutschland (8.163 Mio €) und Schweden (386 Mio €), die Rekultivierung von konventionellen Kraftwerksstandorten, einschließlich Demontage von Stromübertragungs- bzw. -verteilungsausrüstung (363 Mio €), die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten (76 Mio €) und Tagebaustandorten (57 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 250 Mio € für die ersten sechs Monate 2004 (Vorjahr: 241 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. Juni 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 532 Mio € (Jahresende 2003: 525 Mio €) betragen. Für nahestehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 226 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 681 Mio € (Jahresende 2003: 663 Mio €) betragen. Für nahe stehende Unternehmen ist hierin ein Betrag von 385 Mio € (Jahresende 2003: 353 Mio €) enthalten. Die Gesellschaft hat zum 30. Juni 2004 Rückstellungen in Höhe von 89 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 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 4.817 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. Juni 2004 Rückstellungen in Höhe von 94 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 68 Mio € führen könnten. Darüber hinaus bestehen Produktgarantien, für die ein Betrag von 26 Mio € in den Rückstellungen zum 30. Juni 2004 enthalten ist. Die Veränderung gegenüber dem Rückstellungsstand von 30 Mio € am 31. Dezember 2003 resultieren mit 6 Mio € aus dem Verbrauch und der Auflösung von Rückstellungen sowie mit 2 Mio € aus Zuführungen im ersten Halbjahr 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 umgliedert. Analog

Informationen nach Segmenten

1. Halbjahr in Mio €	Central Europe		Pan-European Gas		UK		Nordic	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Außenumsatz	10.754	9.948	7.199	5.941	4.463	4.188	1.724	1.469
Innenumsatz	112	152	237	202	5	2	29	20
Gesamtumsatz	10.866	10.100	7.436	6.143	4.468	4.190	1.753	1.489
Adjusted EBITDA	2.689	2.428	1.103	956	800	568	598	445
Abschreibungen ³⁾	-530	-578	-194	-199	-280	-202	-205	-176
Adjusted EBIT	2.159	1.850	909	757	520	366	393	269
darin Equity-Ergebnis ³⁾	90	128	200	152	18	19	7	13
Operativer Cashflow	1.112	2.030	865	562	379	87	578	339
Investitionen	857	605	295	291	258	212	517	304
Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen	432	438	61	78	270	135	171	141
Finanzanlagen	425	167	234	213	-12	77	346	163

- 1) Die weiteren Aktivitäten beinhalten die Beteiligungen an Viterra 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 at equity in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen. Der Beitrag zum Adjusted EBIT betrug 82 Mio € im 1. Halbjahr 2004 (1. Halbjahr 2003: 123 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 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 (213 Mio €).

werden Zinsanteile an der Dotierung anderer langfristiger Rückstellungen 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 Novelisierung der Endlager-Vorausleistungsverordnung (siehe S. 7). Das wirtschaftliche Zinsergebnis des zweiten Quartals wird 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. Halbjahr in Mio €	2004	2003
Netto-Zinsaufwand	-359	-358
- Netto-Zinsaufwand aus Finanzforderungen und -verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	-2	-1
- Aufzinsung im Rahmen von SFAS 143	-250	-241
+ Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	43	32
Zinsergebnis laut Gewinn- und Verlustrechnung	-568	-568
Neutrales Zinsergebnis ¹⁾	43	21
Zinsanteil langfristiger Rückstellungen	82	-259
Wirtschaftliches Zinsergebnis	-443	-806

1) Neutrale Zinsaufwendungen werden addiert, neutrale Zinserträge abgezogen. Das neutrale Zinsergebnis im ersten Halbjahr 2004 und 2003 betrifft unter anderem steuerlich bedingten Zinsaufwand.

	US-Midwest		Corporate Center		Kerngeschäft Energie		Weitere Aktivitäten ¹⁾		E.ON-Konzern	
	2004	2003 ²⁾	2004	2003	2004	2003 ²⁾	2004	2003	2004	2003 ²⁾
	963	979	52	70	25.155	22.595	439	1.504	25.594	24.099
	-	-	-388	-380	-5	-4	5	4	-	-
	963	979	-336	-310	25.150	22.591	444	1.508	25.594	24.099
	261	221	-154	-168	5.297	4.450	296	441	5.593	4.891
	-93	-106	-14	-11	-1.316	-1.272	-69	-136	-1.385	-1.408
	168	115	-168	-179	3.981	3.178	227	305	4.208	3.483
	10	17	-29	12	296	341	82	52	378	393
	95	42	-262	-1.065	2.767	1.995	20	43	2.787	2.038
	125	210	819	4.328	2.871	5.950	7	131	2.878	6.081
	125	210	-	-62	1.059	940	7	82	1.066	1.022
	-	-	819	4.390	1.812	5.010	-	49	1.812	5.059

Finanzkalender

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
11. August 2005	Zwischenbericht Januar – Juni 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.