



# Jahresbericht 2005

## Auf einen Blick

<b>Betriebsdaten</b>		<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>+/- in %</b>
Erdgasförderung	(Mio. m <sup>3</sup> )	2.353	2.158	9,0
Inland	(Mio. m <sup>3</sup> )	2.047	1.926	6,3
Ausland	(Mio. m <sup>3</sup> )	306	232	31,9
Erdölförderung	(Tsd. m <sup>3</sup> )	4.631	5.626	- 17,7
Inland	(Tsd. m <sup>3</sup> )	1.256	1.163	8,0
Ausland	(Tsd. m <sup>3</sup> )	3.375	4.463	- 24,4
Reserven und nachgewiesene Ressourcen gesamt <sup>1)</sup>	(Mio. m <sup>3</sup> OE <sup>2)</sup> )	180,3	174,2	3,5
Reserven gesamt	(Mio. m <sup>3</sup> OE <sup>2)</sup> )	116,2	125,1	- 7,1
Erdgasreserven	(Mio. m <sup>3</sup> OE <sup>2)</sup> )	67,7	71,8	- 5,6
Erdölreserven	(Mio. m <sup>3</sup> OE <sup>2)</sup> )	48,5	53,3	- 9,0
nachgewiesene Ressourcen gesamt	(Mio. m <sup>3</sup> OE <sup>2)</sup> )	64,1	49,1	32,2
nachgewiesene Erdgasressourcen	(Mio. m <sup>3</sup> OE <sup>2)</sup> )	48,2	35,9	34,3
nachgewiesene Erdölressourcen	(Mio. m <sup>3</sup> OE <sup>2)</sup> )	15,9	13,2	20,5

<b>Kennzahlen RWE Dea Teilkonzern</b>		<b>2005</b>	<b>2004</b>	<b>+/- in %</b>
Mitarbeiter ohne Auszubildende <sup>1)</sup>	(in MÄ <sup>3)</sup> )	917	894	2,6
Außenumsatz	(Mio. €)	1.493	1.194	25,0
EBITDA	(Mio. €)	642	558	15,1
Betriebliches Ergebnis	(Mio. €)	445	357	24,6
Ergebnis vor Steuern	(Mio. €)	482	365	32,1
Ergebnis nach Steuern	(Mio. €)	243	145	67,6
Nettoergebnis	(Mio. €)	239	144	66,0
Wertbeitrag	(Mio. €)	308	213	44,6
Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit	(Mio. €)	337	376	- 10,4
Investitionen	(Mio. €)	296	251	17,9
Return on Capital Employed (ROCE <sup>4)</sup> )	(%)	42,1	32,4	29,9
Eigenkapitalrentabilität <sup>5)</sup>	(%)	16,2	9,6	68,8
Umsatzrentabilität <sup>6)</sup>	(%)	25,5	28,6	- 10,8
Eigenkapitalquote <sup>7)</sup>	(%)	48,3	51,9	- 6,9
Ergebnis je Aktie	(€)	17,80	10,74	65,7

<sup>1)</sup> Stand jeweils 31.12.

<sup>2)</sup> Öläquivalente (OE) = Maßeinheit für Energie

<sup>3)</sup> Mitarbeiteräquivalente (MÄ) = Ein Mitarbeiteräquivalent entspricht einer Vollzeitstelle

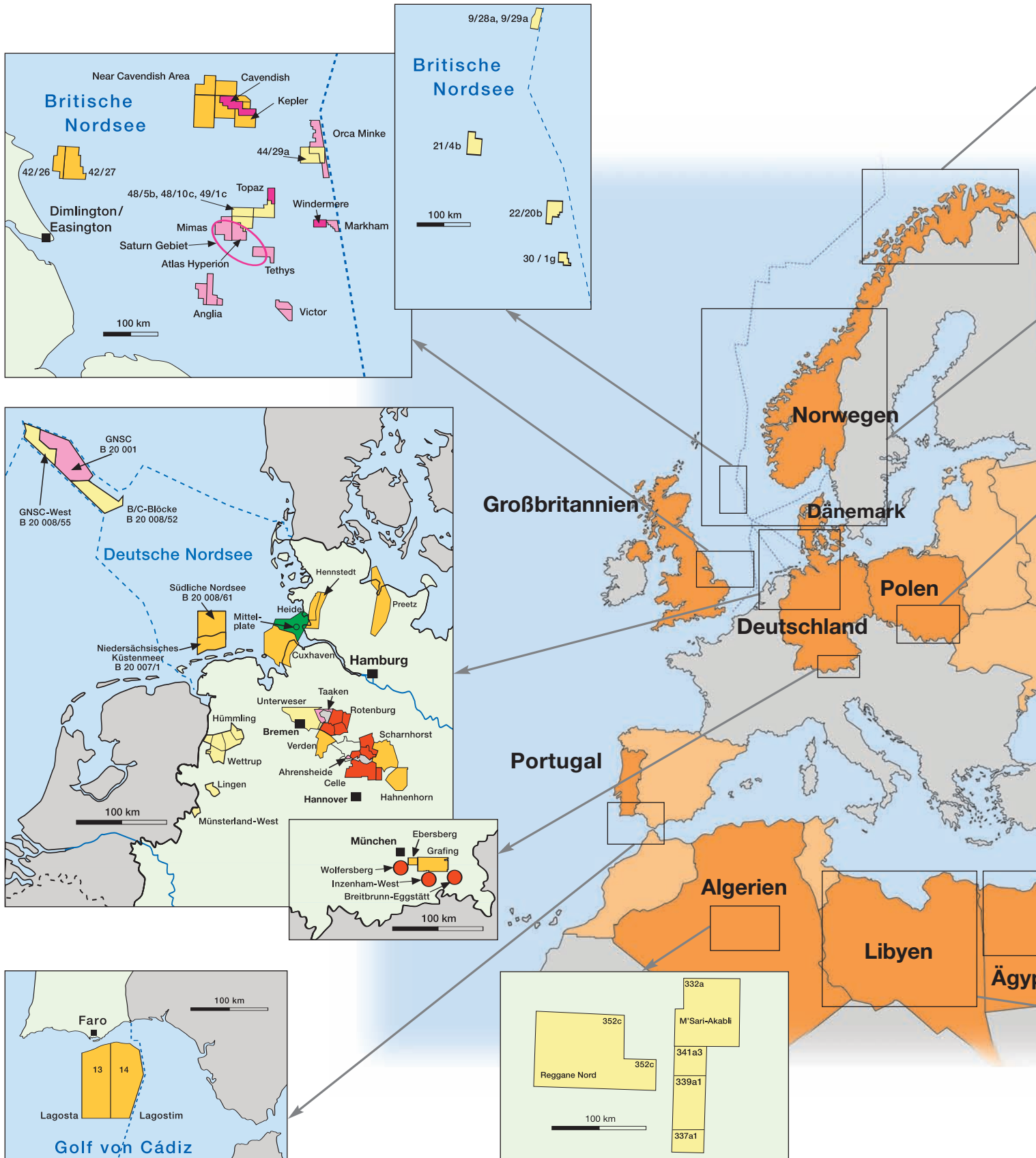
<sup>4)</sup> Return on Capital Employed (ROCE) = Betriebliches Ergebnis : Betriebliches Vermögen

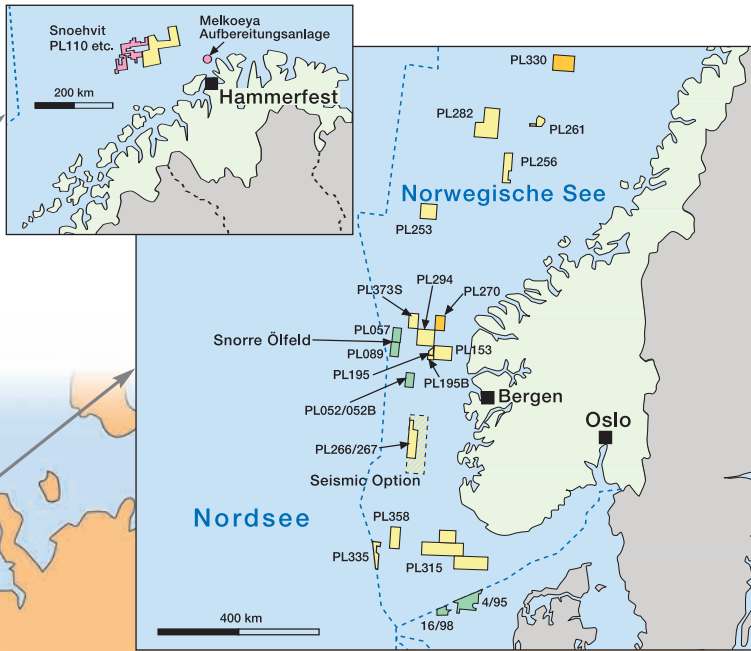
<sup>5)</sup> Eigenkapitalrentabilität = Ergebnis nach Steuern : Durchschnittliches Eigenkapital

<sup>6)</sup> Umsatzrentabilität = Betriebliches Ergebnis abzüglich Beteiligungsergebnis : Umsatzerlöse ohne selbst angemeldete Mineralöl-/Erdgassteuern

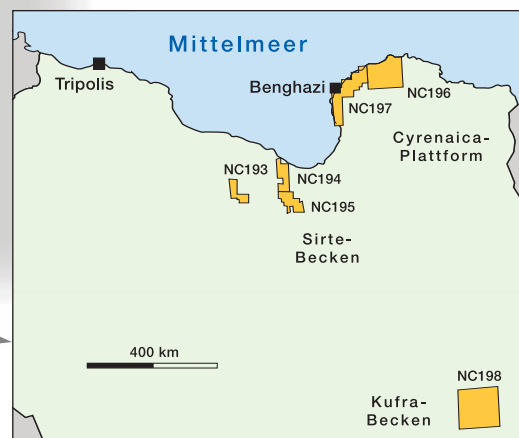
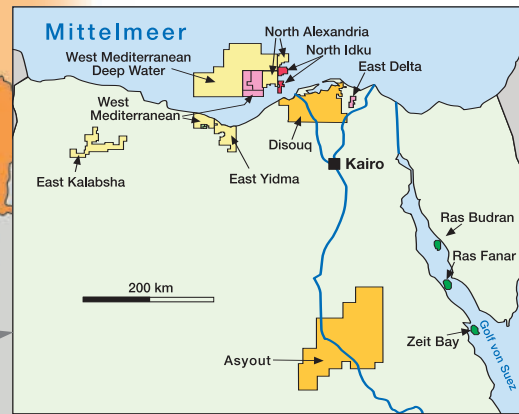
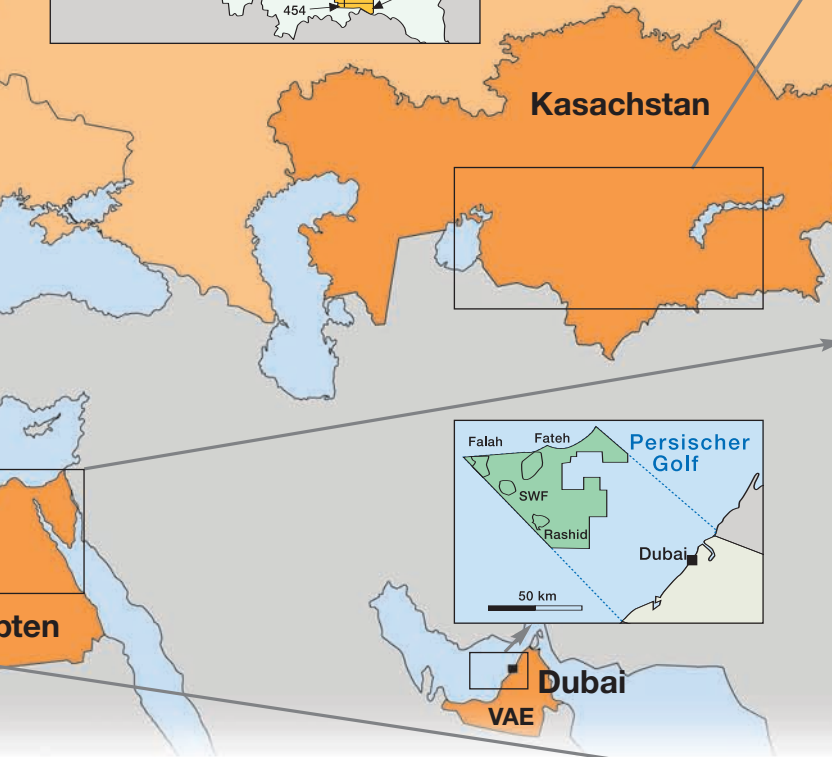
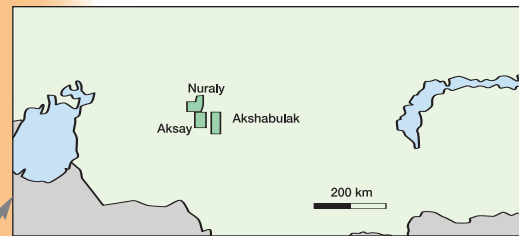
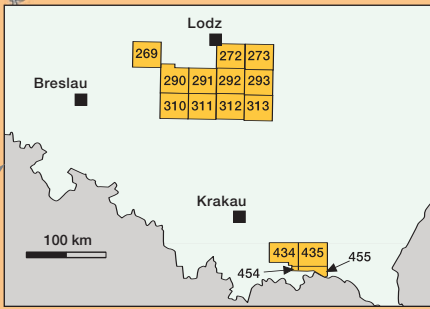
<sup>7)</sup> Eigenkapitalquote = Eigenkapital : Gesamtkapital

# RWE Dea Gas- und Ölaktivitäten und Interessengebiete im Überblick





- Aktivitäten
- Interessengebiete
- Produktion/Entwicklung Gas:**
- Betriebsführer
- Partner
- Produktion/Entwicklung Öl:**
- Betriebsführer
- Partner
- Explorationslizenzen:**
- Betriebsführer
- Partner
- Gasspeicher



## Kurzporträt der RWE Dea AG

Die RWE Dea AG, Hamburg, ist international in der Exploration und Produktion von Erdgas und Erdöl tätig. Das Unternehmen wendet modernste Bohr- und Produktionstechniken an und nutzt dabei das umfangreiche Know-how aus einer über 100-jährigen Firmengeschichte. Auch hinsichtlich Sicherheit und Umweltschutz setzt das Unternehmen Maßstäbe.

RWE Dea produziert in Deutschland, Großbritannien, Norwegen, Dänemark, Ägypten, Dubai und Kasachstan und verfügt über weitere Explorationslizenzen in Algerien, Libyen, Portugal und Polen. In Deutschland betreibt RWE Dea zudem hochvolumige Untergrund-Erdgasspeicher. Die Gesellschaft gehört als Teil des Unternehmensbereichs RWE Power zum RWE-Konzern – einem der größten europäischen Energie-Unternehmen.

## Inhalt

02	Vorwort des Vorstands
04	Bericht des Aufsichtsrats
06	Lagebericht
14	Mitarbeiter
18	Geschäftsaktivitäten
26	Teilkonzernabschluss
65	Organe der Gesellschaft
67	Glossar

## Vorwort des Vorstands



Dr. Georg Schöning  
Sprecher des Vorstands



Lutz-Michael Liebau  
Vorstandsmitglied



Dr. Rolf Wiese  
Vorstandsmitglied

### **Verehrte Freunde des Unternehmens,**

Energiepolitik ist eines der großen Themen unserer Zeit. In den letzten Monaten ist viel über Versorgungssicherheit diskutiert worden. Wir alle wissen, dass fossile Energieträger endlich sind. Ein Ersatz für Öl und Gas durch regenerative Energien ist jedoch in absehbarer Zeit nicht zu erreichen. Das ist aber kein Grund zur Sorge, denn weltweit gibt es für die nächsten Jahrzehnte ausreichende Öl- und Gasvorkommen. Ihre Reichweite hat durch Neufunde und technischen Fortschritt trotz steigenden Verbrauchs in den letzten Jahrzehnten sogar eher zugenommen. Jedoch traf in jüngster Zeit eine steigende Nachfrage auf geringe freie Produktionskapazitäten, was zu einem deutlichen Preisschub führte. Politische Instabilitäten in großen Erzeugerländern verschärfen diese Situation.

Der Erfolg von Unternehmen der E&P-Industrie wird von dieser Preissituation begünstigt. So hat RWE Dea die erfolgreiche Geschäftstätigkeit der letzten Jahre fortgesetzt und erzielte 2005 erneut ein sehr gutes Ergebnis. Dies ist ein Grund zur Freude, wir sehen darin aber auch eine Verantwortung: Es ist unsere Aufgabe, weiterhin größtmögliche Anstrengungen zu unternehmen, um unseren Beitrag zur Sicherung der Energieversorgung und zum Ergebnis des RWE-Konzerns zu leisten.

Auch in Zukunft wollen wir durch intensive Exploration unsere Ressourcen- und Reservenbasis weiter ausbauen und möglichst schnell in Produktion bringen. Wir haben uns das ambitionierte Ziel gesetzt, in den nächsten zehn Jahren jährlich um etwa 4% zu wachsen und beabsichtigen dafür insgesamt mehr als 4 Mrd. € aufzuwenden. Diese Mittel werden wir aber nur dort investieren, wo sie wirtschaftlich tragfähig sind; d.h., wo langfristig auch nach Abzug von Steuern und Abgaben ein angemessener Ertrag erzielt werden kann.

Beim Erfolg im Upstream-Geschäft kommt es weniger auf Größe als vielmehr auf das Know-how an, über das ein Unternehmen verfügt. In dieser Hinsicht hat RWE Dea viel zu bieten. Wir sind im abgelaufenen Geschäftsjahr bei der Umsetzung unserer Wachstumsziele gut vorangekommen und können auf das von uns Geleistete stolz sein. So stand das Jahr 2005 in allen unseren operativen Geschäftsbereichen im Zeichen zukunftsweisender Projekte:

In Deutschland haben wir durch die Pipeline-Anbindung der Bohr- und Förderinsel Mittelplate an das Festland und die Installation einer neuen Bohranlage die Voraussetzung geschaffen, unsere inländische Ölproduktion in den nächsten Jahren signifikant zu steigern.

In Großbritannien konnten wir nach dem Förderbeginn im Saturn-Gebiet unsere monatliche Gasproduktion vervierfachen. Mit dem Projekt Cavendish ist RWE Dea erstmals auch Betriebsführer bei der Entwicklung eines Gasfeldes in der britischen Nordsee. Die Inbetriebnahme ist für Herbst 2006 geplant.

Schließlich haben wir in Nordafrika die erfolgreiche Explorationstätigkeit der letzten Jahre fortgesetzt. Viel versprechende Fündigkeiten erzielten wir in Ägypten und in Algerien. Unsere umfangreichen Gasvorkommen in Ägypten zu vermarkten, wird im Jahr 2006 von besonderer Bedeutung sein. Das Gas soll nicht nur in den ägyptischen Markt gelangen, sondern auch als LNG exportiert werden, wobei wir uns um die Beteiligung an einer Verflüssigungsanlage bemühen.

Durch diese und weitere Projekte werden wir unsere im abgelaufenen Geschäftsjahr leicht zurückgegangene Förderung stabilisieren und mittelfristig wieder steigern können.

Entscheidend für die positive Entwicklung unseres Geschäfts war und ist unser Ruf als ein fachlich kompetenter Partner, der auch seiner Verantwortung gegenüber Dritten gerecht wird. Nicht zuletzt setzen wir mit unserer Arbeit auch Maßstäbe hinsichtlich Sicherheit und Umweltschutz. Das hat unser erfolgreiches Pipeline-Projekt im sensiblen Wattenmeergebiet einmal mehr eindrucksvoll gezeigt.

Unser Engagement kommt nicht nur den Menschen in Deutschland zugute. Es führt besonders im Ausland zur Entdeckung und Entwicklung von Kohlenwasserstoffvorkommen. Unsere ausländischen Partner profitieren von unserer effizienten Organisation, unserem auf über 100 Jahre Erfahrung basierenden Know-how und von der von uns angewendeten modernsten Technik. Schließlich schaffen wir auch im Ausland in gleicher Weise wie im Inland neue Arbeitsplätze.

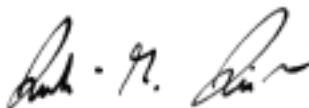
Das Ansehen unseres Unternehmens ist das Ergebnis der Leistung unserer Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter. Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat die Belegschaft in einer Mitarbeiterbefragung ihr Engagement und eine hohe Identifikation mit ihrem Unternehmen erneut dokumentiert. Die Zufriedenheitswerte der in unserem Unternehmen Beschäftigten liegen deutlich über externen Vergleichswerten und erreichten Spitzenwerte. Das ist unser wahres Zukunftskapital – denn die großen Herausforderungen, die zur Entwicklung unseres Geschäfts auf uns warten, lassen sich nur mit einem Team kompetenter und motivierter Mitarbeiter meistern.

Unser Dank gilt allen, die im abgelaufenen Jahr zu unserem Erfolg beigetragen haben. Für das Geschäftsjahr 2006 sind wir wiederum sehr zuversichtlich und erwarten, dass sich unser Unternehmen als integrierter Teil des RWE-Konzerns weiterhin positiv entwickeln wird.

Der Vorstand



Dr. Georg Schöning  
Sprecher des Vorstands



Lutz-Michael Liebau  
Vorstandsmitglied



Dr. Rolf Wiese  
Vorstandsmitglied

# Bericht des Aufsichtsrats



Jan Zilius,  
Vorsitzender des Aufsichtsrats

□ Der Aufsichtsrat hat in der Berichtszeit die Geschäftsführung der Gesellschaft regelmäßig überwacht. Er hat sich vom Vorstand laufend schriftlich und mündlich über die Lage der Gesellschaft, über grundsätzliche Fragen der Geschäftspolitik und über den Geschäftsverlauf unterrichten lassen. Er befasste sich auf der Grundlage der Berichterstattung des Vorstands eingehend mit dem Geschäftsverlauf, mit der Entwicklung von Produktion, Absatz, Kosten und Erlösen, mit der Ertragslage und der Unternehmensplanung sowie mit allen wesentlichen Geschäftsvorgängen. Der Aufsichtsrat wurde darüber hinaus regelmäßig und umfassend über die zur Absicherung von Geschäftsrisiken ergriffenen Maßnahmen in Kenntnis gesetzt.

Der Aufsichtsrat befasste sich insbesondere eingehend mit der weiteren Strategie zum organischen Wachstum der Gesellschaft. In den Sitzungen wurden geplante und bereits ergriffene Maßnahmen zum Ausbau der Exploration, Produktion und Vermarktung von Erdgas und Erdöl erörtert. So wurden dem Aufsichtsrat insbesondere die Arbeiten zur Pipeline-Anbindung der Bohr- und Förderinsel Mittelplate an die Landstation Dieksand in Schleswig-Holstein ausführlich erläutert und er hat sich auch vor Ort über den Stand und die Durchführung der Maßnahmen informiert. Ihm wurden die Schritte zur Entwicklung der Gasvorkommen in der britischen Nordsee dargelegt und er wurde über die Explorationstätigkeit der Gesellschaft in Nordafrika sowie über die Verhandlungen zur Vermarktung der dortigen gesellschaftseigenen Gasvorkommen unterrichtet.

Das Gremium wurde über den Stand und Ausgang der Anfechtungsklagen gegen die Veräußerung des Downstream-Geschäfts aus dem Jahr 2003 und gegen den Squeeze-Out-Beschluss aus dem Jahr 2004 informiert. Beide Anfechtungsklagen wurden durch Urteile des Landgerichts Hamburg vom 13. Mai 2005 abgewiesen. Die Entscheidung des erstgenannten Verfahrens ist bereits rechtskräftig geworden.

Zudem wurde dem Aufsichtsrat über den Stand der Vorbereitungen und den Vollzug von Veräußerungen nicht betriebsnotwendiger Immobilien, wie der des ehemaligen Raffineriegeländes und des Großtanklagers Raunheim der Caltex Deutschland GmbH, berichtet.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats wurden über die Übertragung der Anteile der Gesellschaft von der bisherigen Alleineigentümerin RWE Aktiengesellschaft auf die konzerneigene BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen, in Kenntnis gesetzt.

Der Vorsitzende des Aufsichtsrats behandelte zudem in Einzelgesprächen mit dem Vorstand wichtige geschäftspolitische Angelegenheiten sowie die Lage und Entwicklung des Unternehmens.

Im Geschäftsjahr 2005 fanden drei Aufsichtsratssitzungen statt. Auch der Personalausschuss tagte dreimal, der Vermittlungsausschuss gemäß § 27 Absatz 3 MitbestG musste im Berichtsjahr nicht einberufen werden.

Der vom Vorstand aufgestellte Jahresabschluss und der Teilkonzernabschluss für das Geschäftsjahr 2005 sowie die Lageberichte des RWE Dea Teilkonzerns und der RWE Dea AG sind unter Einbeziehung der Buchführung von der durch die Hauptversammlung am 16. März 2005 als Abschlussprüfer bestimmten und vom Aufsichtsrat mit der Prüfung beauftragten PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Frankfurt am Main, Zweigniederlassung Essen, geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen worden. Der Teilkonzernabschluss, der Jahresabschluss, die Lageberichte für den RWE Dea Teilkonzern und die RWE Dea AG sowie die Berichte des Abschlussprüfers über den Teilkonzernabschluss und den Jahresabschluss sind allen Aufsichtsratsmitgliedern rechtzeitig vor der Bilanzsitzung am 9. Februar 2006 ausgehändigt worden. Der Abschlussprüfer hat an der Beratung des Teilkonzern- und des Jahresabschlusses teilgenommen, über die wesentlichen Ergebnisse seiner Prüfung berichtet und für die Beantwortung von Fragen zur Verfügung gestanden. Der Aufsichtsrat hat dem Prüfungsergebnis in Bezug auf den Teilkonzernabschluss und den Jahresabschluss zugestimmt.

Der Aufsichtsrat hat den vom Vorstand aufgestellten Jahresabschluss, den Teilkonzernabschluss und die Lageberichte geprüft. Nach dem abschließenden Ergebnis seiner Prüfung sind keine Einwendungen zu erheben. Der Aufsichtsrat hat den Teilkonzern- und den Jahresabschluss zum 31. Dezember 2005 gebilligt. Letzterer ist damit festgestellt.

Mit Ablauf des 31. März 2005 ist Herr Dr. Gert Maichel aus dem Aufsichtsrat ausgeschieden. Er saß dem Aufsichtsrat seit 2001 vor. Herr Dr. Maichel hatte maßgeblichen Anteil am Ausbau der RWE Dea als Explorations- und Produktionsunternehmen im In- und Ausland. Wir danken ihm für sein großes Engagement und seine Verbundenheit mit dem Unternehmen. An Stelle von Herrn Dr. Maichel ist Herr Jan Zilius, Mitglied des Vorstands der RWE Aktiengesellschaft und Vorsitzender des Vorstands der RWE Power Aktiengesellschaft, durch gerichtlichen Beschluss mit Wirkung vom 1. April 2005 für den Rest der Amtszeit von Herrn Dr. Maichel zum Aufsichtsratsmitglied der Aktionäre bestellt worden. Der Aufsichtsrat hat Herrn Zilius zu seinem Vorsitzenden gewählt.

Herr Dr. Rolf Wiese ist nach zehnjähriger Tätigkeit als Arbeitsdirektor und Mitglied des Vorstands mit Erreichen der Altersgrenze zum 31. Dezember 2005 aus den Diensten der Gesellschaft ausgeschieden. Er hat mit Erfahrung und Kompetenz das Ressort Personal und Recht der RWE Dea geführt. In seiner Amtszeit hat er an tief greifenden Entscheidungen zur Aufteilung des ehemals integrierten Mineralöl- und Chemieunternehmens RWE Dea und seiner Neuausrichtung zu einem reinen E&P-Unternehmen mitgewirkt. Er gestaltete die personalseitige und rechtliche Umsetzung des Umbaus entscheidend mit, sodass die Belange von Eigentümern und Mitarbeitern ausgewogen berücksichtigt wurden. Wir danken Herrn Dr. Wiese für seine langjährige, engagierte und erfolgreiche Arbeit.

Herrn Dr. Georg Schöning, Sprecher des Vorstands der RWE Dea AG, wurden mit Wirkung vom 1. Januar 2006 das Ressort Personal und Recht sowie die Funktion des Arbeitsdirektors übertragen. Darüber hinaus verantwortet er weiterhin die Bereiche Unternehmensplanung und Unternehmenskommunikation. Herr Thomas Rappuhn ist mit Wirkung vom 1. Januar 2006 zum neuen Vorstandsmitglied mit der Verantwortung für das Ressort Operations bestellt worden.

Hamburg, den 9. Februar 2006

Der Aufsichtsrat



Jan Zilius

Vorsitzender des Aufsichtsrats

## Lagebericht

Mit einem verbesserten betrieblichen Ergebnis hat RWE Dea die erfolgreiche Geschäftsentwicklung der vergangenen Jahre fortgesetzt. Insbesondere Öl- und Gaspreise auf Rekordniveau konnten den Rückgang bei der Ölproduktion überkompensieren.



Die RWE Aktiengesellschaft hat im Oktober 2005 ihre 100%ige Beteiligung an der RWE Dea AG auf eine konzerninterne Beteiligungsgesellschaft, die BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, übertragen. Die BGE ist eine 100%ige Tochtergesellschaft der RWE Aktiengesellschaft mit Sitz in Essen. Aus der Übertragung ergeben sich keine Auswirkungen auf unser Unternehmen. Unberührt davon bleiben die Struktur der RWE Dea AG, ihre Aufgaben als international tätige Explorations- und Produktionsgesellschaft für Erdgas und Erdöl sowie ihre Anbindung an die RWE Power Aktiengesellschaft im RWE-Konzernbereich Erzeugung und Gewinnung. Auch der Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag zwischen unserer Gesellschaft und der RWE Aktiengesellschaft ist nicht betroffen.

#### Rohölpreise auf Rekordhöhe

Die internationalen Rohölnotierungen entwickelten sich in den ersten acht Monaten des Jahres 2005 fast stetig aufwärts, sodass bei der Referenzsorte Brent-Rohöl im August Rekordnotierungen von über 67 US-\$ je Barrel erreicht wurden. Anschließend entspannte sich die Situation auf den Rohölmärkten wieder und der Brent-Rohölpreis ging zum Jahresende auf ein Niveau von rund 57 US-\$ je Barrel zurück. Durchschnittlich notierte Brent-Rohöl bei 54,52 US-\$ je Barrel. Das Preisniveau lag damit um 42,5% über dem des Jahres 2004 und war doppelt so hoch wie im Durchschnitt der letzten zehn Jahre. Grund für die Entwicklung ist eine steigende Nachfrage nach Erdöl und Erdölprodukten vor allem aus den USA und China, die auf geringe freie Förderkapazitäten und begrenzte Raffineriekapazitäten traf. Anfang 2005 wirkten auch Versorgungsängste im Zusammenhang mit den politischen Spannungen durch die Wiederaufnahme des Atomprogramms im Iran und die Zerschlagung des Yukos-Konzerns in Russland preistreibend. Im Frühherbst führten zwei Hurrikans im Golf von Mexiko zu Produktionsausfällen bei Erdöl und Erdgas sowie zu Raffinerieausfällen in be-

achtlichem Ausmaß. Infolge der Ölpreisentwicklung zogen ebenfalls die Erdgaspreise stark an. Sie orientieren sich aufgrund von Vertragsformeln in der Regel an Ölpreisen der vorhergehenden sechs Monate. So waren die von uns realisierten Preise mit einem Durchschnittspreis von 16,0 €-Cent/m<sup>3</sup> um 42,9% deutlich höher als im Vorjahr.

#### Gasproduktion erhöht, Ölproduktion rückläufig

Unsere Gasförderung lag mit einem Volumen von 2,4 Mrd. m<sup>3</sup> um 9,0% über dem Vorjahresniveau. Der Anstieg der Förderung resultiert aus dem Förderbeginn im Feld Atlas/Hyperion im Saturn-Gebiet in der britischen Nordsee sowie aus einer höheren Förderung infolge zusätzlich verkaufter Mengen und neuer Vertragsabschlüsse in Deutschland. Die Ölproduktion ging dagegen aus verschiedenen Gründen im Vergleich zum Vorjahr um 17,7% auf 4,6 Mio. m<sup>3</sup> zurück: Der Anteil der der RWE Dea zugerechneten Förderung in Kasachstan halbierte sich von 50% auf 25%, nachdem das von uns an die kasachische Beteiligungsgesellschaft Kazgermunai ausgereichte Darlehen zum 1. Juli 2004 vollständig zurückgezahlt worden war. Die Förderung im norwegischen Ölfeld Snorre konnte erst ab Februar 2005 wieder schrittweise aufgenommen werden. Sie war Ende 2004 infolge eines Gasaustritts eingestellt worden. Die Produktion in Dänemark zeigte eine unerwartet hohe Verwässerung. Zudem setzte sich der natürliche Förderrückgang in Ägypten und Dubai fort. Diese Effekte konnten noch nicht durch die höhere Produktion aus dem inländischen Ölfeld Mittelplate ausgeglichen werden, die wir dank einer neuen Pipeline-Verbindung seit Oktober 2005 deutlich ausweiten konnten.

Gas- und Ölförderung		2005	2004
RWE Dea Teilkonzern			
Erdgas			
Deutschland	Mio. m <sup>3</sup>	2.047	1.926
Ausland	Mio. m <sup>3</sup>	306	232
Gesamt	Mio. m <sup>3</sup>	2.353	2.158
Erdöl			
Deutschland	Tsd. m <sup>3</sup>	1.256	1.163
Norwegen	Tsd. m <sup>3</sup>	1.296	1.574
Dänemark	Tsd. m <sup>3</sup>	218	496
Kasachstan <sup>1)</sup>	Tsd. m <sup>3</sup>	557	960
Ägypten	Tsd. m <sup>3</sup>	717	802
Sonstige	Tsd. m <sup>3</sup>	587	631
Gesamt	Tsd. m <sup>3</sup>	4.631	5.626

1) In Kasachstan enthielt die Förderung bis zur vollständigen Tilgung von Gesellschafterdarlehen im Juni 2004 einen Förderanteil von 50%. Die Produktion 2005 enthält hingegen nur einen 25%igen Anteil, entsprechend der Höhe unserer Beteiligung.

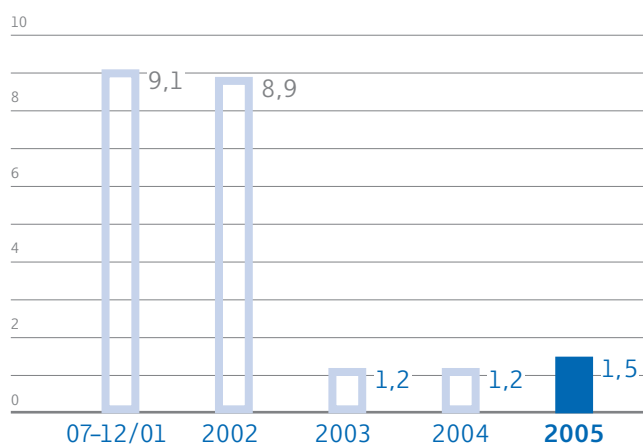
### Außenumsatz gestiegen

Der Außenumsatz der RWE Dea belief sich 2005 auf 1.493 Mio. € und lag damit um 25,0% über dem des Vorjahres. Durch Produktionseinbußen bedingte Rückgänge bei den Erdölerlösen konnten durch gestiegene Preise mehr als ausgeglichen werden. Der Auslandsanteil am Außenumsatz des Teilkonzerns betrug im abgelaufenen Geschäftsjahr 55,4%.

Außenumsatz		2005	2004
RWE Dea Teilkonzern in Mio. €			
Gesamt		1.493	1.194

### Außenumsatz

RWE Dea Teilkonzern in Mrd. €



### Ergebnis weiter gestiegen

Das im Geschäftsjahr 2005 vom RWE Dea Teilkonzern erwirtschaftete betriebliche Ergebnis erreichte mit 445 Mio. € erneut einen hohen Wert, der noch um 24,9% über dem hohen Vorjahreswert lag. Maßgeblich für die Verbesserung waren insbesondere die Preisentwicklungen bei Rohöl und Erdgas. Die Preissteigerung wirkte sich jedoch aufgrund von Preissicherungsmaßnahmen bei den Ölgeschäften nur zum Teil ergebnissteigernd aus.

Das erfreuliche Gesamtergebnis resultierte aus den verbesserten Ergebnissen der Bereiche Inland und Europa/GUS. Das Ergebnis im Inland legte sowohl beim Öl- als auch beim Gasgeschäft signifikant zu. Der Bereich Europa/GUS schloss dank der norwegischen Ölkaktivitäten und aufgrund der Equity-Bewertung unserer Beteiligung am kasachischen Gemeinschaftsunternehmen Kazgermunai deutlich über dem Vorjahreswert ab. Der Bereich Nordafrika/Naher Osten war durch hohe Explorationsaufwendungen vor allem in Libyen und Ägypten belastet.

Das EBITDA stieg um 15,1% auf 642 Mio. €. Das Ergebnis vor Steuern liegt mit 482 Mio. € um 32,1% über dem Vorjahreswert. Es enthält im neutralen Ergebnis den Gewinn aus dem Verkauf des ehemaligen Raffineriegeländes der Caltex Deutschland GmbH sowie das erstmals phasengleich vereinnahmte Ergebnis 2005 aus unserer Equity-Beteiligung in Kasachstan. Im Vorjahreszeitraum hatten wir ein Ergebnis vor Steuern von 365 Mio. € erzielt. Das Ergebnis nach Steuern beläuft sich 2005 auf 243 Mio. € (Vorjahr 145 Mio. €). Nach Berücksichtigung der Anteile anderer Gesellschafter verbleibt ein Nettoergebnis in Höhe von 239 Mio. € (Vorjahr 144 Mio. €).

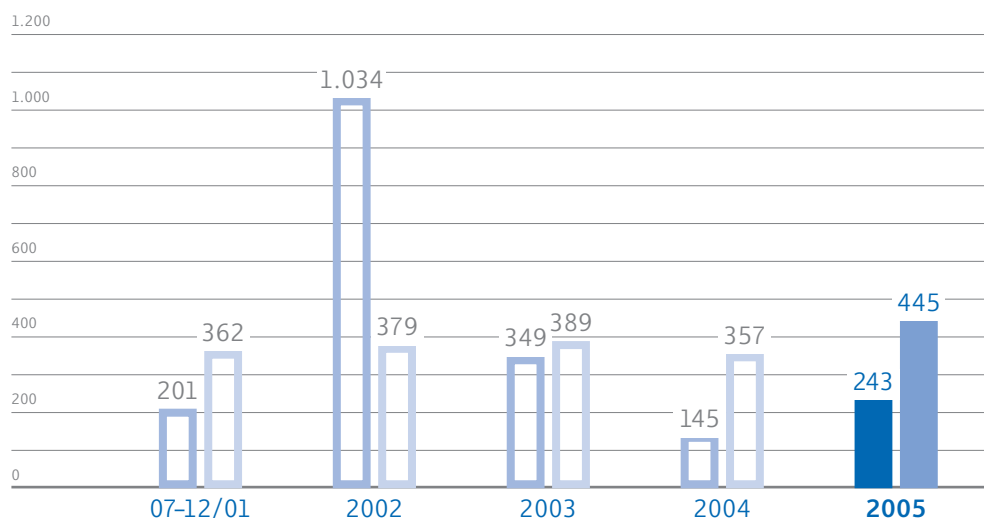
### Betriebswirtschaftliche Gewinn- und Verlustrechnung

RWE Dea Teilkonzern in Mio. €

	2005	2004
EBITDA	642	558
Abschreibungen	- 234	- 217
Beteiligungsergebnis	37	16
Betriebliches Ergebnis	445	357
Neutrales Ergebnis	32	- 5
Finanzergebnis	5	13
<b>Ergebnis vor Steuern</b>	<b>482</b>	365
Ertragsteuern	- 239	- 220
<b>Ergebnis nach Steuern</b>	<b>243</b>	145
Anteile anderer Gesellschafter	- 4	- 1
<b>Nettoergebnis</b>	<b>239</b>	144

### Betriebliches Ergebnis und Ergebnis nach Steuern

RWE Dea Teilkonzern in Mio. €



### Hohe Kapitalrendite und Wertbeitrag

Die Kapitalrendite (ROCE) gibt das Verhältnis des betrieblichen Ergebnisses zum durchschnittlichen betrieblichen Vermögen wieder. Um einen Wertbeitrag zu erzielen, muss der ROCE über den für das betriebliche Vermögen kalkulierten Kapitalkosten liegen. Diese hat der RWE-Konzern für den RWE Dea Teilkonzern auf derzeit 13% festgelegt.

Der ROCE des RWE Dea Teilkonzerns beträgt 42,1%. Im Vergleichszeitraum des Vorjahres erzielten wir einen ROCE von 32,4%. Nach Abzug der kalkulierten Kapitalkosten ergibt sich für das Jahr 2005 ein Wertbeitrag von 29,1% gegenüber einem Vorjahreswert von 19,4%. Der Anstieg ist im Wesentlichen auf das höhere betriebliche Ergebnis im Jahr 2005 zurückzuführen. In absoluten Zahlen ausgedrückt bezieht sich der Wertbeitrag des RWE Dea Teilkonzerns im Berichtsjahr auf 308 Mio. €. Im Vorjahr lag er bei 213 Mio. €.

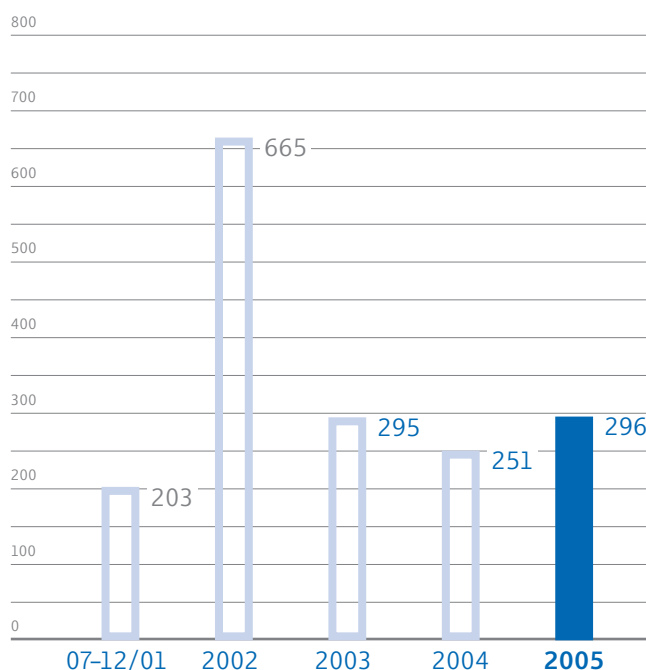
### Investitionen ausgeweitet

RWE Dea investierte im Geschäftsjahr 2005 insgesamt 296 Mio. €. Die Investitionen lagen damit um 18% über dem Vorjahreswert in Höhe von 251 Mio. €. Die Mehrausgaben resultieren im Wesentlichen aus höheren Investitionen zur Entwicklung des Ölfeldes Mittelplate in Deutschland sowie aus Feldesentwicklungen in Großbritannien. Weitere Schwerpunkte der Investitionstätigkeit waren die Feldesentwicklung Snoehvit in Norwegen sowie das Pre-Development in der Lizenz North Alexandria und das Arbeitsprogramm der RWE Dea Suez GmbH in Ägypten.

Investitionen	2005	2004
RWE Dea Teilkonzern in Mio. €		
Sachanlagen/		
Immaterielle Vermögenswerte	296	251

### Investitionen

RWE Dea Teilkonzern in Mio. €



### Operatives Geschäft

In 2005 haben wir die Bohr- und Förderinsel Mittelplate (RWE Dea Anteil 50%) mit zwei Pipelines an die Landstation Dieksand angebunden und eine neue leistungsstarke Bohranlage auf der Insel installiert. Dadurch kann die gesamte Offshore-Förderung von 0,9 auf bis zu maximal 1,6 Mio. t/a umweltverträglich erhöht werden. Zudem ging die Bohrung Mittelplate A 18 in Betrieb und die von der Landstation Dieksand abgeteufte Bohrung Dieksand 5 und 7 wurden auf andere Lagerstättenhorizonte umgestellt.

Mit der Bohrung B 11-4 (RWE Dea 14%) im so genannten Entenschnabel der deutschen Nordsee konnte kein Öl nachgewiesen werden.

Die Frac-Behandlungen der Bohrung Hemsbünde Z 3 (RWE Dea rd. 27 %) und Z 7 im Feld Völkersen (RWE Dea 100 %) waren erfolgreich. Der zunächst in Produktion genommene Horizont der neuen Bohrung Völkersen-Nord Z 5 blieb dagegen hinter unseren Erwartungen zurück. Das Feld Völkersen werden wir mit zusätzlichen Bohrungen weiterentwickeln. Östlich unserer Konzession Celle wurde uns die Konzession Scharnhorst zugeteilt.

In Großbritannien startete die Förderung aus den Feldern Atlas und Hyperion (RWE Dea 35,1%). Unsere Produktion in der britischen Nordsee konnten wir dadurch auf eine monatliche Förderung von über 40 Mio. m<sup>3</sup> steigern. Seit 2005 ist RWE Dea mit dem Feld Cavendish (RWE Dea 50%) auch erstmals Betriebsführer bei der Entwicklung eines Gasfeldes in der britischen Nordsee. Zudem erhielten wir in der Region Anteile an weiteren fünf Explorationsblöcken. In drei Blöcken in der südlichen Nordsee sind wir Betriebsführer (RWE Dea 40%). Zwei Blöcke liegen im Zentralen Nordseeegraben (RWE Dea 25%). Darüber hinaus haben wir uns in einen Explorationsblock in der Zentralen Nordsee zu 20 % eingefarmt. Die Explorationsbohrung in diesem Block hat sich leider als nicht fruchtbar erwiesen.

In Polen haben wir in unseren Konzessionen südlich von Lodz und am Rand der Karpaten südöstlich von Krakau jeweils eine 3D-Seismik durchgeführt (RWE Dea jeweils 100%).

Im Rahmen der Entwicklung der Snoehvit-Gaslagerstätte in der norwegischen Barentssee (RWE Dea 2,8%) wurden Gasaufbereitungs- und Verflüssigungsanlagen auf der Insel Melkoeya installiert und eine Pipeline zu den Lagerstätten verlegt. Die ersten drei Produktionsbohrungen im Feld Snoehvit wurden bereits erfolgreich fertig gestellt.

Die Produktion aus dem norwegischen Ölfeld Snorre (RWE Dea 8,88 %) wurde im Berichtsjahr schrittweise wieder gesteigert. Sie war Ende 2004 wegen eines Gasaustritts vorübergehend eingestellt worden. Die Explorationsbohrung PL 256 (RWE Dea 15 %) traf den Zielhorizont verwässert an und wurde verfüllt. RWE Dea erhielt neue Beteiligungen von 10 %, 25 % und 30 % an drei Lizenzen in der norwegischen Nordsee.

Um den Förderrückgang im Feld Nini in der dänischen Nordsee (RWE Dea 30 %) zu verlangsamen, wurde dort die Förderbohrung Nini-NA 7 abgeteuft.

In Kasachstan hat das Joint Venture Kazgermunai (RWE Dea 25 %) die Jahreskapazität der zentralen Prozessanlagen in Akshabulak auf ca. drei Millionen Tonnen ausgebaut. Zudem wurde eine neue Anlage zur Gasaufbereitung und -verwertung in Betrieb genommen und das Joint Venture erhielt die Genehmigung zur Entwicklung des Ölfeldes Nuraly.

Zur Vermarktung der Gasförderung aus der Konzession West Mediterranean offshore in Ägypten (RWE Dea 35 %) wurde eine Verkaufsvereinbarung unterzeichnet. Im Onshore-Teil der Konzession war die Explorationsbohrung Tanzanite-1X ölfündig. Auch die Produktionsbohrungen Tanzanite 2, North Alamein-6 und Tanzanite 3 waren in mehreren Horizonten ölfündig und wurden in Betrieb genommen. Die Bohrung Topaz-2 musste dagegen als nicht fruchtbar verfüllt werden. Für den Offshore-Bereich der Konzession West Mediterranean wurden die beantragten Entwicklungsgebiete genehmigt und für den Onshore-Teil wurde die Explorationserlaubnis um fünf Jahre verlängert.

In unserer Onshore-Konzession Asyout war die Explorationsbohrung Wadi Habib-2X fehl und wurde verfüllt. An der in der Wüste im Nordwesten Ägyptens gelegenen Explorationskonzession East Kalabsha haben wir eine Beteiligung von 25 % erhalten und auch um die Konzession North El Ameriya haben wir uns erfolgreich beworben. In unseren drei Ölfeldern im Golf von Suez konnten wir durch drei Neubohrungen den natürlichen Förderrückgang abflachen.

In Algerien bestätigten die Bohrungen Reggane 5 und Sali-1 (RWE Dea 30 %) die erwartete Gasführung. In dem Konzessionsgebiet M'Sari-Akabli (RWE Dea 30 %) wurden umfangreiche 3D- und 2D-Seismikarbeiten mit Erfolg abgeschlossen. Auch in Libyen haben wir eine umfangreiche 3D-Seismik-Kampagne erfolgreich beendet. Für zwei Konzessionsblöcke im Golf von Cadiz in Portugal wurden uns Explorationsanteile zugesprochen (RWE Dea 30 %).

## Risikomanagement

Unser unternehmerisches Handeln ist darauf ausgerichtet, Chancen optimal zu nutzen und Risiken zu begrenzen. Sämtliche Risiken werden mit dem Instrumentarium des konzernweitlichen Risikomanagements überwacht und gesteuert. Im Rahmen dieses Risikomanagements, gestützt durch ein dokumentiertes Risikomanagementsystem, wird durch kontinuierliche Früherkennung, standardisierte Erfassung, Bewertung, Steuerung und Überwachung dem Risikoaspekt im Rahmen aller Entscheidungen und Geschäftsprozesse der RWE Dea Rechnung getragen.

Wir sind als reines Upstream-Unternehmen weiterhin den Finanz- und Preisrisiken durch die internationalen Märkte ausgesetzt. Diese Risiken werden regelmäßig analysiert, quantifiziert und berichtet. Ein regelmäßig tagendes Risiko-Komitee berät über die Vorgaben der anzuwendenden Risikopolitik bezüglich der Währungs- und Rohölpreisrisiken. Diese bestehen im Wesentlichen in Währungs- und Preisrisiken aus dem operativen Geschäft (Zahlungseingänge für zukünftige Umsatzerlöse aus zukünftiger Produktion) sowie aus Finanzierungsvorgängen. Zu ihrer Absicherung setzen wir RWE-konzernintern und extern derivative Finanzinstrumente ein. Als Finanzderivate dienen vor allem Devisentermin- und Devisenoptionsgeschäfte sowie Commodity-Preis-Swaps. Die Laufzeit dieser Geschäfte orientiert sich an der Laufzeit der zu Grunde liegenden Grundgeschäfte und liegt damit überwiegend im kurz- bis mittelfristigen Bereich. Alle Sicherungsgeschäfte werden ausschließlich zur Abdeckung des Risikos aus operativen und finanziellen Grundgeschäften getätigt.

Liquiditäts- und Ausfallrisiken begegnen wir durch die gewissenhafte Prüfung unserer Geschäftspartner und Begrenzung der Risiken durch entsprechende Limit-Vorgaben im Rahmen des konzernweiten Ausfallrisikomanagements.

In unserem Unternehmensleitbild haben wir die Verantwortung für Umweltschutz, Sicherheit und Gesundheit formuliert und als im ganzen Unternehmen verbindliche Grundsätze kommuniziert. Dadurch wollen wir Schadensfällen durch Unachtsamkeit vorbeugen. Für den Eventualfall eines Schadensereignisses haben wir neben dem entsprechenden Versicherungsschutz Notfallpläne entwickelt, die regelmäßig überprüft und aktualisiert werden. Finanzielle Risiken bestehen in eventuellen Fehleinschätzungen geologischer Strukturen und daraus resultierenden Fehlbohrungen. Zur Minderung dieser Risiken setzen wir modernste Technologien ein und verfolgen eine systematische Qualitätssicherung.

Abgesehen von den allgemeinen Geschäftsrisiken sind Risiken, die die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des RWE Dea Teilkonzerns nachhaltig und wesentlich beeinträchtigen könnten, auf Basis unseres derzeitigen Kenntnisstands nicht erkennbar.

## Forschung und Entwicklung (F&E)

Unser Geo Support Center unterstützt die operativen Bereiche bei der Erforschung und Erschließung von Lagerstätten in geowissenschaftlichen und produktionstechnischen Fragen. Dazu nutzen wir unter anderem das unternehmenseigene RWE Dea Labor Wietze.

Im Jahr 2005 haben wir unsere F&E-Aktivitäten neu ausgerichtet, noch anwendungsorientierter gestaltet und dabei in das RWE-Netzwerk integriert. RWE Dea setzt bei ihrer Forschung auf Gemeinschaftsprojekte. Durch die Beteiligung an einer Vielzahl von Projekten erzielen wir einen effizienten Mitteleinsatz. In unserem Fokus steht die bessere Nutzung bereits gefundener Vorkommen, besonders in der Endphase einer Lagerstättennutzung. Die gewonnenen Forschungsergebnisse, z. B. bei der Verbesserung der Erdgasaufbereitung oder bei der Entwicklung beständigerer Beschichtungen der Förderstränge, sind die Grundlage für neue Verfahren, mit denen wir unsere Reserven besser nutzen können.

Zudem haben wir erforscht, wie man durch bessere Bohrspülungen schwierige Formationen leichter durchbohren kann. Gegenstand unserer geologischen Untersuchungen waren die sedimentären Systeme im Tiefwasserbereich des Nildeltas vor Ägypten und das Rotliegende in Deutschland, Polen und der norwegischen Nordsee. Mikropaläontologische und sedimentologische Analysen auf Grundlage unserer Explorationsbohrungen in Ägypten haben wir in mehreren wissenschaftlichen Veröffentlichungen dokumentiert.

Über die für unsere Industrie typischen Erforschungs- und Erschließungsarbeiten von Kohlenwasserstofflagerstätten hinaus widmeten wir uns im Jahr 2005 auch intensiv dem Thema Geothermie. Durch die im RWE-Konzern gebündelten Kompetenzen sowohl im Kraftwerksbau als auch auf dem Gebiet der Geowissenschaften konnten wir eine praxisorientierte Studie über die Möglichkeiten der Stromerzeugung aus Erdwärme im Rheintal durchführen. Im Ergebnis kann dort nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich Strom gewonnen werden. Unser kombiniertes Know-how nutzen wir auch, um alternative Konzepte fossiler Brennstoffnutzung, wie z. B. die von Flözgas, sowie die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Untergrund, zu untersuchen.

### **Ereignisse nach dem Bilanzstichtag**

Berichtspflichtige Ereignisse nach dem Bilanzstichtag lagen nicht vor.

### **Ausblick**

Für das Geschäftsjahr 2006 erwarten wir, dass sich die Rohölpreise bei anhaltend hoher Volatilität im Jahresdurchschnitt auf dem hohen Niveau des Berichtsjahres bewegen werden. Dabei hängt die Preisentwicklung bei einer weitgehenden Auslastung der Kapazitäten in den meisten Förderländern weiterhin von den konjunkturellen Entwicklungen in den Hauptverbraucherländern und der politischen Stabilität in den Erzeugerländern ab. Insbesondere die Entwicklung des wachstumsstarken asiatischen Marktes und die Versorgungssicherheit aus dem Nahen Osten sowie aus Russland sind in dieser Hinsicht entscheidend.

Bereits in 2004 haben wir durch Rohöltermingeschäfte einen Teil unserer Erlöse des Jahres 2006 gegen Veränderungen der maßgeblichen externen Einflussfaktoren abgesichert. Zudem führten wir Hedge-Maßnahmen durch, um unser angestrebtes Ergebnis weitgehend von Schwankungen der Devisenkurse abzukoppeln.

Insbesondere infolge vertraglich geregelter Preisbeziehungen werden die äußerst hohen Ölpreise der zweiten Jahreshälfte 2005 hohe Gaspreise in der ersten Jahreshälfte 2006 nach sich ziehen, sodass in 2006 höhere Gaspreise als im abgelaufenen Geschäftsjahr zu erwarten sind.

Ein Schwerpunkt unserer Explorations- und Entwicklungstätigkeit liegt in 2006 in Nordafrika. Hervorzuheben sind hier im Wesentlichen unsere bereits begonnenen Explorationstätigkeiten in Algerien in der Lizenz Reggane Nord sowie in Libyen im Sirte-Becken. Hinsichtlich unseres Engagements in Ägypten sind die Aktivitäten im Nildelta von besonderer Bedeutung. Dazu gehört vor allem eine Bestätigungsbohrung in der Lizenz North Alexandria, Explorationsbohrungen in der Konzession Disouq sowie die Feldesentwicklung in der Lizenz North Idku.

Unsere Gasförderung wird insbesondere aufgrund des Produktionsstarts in den Feldern Cavendish, Mimas und Tethys in Großbritannien weiter ansteigen. Aus unseren produzierenden Ölfeldern erwarten wir hingegen infolge der natürlichen Lagerstättenerschöpfung eine geringere Förderung.

Insgesamt erwarten wir für das Geschäftsjahr 2006 wiederum ein gutes betriebliches Ergebnis.

## Mitarbeiter

Der Ausbau unseres Geschäfts erfordert Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter mit hoher Qualifikation und vollem Engagement. RWE Dea fördert durch systematische Personalentwicklung und gezielte Rekrutierung die erfolgreiche Geschäftsentwicklung und bietet attraktive berufliche Perspektiven im In- und Ausland.



## □ Mitarbeiterzahl gestiegen

Zum Jahresende 2005 beschäftigte unser Unternehmen 954 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter (917 Mitarbeiteräquivalente\*). Wir konnten somit unsere Mitarbeiterzahl gegenüber dem Vorjahr leicht steigern.

\* Vollzeit-, Teilzeit- und befristet beschäftigte Mitarbeiter (ohne Vorstand, ohne Geschäftsführer, ohne Auszubildende, ohne ruhende Arbeitsverhältnisse, ohne Werkstudenten und Praktikanten, ohne Mitarbeiter in der Freistellungsphase der Altersteilzeit) abzüglich der Teilzeitreduzierung.

## Nachwuchsförderung ausgebaut

Mit einer hochwertigen Berufsausbildung stellen wir uns einer wichtigen gesellschaftlichen Verantwortung und sichern uns die Basis für einen qualifizierten Nachwuchs. Im Jahr 2005 haben wir die Zahl unserer Ausbildungsplätze um ein Drittel auf insgesamt 23 aufgestockt und so unser erklärtes Ziel erreicht, bezogen auf die inländische Belegschaft einen Anteil an Auszubildenden von 3% zu haben. Auch das Spektrum der Ausbildungsberufe haben wir erweitert: Bisher bildeten wir Bürokaufleute, Betriebswirte, Industriekaufleute und Wirtschaftsinformatiker aus, nun auch Informatikkaufleute und Auszubildende im Rahmen der dualen betriebswirtschaftlichen Ausbildung an der Hamburg School of Business Administration, die mit dem Titel „Bachelor of Arts“ abschließt. Auszubildende, die im Jahr 2005 ihre Ausbildung beendet haben, konnten wir zumindest in ein befristetes Beschäftigungsverhältnis übernehmen.

Über die von uns durchgeführte Ausbildung hinaus finanzieren wir die Vergütungen und die Sozialversicherungsbeiträge für Ausbildungsplätze bei Handwerksbetrieben an unseren Betriebsstandorten. Hierdurch konnten wir erreichen, dass neun weitere Ausbildungsplätze geschaffen wurden, die sonst nicht angeboten worden wären. Auch Studierenden ermöglichen wir es, erste berufspraktische Erfahrungen zu sammeln. Im Jahr 2005 haben 29 Studenten die Möglichkeit genutzt, durch Praktika und Diplomarbeiten ihr Wissen anzuwenden und zu vertiefen.

## Intensive Personalentwicklung

Konzernweite Personalentwicklungsinstrumente wie Potenzialeinschätzung, FührungsDialog und Job Rotation haben wir auch im Jahr 2005 weiterhin intensiv eingesetzt. Führungskräften unseres oberen Managements wurde darüber hinaus die Möglichkeit angeboten, an einem 360°-Feedbackprozess teilzunehmen. Neben der weiter verstärkten individuellen Förderung unserer Potenzialträger haben wir auch unser allgemeines Fortbildungsprogramm zielgerichtet und bedarfsorientiert erweitert. Um der weiteren Internationalisierung unseres Geschäftes Rechnung zu tragen, haben wir ein neues Fremdsprachenkonzept entwickelt und eingeführt. Es stellt sicher, dass sich unsere Mitarbeiter die für ihre jeweilige Tätigkeit erforderlichen Fremdsprachenkenntnisse aneignen können und ihre Kenntnisse anschließend zertifiziert werden.

## Internationalisierung schreitet voran

Durch Tätigkeiten im Ausland beweisen unsere Mitarbeiter ihre große Einsatzbereitschaft und Flexibilität und nutzen gleichzeitig die Chance, sich beruflich und persönlich weiterzuentwickeln.

Unser Ziel, im Ausland zu wachsen, spiegelt sich in der Entwicklung unseres Personals wider. Vor allem in Libyen und Großbritannien haben wir im letzten Jahr, entsprechend dem Fortschritt der dortigen Projekte, die Zahl der Mitarbeiter aufgestockt. Zum Jahresende 2005 war bereits über ein Viertel der RWE Dea Belegschaft im Ausland tätig. Die personelle Stärkung unserer ausländischen Teams wollen wir auch künftig fortsetzen.

Um den Austausch von Know-how und die Zusammenarbeit in unserem Unternehmen weiter zu fördern, forcieren wir auch den internationalen Transfer innerhalb der RWE Dea Gruppe. Den Erfolg dieser Auslandseinsätze von Führungskräften und hoch qualifizierten Spezialisten flankieren wir, indem wir sie und ihre Familien sprachlich und kulturell auf den Einsatz vorbereiten und



sie während des Aufenthalts und bei der Reintegration betreuen. Für die Auslandseinsätze gelten marktgerechte und für RWE Dea international einheitliche Konditionen.

Mit fachbezogenen, unternehmensinternen Workshops und Foren fördern wir zusätzlich den internationalen Austausch von Erfahrungen und Methoden. Als besonders ergiebig erwies sich dabei die Diskussion anhand von Fallstudien aus den verschiedenen Standorten. Mit geologischen Exkursionen haben wir das Verständnis für tiefe Reservoirs anhand von analogen Übertageaufschlüssen veranschaulicht und vertieft. Unsere Maßnahmen zum Wissenstransfer werden wir in Zukunft noch weiter intensivieren.

### **Neue Tarifvereinbarungen**

Im Juni haben die RWE Dea AG und die IG Bergbau, Chemie, Energie einen neuen Haustarifvertrag abgeschlossen. Der Tarifvertrag beinhaltet im Wesentlichen eine 2,85%ige Erhöhung der Tariflöhne und -gehälter sowie der Ausbildungsvergütungen ab 1. Oktober 2005 bei einer Laufzeit von 15 Monaten. Außerdem wird das Urlaubsgeld ab 2005 um 110 € auf 2.200 € angehoben, wobei für Auszubildende eine Sonderregelung gilt.

Aufgrund der guten Ertragslage gewährte die RWE Dea in 2005 Mitarbeitern der inländischen Betriebe eine einmalige freiwillige Sonderzahlung in Höhe von 75% eines Monatsentgelts und eine zusätzliche Sonderzahlung von 500,- € pro Kind. Mit diesen freiwilligen Zahlungen erkennen wir den Einsatz unserer Mitarbeiter an und fördern die Motivation, weiterhin engagiert den Erfolg unseres Unternehmens mitzugestalten.

### **Umfangreiche betriebliche Sozialleistungen**

Seit März 2005 bietet das Unternehmen seinen Mitarbeitern an, Brutto-Entgeltbestandteile in Form einer so genannten Direktzusage in Rentenbausteine umzuwandeln. Damit haben wir neben den bisher angebotenen Möglichkeiten der Pensionskasse, des Pensionsfonds und der Direktversicherung einen vierten Weg zur arbeitnehmerfinanzierten Altersversorgung bei RWE Dea etabliert.

Weit mehr als die Hälfte unserer Mitarbeiter nutzte in diesem Jahr das Angebot zum Erwerb von bis zu 40 RWE-Stammaktien. Der Mitarbeiteranteil betrug für annähernd 10.500 Aktien nahezu 473.000 € und war damit um mehr als ein Drittel höher als im Vorjahr.

Unser Angebot zur Altersteilzeit wird weiterhin gut angenommen. Derzeit befinden sich 66 Mitarbeiter in Altersteilzeit, 44 davon in der aktiven und 22 in der passiven Phase nach dem so genannten Blockmodell. Damit nutzen mehr als 8% der inländischen Belegschaft die Möglichkeit unserer Altersteilzeitregelungen. In der Altersgruppe der über 55 Jahre alten Mitarbeiter hat mehr als die Hälfte einen Altersteilzeitvertrag abgeschlossen.

RWE Dea hat gemeinsam mit sechs weiteren Hamburger Unternehmen den Bau einer Kindertagesstätte in der Hamburger City Nord beschlossen. Die RWE Dea beteiligt sich mit 60.000 € an dem Bau und erhält im Gegenzug Belegungsrechte für vier Plätze in der Einrichtung. Die Kindertagesstätte soll im Jahr 2006 eröffnet werden.

### **Betriebliches Vorschlagswesen**

Mit neuen Ideen engagieren sich unsere Mitarbeiter, die Effizienz von betrieblichen Abläufen und Verfahren stetig zu steigern sowie die Arbeitssicherheit und den Umweltschutz in unserem Unternehmen noch weiter zu verbessern. Im Jahr 2005 sind 43 solcher Vorschläge im Rahmen unseres betrieblichen Vorschlagswesens eingegangen.

### **Unternehmenswerte, Leitbild und Verhaltenskodex**

Ein Unternehmen ist vor allem dann erfolgreich, wenn ein gemeinsames Verständnis besteht, welche Ziele es verfolgt und auf welche Weise diese erreicht werden sollen. Daher haben sich alle RWE-Gesellschaften auf konzernweit gültige Werte festgelegt. Sie drücken aus, welche Grundeinstellungen RWE prägen und bieten einen Bezugsrahmen für das Handeln der Mitarbeiter. Es sind die Werte: Leistung, Zukunftsgestaltung, Vertrauen, Kundenorientierung und Zuverlässigkeit.

Bei RWE Dea werden diese Werte gelebt. Unsere Mitarbeiter zeigen täglich, dass sie ihre Verantwortung gegenüber Mensch und Umwelt ebenso ernst nehmen wie den fairen Umgang mit Kunden und Geschäftspartnern. In dem seit Juni kommunizierten neuen Leitbild der RWE Dea sind die RWE-Werte mit unserem bereits seit 2002 bestehenden Leitbild vereint.

Im vergangenen Jahr hat sich der RWE-Konzern einen Verhaltenskodex gegeben, der auch bei RWE Dea gilt. Der Verhaltenskodex nennt die Ziele und Prinzipien für das unternehmerische Handeln von RWE und soll jedem

Mitarbeiter Orientierung zum eigenverantwortlichen Handeln geben. Zusätzlich wurde die für den gesamten Konzern gültige Richtlinie zur Wahrnehmung öffentlicher Ämter, Mandate und ehrenamtlicher Tätigkeiten umgesetzt.

### **Integriertes Managementsystem**

Unser an internationalen Normen ausgerichtetes integriertes Managementsystem (Company Integrated Management System – CIMS) haben wir als zentrales Führungselement in allen Betrieben und Bereichen des Unternehmens etabliert. Durch seine Anwendung setzen wir die in unserem Leitbild verankerten Ziele hinsichtlich Sicherheit, Umwelt und Qualität konsequent um. Dies wurde uns auch im Berichtsjahr durch ein externes Audit der DNV Zertifizierung und Umweltgutachter GmbH bestätigt, die unsere bestehenden Zertifikate zu den internationalen Standards OHSAS 18001, DIN EN ISO 14001 und DIN EN ISO 9001:2000 jährlich überprüft.

### **Krisenmanagementsystem optimiert**

Unserer Verantwortung gegenüber Mensch und Umwelt wollen wir auch in einer Krisensituation gerecht werden. Deshalb haben wir im Berichtsjahr unser Krisenmanagementsystem weiterentwickelt und aktualisiert. So erprobten und optimierten wir das weitgehend automatisierte Alarmierungsverfahren.

### **Anstrengungen zur Arbeitssicherheit**

Gesundheit und Sicherheit unserer Mitarbeiter sind ein wesentlicher Bestandteil unserer Unternehmensziele. Um diese zu gewährleisten, handeln wir vorbeugend und haben auch in 2005 den kontinuierlichen Prozess zur Erhöhung der Arbeitssicherheit fortgesetzt: Im Zusammenhang mit der Installation der neuen Bohranlage T 150 auf der Bohr- und Förderinsel Mittelplate konnte unter anderem die Arbeitssicherheit durch viele innovative Maßnahmen verbessert werden. Zudem haben wir begonnen, mit unseren Mitarbeitern Trainings für erhöhte Fahrsicherheit im Straßenverkehr durchzuführen. Trotz unserer Anstrengungen konnten wir im Jahr 2005 mit vier Unfällen nach der Lost-Time-Incident-Berechnungsmethode aber das sehr niedrige Vorjahresniveau nicht ganz erreichen.

### **Spitzenwerte bei Mitarbeiterbefragung**

Eine der wesentlichen Grundlagen für den Erfolg unseres Unternehmens ist die Motivation unserer Mitarbeiter und

ihre Identifikation mit dem Unternehmen und seinen Zielen. Um zu beleuchten, ob wir in diesem Sinne weiter auf dem richtigen Weg sind, hat RWE Dea im Jahr 2005 wieder eine Mitarbeiterbefragung durchgeführt.

In einem elektronischen Fragebogen befragte die mit der Durchführung und Auswertung beauftragte Firma Human Resources Consulting (HRC) unsere Mitarbeiter zu Themen wie „Arbeitszufriedenheit“, „Kunden-/Marktorientierung“, „Wirtschaftliches Denken und Handeln“, „Führung“ und „Strategie, Arbeitsabläufe und Zusammenarbeit“.

Mit 85,6% war die Beteiligung wieder außerordentlich hoch. Im Vergleich zur letzten Befragung im Jahr 2003 hat sich das Ergebnis noch verbessert und die Identifikation mit dem Unternehmen weiter zugenommen. Die Zufriedenheitswerte der bei RWE Dea Beschäftigten liegen durchgängig deutlich über den Werten von den 20 von HRC zum Vergleich herangezogenen Logistik- und Produktionsunternehmen. So haben die RWE Dea Mitarbeiter bei den Themen Arbeitsbedingungen, Weiterentwicklung, Vergütung und Zusatzleistungen sowie bei der Beurteilung der direkten Führung Höchstwerte vergeben. Damit hat RWE Dea neue Maßstäbe gesetzt.

Die Auswertung der Befragung ergibt auch Hinweise darauf, wo in unserem Unternehmen Verbesserungsmöglichkeiten bestehen. Wir wollen diese Erkenntnisse nutzen, um weiter systematisch Verbesserungen zu bewirken und so die Arbeit bei RWE Dea noch effizienter und attraktiver zu gestalten.

### **Dank an unsere Mitarbeiter**

Qualifizierte Mitarbeiter, die sich mit ihrem Unternehmen identifizieren, sind eine der wichtigsten Voraussetzungen für den Erfolg unserer Arbeit. Die Bereitschaft, sich stets engagiert neuen beruflichen Herausforderungen zu stellen, wird zunehmend wichtiger für den Erfolg unserer Arbeit im In- und besonders im Ausland. Der Vorstand dankt der Belegschaft für die gemeinschaftlich erbrachte Leistung. Dank gilt auch den Betriebsräten und dem Sprecherausschuss der Leitenden Angestellten, die durch die konstruktive und vertrauensvolle Zusammenarbeit ihren Beitrag für die positive Grundstimmung in unserem Unternehmen leisten.



## Geschäftsaktivitäten

Durch ambitionierte Investitionen bauen wir unser Geschäft aus. In 2005 investierten wir in modernste umweltschonende Technik bei der Ölförderung und im Pipeline-Bau im Inland. Auch die Entwicklung unserer Gasvorkommen in der britischen Nordsee schreitet voran. Zudem eröffnen sich RWE Dea dank erfreulicher Fündigkeiten und neuer Konzessionen weitere Wachstumspotenziale in ihren Kernregionen nahe den europäischen Verbrauchszentren.

## □ Ausbau der inländischen Aktivitäten

Aus dem Erdölfeld Mittelplate, an dem RWE Dea mit einem Anteil von 50 % als Betriebsführer beteiligt ist, haben wir im Jahr 2005 die fünfzehnmillionste Tonne Erdöl gefördert. Die Bohr- und Förderinsel befindet sich im ökologisch sensiblen Wattenmeer vor der schleswig-holsteinischen Westküste. Seit Produktionsbeginn im Oktober 1987 haben wir dort alle Aktivitäten nach dem Null-Einleitungs-Prinzip völlig störungsfrei durchgeführt.

Im Jahr 2005 konnten wir mit zwei zukunftsweisenden High-Tech-Projekten die Entwicklung des Ölfeldes Mittelplate weiter vorantreiben. Wir haben die Bohr- und Förderinsel Mittelplate mit zwei Pipelines an die Landstation Dieksand angebunden und eine neue leistungsstarke Bohranlage auf der Insel installiert. Dadurch kann RWE Dea die Offshore-Förderung weiter umweltverträglich steigern – von 0,9 auf bis zu maximal 1,6 Millionen Tonnen pro Jahr. Gleichzeitig entfallen im Wattenmeer jährlich etwa 2.000 Schiffsbewegungen zum Abtransport des Öls und die Förderdauer verkürzt sich um zehn Jahre. Das an Land abgetrennte Lagerstättenwasser wird durch die zweite Leitung zur Mittelplate-Insel zurückgeführt und in die Lagerstätte zur Druckerhaltung reinjiziert.

Um die strengen Auflagen für Vorhaben in dem sensiblen Fördergebiet zu erfüllen, musste die Verlegung der Pipelines in extrem kurzer Zeit erfolgen. Die Arbeiten im Watt starteten Ende Februar und waren bereits Ende Juni termingerecht abgeschlossen. In dieser knappen Zeit wurde die 7,5 km lange Strecke für je zwei Leitungsstränge von sechs Baugruben aus mit zwölf Horizontalbohrungen unterquert. Parallel zu den Bohrarbeiten wurden die Pipelines in Abschnitten von bis zu fast anderthalb Kilometern über eine Rollenkonstruktion ins Watt gezogen und ausgehend von den Baugruben in die vorgefertigten Bohrungen eingefädelt. Dann wurden die einzelnen Rohrsektionen in sechs Meter Tiefe

miteinander verschweißt. Die Schweißnähte der aus korrosionsbeständigem Edelstahl bestehenden Pipelines mussten die Prüfung externer Gutachter und einen Hochdrucktest bestehen.

Durch diese technische und logistische Höchstleistung konnten wir die Pipelines ohne bleibende Auswirkungen auf die Umwelt verlegen. Wir haben so das in uns gesetzte Vertrauen weiter gestärkt und die Voraussetzungen für einen nachhaltig umweltschonenden Öltransport geschaffen.

Im Zusammenhang mit dem Pipeline-Projekt haben wir die Betriebsanlagen auf dem Festland und der Bohr- und Förderinsel Mittelplate erweitert. Das Hauptprojekt war die Installation der modernen Bohranlage T 150 auf der Förderinsel Mittelplate. Mit ihr können wir technisch anspruchsvolle Bohrungen von über sieben Kilometer Länge in einem Radius von zirka sechs Kilometern durchführen. Die Anlage hat Mitte Dezember ihre Arbeit aufgenommen.

Im Rahmen der regulären Bohrtätigkeit erreichte die Bohrung Mittelplate A 18 im Februar ihre Endteufe von 3.804 m und ging mit einer guten Förderrate von 350 m<sup>3</sup> pro Tag in Betrieb. Die von unserer Landstation Dieksand abgeteuften Extended-Reach-Bohrungen Dieksand 5 und 7 stellten wir bis Mitte März erfolgreich auf andere Lagerstättenhorizonte um und konnten so die landseitige Förderung um 20 % auf 3.900 Tonnen Öl und 50.000 m<sup>3</sup> Gas pro Tag ausweiten.

Vor dem Hintergrund gestiegener Energiepreise prüft RWE Dea auch die Entwicklungsmöglichkeiten von Kohlenwasserstoffvorkommen, die bislang wirtschaftlich nicht förderwürdig waren. Im Berichtsjahr haben wir das an das Erlaubnisgebiet Heide angrenzende Erlaubnisgebiet Hennstedt zugeteilt bekommen. In diesen Konzessionsgebieten brachten wir im Rahmen einer Studie über die Entölungspotenziale der dort vorliegenden umfangreichen Ölkreide-Ressourcen

zwei Testbohrungen nieder. Wir wollen klären, ob der Einsatz aufwändiger Förderverfahren dort technisch machbar und wirtschaftlich ist. Dazu analysieren wir in unserem Fachlabor Wietze aus Bohrkernen und Ölproben die Gewinnbarkeit der Ölaneile.

Auch bei der Suche nach konventionellen inländischen Ölvorkommen sind wir weiterhin aktiv. Im so genannten Entenschnabel in der deutschen Nordsee konnte mit der Bohrung B 11-4, an der RWE Dea zu 14% beteiligt war, aber leider kein Öl nachgewiesen werden. Im Ostholstein-Trog haben wir die Erlaubnis Preetz, im Gifhorner Trog die Erlaubnis Hahnenhorn beantragt und mit ersten Arbeiten an den dort erwarteten Ölprospekten begonnen.

Die inländische Gasförderung hat den größten Anteil an unserer Gasproduktion. RWE Dea ist mit einem Anteil von rund 10% einer der großen Gasproduzenten in Deutschland. Dieses hohe Produktionsniveau wollen wir möglichst lange aufrechterhalten. Dafür bringen wir neue Bohrungen in bereits bestehende Lagerstätten nieder und suchen nach neuen Gasvorkommen. Daneben ermöglichen uns technisch aufwändige Verfahren, vorhandene Gasvorkommen besser auszuschöpfen. Dazu nutzen wir unser Know-how bei Frac-Verfahren. Hier brechen wir mit hohem Druck dichtes Lagerstättengestein auf und erschließen damit so genanntes Tight-Gas, das sonst nur schwer zur Bohrung fließen würde.

Das Ergebnis der im Oktober durchgeführten Frac-Behandlung in der Bohrung Hemsbünde Z 3 war erfreulich. Die Produktion stieg dort von 18.000 m<sup>3</sup> auf 30.000 m<sup>3</sup> pro Stunde. RWE Dea ist an der Bohrung mit knapp 27% beteiligt. Unsere Bohrung Völkersen Z 7 haben wir Mitte April erfolgreich einer Frac-Behandlung unterzogen. Ihre Förderkapazität konnten wir erheblich steigern. Die bestehende Genehmigungslage erlaubt uns derzeit lediglich eine Förderung von 20.000 m<sup>3</sup> pro Stunde, während nun nach der Frac-Maßnahme theoretisch eine Verdoppelung der Produktion möglich wäre. Unsere Produktionsbohrung Völkersen-Nord Z 5 hatte im Juni ihre Endteufe von 5.451 m erreicht. Der zunächst in Produktion genommene Horizont erfüllte mit einer Förderung von bis zu 2.000 m<sup>3</sup> pro Stunde trotz einer Frac-Behandlung nicht unsere Erwartungen. In dieser Bohrung steht jedoch

noch ein weiterer Horizont zur Verfügung, der zum Jahreswechsel noch auf eine mögliche Förderung untersucht wurde.

Nach Erhalt eines positiven Planfeststellungsbeschlusses können wir unser Feld Völkersen weiterentwickeln. Er erlaubt uns die Produktionsbohrungen Völkersen Z 8 bis Z 10. Mit der Bohrung Völkersen Z 8 haben wir bereits Anfang November begonnen.

Unsere Anstrengungen, weitere Gasvorkommen im Inland zu erschließen, werden wir fortsetzen. Die Explorationsbohrungen Preyersmühle-Süd Z 1 und Böstlingen Z 1, an denen RWE Dea Anteile von 8,8% bzw. 50% hält, werden in 2006 beendet. Östlich unserer Konzession Celle wurde uns Anfang 2005 die Konzession Scharnhorst zugeteilt. In diesem noch wenig explorierten Gebiet hoffen wir, ähnliche Rotliegend-Strukturen zu finden wie in der Region Celle mit unseren Feldern Becklingen/Wardböhlen und Bleckmar.

### **Erfolgreiche Feldesentwicklungen und neue Konzessionen in Großbritannien**

Unser Engagement in Großbritannien ist für uns sehr bedeutend. Wir verfügen in der britischen Nordsee über umfangreiche Gasreserven, mit denen wir innerhalb der nächsten vier Jahre eine jährliche Förderung von bis zu 1,6 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas erreichen wollen. Auf dem Weg dahin sind wir im Jahr 2005 gut vorangekommen. Unsere Produktion in Großbritannien hat sich seit September 2005 auf eine monatliche Förderung von über 40 Mio. m<sup>3</sup> etwa vervierfacht.

Der entscheidende Schritt dazu war der Förderbeginn aus dem Feldesgebiet Saturn. Es besteht aus verschiedenen kleineren Gasfeldern, u. a. aus den Feldern Atlas und Hyperion, an denen RWE Dea zu 35,1% beteiligt ist. Um sie zu entwickeln, wurde in 2005 eine rund 40 km lange Pipeline verlegt und eine unbemannte Plattform installiert. Von dort aus werden die Lagerstätten durch drei teilweise horizontal geführte Produktionsbohrungen mit Bohrstrecken von bis zu 6.500 Metern erschlossen. Die erste nahm Anfang September, bereits zwei Monate früher als erwartet, ihre Förderung mit einer erfreulichen Leistung von 140.000 m<sup>3</sup> pro Stunde auf. Die zweite

startete Mitte November ebenfalls viel versprechend mit einer Förderrate von 100.000 m<sup>3</sup> pro Stunde. Auch die Vorbereitungen zur Entwicklung der beiden kleineren Saturnfelder Tethys und Mimas Mitte 2006 haben bereits begonnen.

Seit 2005 ist RWE Dea auch erstmals Betriebsführer bei der Entwicklung eines Gasfeldes in der britischen Nordsee. Die im August durch die britischen Behörden erteilte Genehmigung für die Entwicklung des Gasfeldes Cavendish, an dem RWE Dea 50% hält, ist ein weiterer Meilenstein für unser Engagement in der Region. Der Bau der Plattform hat begonnen, die Installation einer Pipeline und einer Bohranlage sind in Vorbereitung. Mit den Bohrarbeiten wollen wir im zweiten Quartal 2006 beginnen und bereits ab Ende 2006 produzieren. Zu einem späteren Zeitpunkt wollen wir unser Feld Kepler in das System integrieren.

Um unsere Position in der britischen Nordsee weiter zu stärken, haben wir uns im Rahmen der 23. Lizenzrunde zusammen mit Partnern um die Zuteilung von Explorationsblöcken beworben und Anteile an fünf Blöcken erhalten: Drei Blöcke, bei denen RWE Dea mit Anteilen von je 40% Betriebsführer ist, befinden sich in der südlichen Nordsee zwischen den Feldern Saturn und Topaz. Zwei Blöcke mit Anteilen von je 25% liegen im Zentralen Nordseegraben. Darüber hinaus haben wir uns in einen weiteren Explorationsblock in der Zentralen Nordsee mit einer Beteiligung von 20% eingefarmt. Eine in dieser Lizenz im Dezember 2005 beendete Explorationsbohrung erwies sich als nicht fruchtbar. Für eine weitere Lizenz in der Zentralen Nordsee ist das Einfarmen von RWE Dea mit einer Beteiligung von 12% und das Abteufen einer Explorationsbohrung im Jahr 2006 geplant.

### Seismik in Polen

In Polen verfügen wir neben einem größeren zusammenhängenden Konzessionsgebiet in Zentralpolen südlich von Lodz über Konzessionen am Rand der Karpaten südöstlich von Krakau. Um bohrwürdige Strukturen zu erkennen, haben wir in diesen Konzessionen im Jahr 2005 3D-seismische Messungen durchgeführt. Mit einer 2D-Seismik in Zentralpolen haben wir Mitte November begonnen.

### Entwicklung des norwegischen Feldes Snoehvit

Die Produktion in Norwegen stellt neben der im Inland den größten Anteil an unserem Erdölaufkommen. Durch Beteiligung an bestehenden Konzessionen und durch erfolgreiche Bewerbung bei Ausschreibungsrunden haben wir in den vergangenen Jahren unsere Präsenz in Norwegen ausgebaut. Die Arbeiten für die Entwicklung der unter dem Namen Snoehvit zusammengefassten großen Gaslagerstätten im Bereich der norwegischen Barentssee, an denen wir mit einem Anteil von 2,8% beteiligt sind, haben weitere Fortschritte gemacht. Die Pipeline von Snoehvit zu den ca. 150 km entfernten Aufbereitungsanlagen auf der Insel Melkøya wurde Anfang Juni 2005 fertig gestellt. Die in Spanien gebauten Gasaufbereitungs- und Verflüssigungsanlagen sind ebenfalls installiert. Die ersten drei Produktionsbohrungen im Feld Snoehvit wurden bereits erfolgreich abgeschlossen. Das geförderte und verflüssigte Gas soll ab Ende 2006 in den Markt gehen.

Die Produktion aus dem norwegischen Ölfeld Snorre, an dem RWE Dea mit 8,88% beteiligt ist, wurde im Berichtsjahr schrittweise wieder gesteigert und erreichte Ende Mai erneut das Niveau vom November 2004, als die Produktion wegen eines Gasaustritts in Snorre A vorübergehend eingestellt worden war.

Unsere Explorationsarbeiten in Norwegen waren im abgelaufenen Geschäftsjahr nicht so erfolgreich wie erhofft. Die Bohrung PL 256, an der RWE Dea einen Anteil von 15% hatte, traf den Zielhorizont verwässert an und wurde verfüllt.

Durch Beteiligungen in neuen Explorationslizenzen wollen wir unser Potenzial in Norwegen weiter ausbauen. Im Zuge der APA-Lizenzrunde hat RWE Dea Beteiligungen von 10%, 25% und 30% an drei Lizenzen in der norwegischen Nordsee erhalten. Im Rahmen der 19. Runde haben wir vier Lizenz-Bewerbungen für Beteiligungen in der Barentssee und der südlichen Norwegischen See abgegeben.



*In der südlichen Britischen Nordsee wurde die Erdgasproduktion aus dem Gasfeld Atlas Hyperion erfolgreich aufgenommen.*

#### **Produktionserhaltende Maßnahmen in Dänemark**

In der dänischen Nordsee ist RWE Dea mit 30% bzw. 17% an der Produktion aus den zwei kleinen Ölfeldern Nini und Cecilie beteiligt. Um den Förderrückgang im Feld Nini zu verlangsamen, wurde in 2005 die Förderbohrung Nini-NA 7 abgeteuft. Unsere derzeitige Förderung in Nini/Cecilie beträgt ca. 400 m<sup>3</sup> Öl pro Tag.

#### **Neue Prozess- und Gasaufbereitungsanlagen in Kasachstan**

In Kasachstan konnte das Joint Venture Kazgermunai (KGM), an dem RWE Dea zu 25% beteiligt ist, im Jahr 2005 zwei wichtige Projekte erfolgreich abschließen.

Als erstes dieser beiden Projekte wurde im Sommer der Ausbau der zentralen Prozessanlagen in Akshabulak abgeschlossen. Die Jahresförderkapazität beträgt jetzt rund drei Millionen Tonnen. Als zweites Projekt wurde eine neue Anlage zur Gasaufbereitung und -verwertung in Betrieb genommen. Das dort getrocknete Gas wird über eine neue Pipeline zur Versorgung der Provinzhauptstadt

Kyzylorda genutzt. Das anfallende flüssige Erdöl (LPG) wird zu Marktkonditionen verkauft.

Um die verfügbare Förderkapazität voll nutzen zu können, müssen vor dem Hintergrund eines neuerdings bestehenden Abfackelverbots in Kasachstan weitere Maßnahmen zur Verbringung des mitgeförderten Gases ergriffen werden.

Im April erhielt KGM die behördliche Genehmigung zur Entwicklung des Nuraly-Ölfeldes.

Unser Partner PetroKazakhstan, der die Hälfte der Anteile an KGM hält, wurde im Oktober von dem staatlichen chinesischen Ölunternehmen CNPC übernommen. CNPC und das staatliche kasachische Öl- und Gasunternehmen KazMunaiGas werden Mitte 2006 eine neue Pipeline von Kasachstan nach China in Betrieb nehmen, die auch zum Transport der KGM-Produktion genutzt werden könnte.

### Aktivitäten in Ägypten weiter gestärkt

Unsere starke Position in Ägypten konnten wir auch 2005 weiter ausbauen. So sind die Verhandlungen zur Vermarktung unserer umfangreichen Gasvorkommen in Ägypten vorangekommen. Für die Konzession West Mediterranean offshore, an der RWE Dea 35 % hält, wurde eine Gasverkaufsvereinbarung unterzeichnet.

Erfreulich verlief auch die Exploration und Entwicklung des in der westlichen Nildelta-Region gelegenen Konzessionsblocks West Mediterranean onshore, an dem RWE Dea einen Anteil von 35 % hält. In der Konzession war die Explorationsbohrung Tanzanite-1X bei einer Endteufe von 3.793 m Anfang des Jahres ölfündig. Die daraufhin abgeteuften Produktionsbohrungen Tanzanite 2, North Alamein-6 und Tanzanite 3 haben jeweils mehrere Horizonte ebenfalls ölführend angetroffen und wurden anschließend in Produktion genommen. Die Feldesproduktion beträgt insgesamt 760 m<sup>3</sup> Öl pro Tag. Lediglich die Bohrung Topaz-2 musste in der Konzession als nicht fündig verfüllt werden. Für den Offshore-Bereich der Konzession West Mediterranean wurden die beantragten Entwicklungsgebiete genehmigt und im Onshore-Bereich wurde die Explorationserlaubnis um weitere fünf Jahre verlängert.

In der im Offshore-Bereich des Nildeltas gelegenen Konzession North Alexandria, an der RWE Dea einen Anteil von 40% hat, wurde zum Jahreswechsel mit den Vorbereitungen für die Bestätigungsbohrung Raven 2 begonnen. Sie soll zusätzliche Informationen über die Größe des im Jahr 2004 gemachten Erdgasfundes Raven-1X liefern.

In unserer Onshore-Konzession Disouq (RWE Dea 100%) im nördlichen Nildelta haben wir seit Ende Oktober die Explorationsbohrung El-Tayifah-1X abgeteuft und zum Ende des Jahres mit einer 3D-Seismik-Kampagne über 503 km<sup>2</sup> begonnen. Wir sind zuversichtlich, dort interessantes Erdgas- und Erdölpotenzial nachzuweisen. In unserer Onshore-Konzession Asyout war die Explorationsbohrung Wadi Habib-2X fehl und wurde verfüllt.

Auch im Jahr 2005 konnte RWE Dea in Ägypten neue Konzessionen hinzugewinnen. Im Zuge der Ausschreibungsrunde 2003 haben wir Ende Mai 2005 eine Beteiligung von 25% an der in der Wüste im Nordwesten Ägyptens gelegenen Explorationskonzession East Kalabsha erhalten. Sie befindet sich in einem Gebiet, das von zahlreichen Öl- und Gasfeldern umgeben ist.

Im Rahmen der EGAS-Ausschreibungsrunde 2004 haben wir uns um 100% der Anteile an der sowohl offshore als auch onshore gelegenen Konzession North El Ameriya erfolgreich beworben. Sie liegt besonders günstig zwischen den ebenfalls von uns operierten Konzessionen North Idku und Disouq. Die in der Konzession vermuteten Gaspotenziale werden durch eine im Onshore-Bereich nachgewiesene Gasführung gestützt.

In den drei im Golf von Suez produzierenden Ölfeldern konnten wir durch Neubohrungen den natürlichen Förderrückgang abflachen. Dazu haben wir die Westscholle des Feldes Ras Fanar mit den Produktionsbohrungen A 7, B 11 und B 12 weiter erschlossen. Zum Jahresende wurde mit der Bohrung A 8 begonnen.

### Gasfunde in Algerien

Auch in Algerien haben Bohrungen zu ersten Erfolgen geführt. In der Konzession Reggane Nord, an der RWE Dea zu 30% beteiligt ist, erreichte die Bestätigungsbohrung Reggane 5 im Mai eine Endteufe von 4.509 m. Tests zeigten in zwei Horizonten Förderraten von 55.000 m<sup>3</sup> bzw. 13.000 m<sup>3</sup> Gas pro Stunde. Die anschließend abgeteuft Bohrung Sali-1 hat Anfang September die geplante Endteufe von 3.470 m erreicht. Auch sie bestätigte die erwartete Gasführung, sodass dort Ende Dezember mit Testarbeiten angefangen werden konnte. Ergebnisse lagen zum Jahresende noch nicht vor. Im November wurde mit der Explorationsbohrung Kahlouche-2 begonnen.

In dem großen Konzessionsgebiet M'Sari-Akabli, an dem RWE Dea 30% hält, wurde eine 3D-Seismik über 813 km<sup>2</sup> sowie eine 540 km umfassende 2D-Seismik im September erfolgreich beendet.

### **Umfangreiche Seismik in Libyen**

In Libyen hat RWE Dea im Dezember umfangreiche seismische Arbeiten erfolgreich abgeschlossen. Sie umfassten 3D-Seismikmessungen über 1.990 km<sup>2</sup> und 679 km 2D-Seismik in den im Sirte-Becken gelegenen Konzessionen NC 193, NC 194 und NC 195 sowie 3D-Seismik über 228 km<sup>2</sup> in der im Cyrenaica-Becken gelegenen Konzession NC 197. Damit haben wir unsere 3D-Seismik-Kampagne in Libyen mit einem Gesamtumfang von 2.394 km<sup>2</sup> vorerst beendet. Unsere 2D-Seismikmessungen haben wir gegen Ende des Jahres im Kufra-Becken in der Konzession NC 198 fortgeführt. Die Interpretationsarbeiten laufen, um Lokationen für unsere im Jahr 2006 beginnende Bohrkampagne festzulegen.

### **RWE Dea erstmals in Portugal**

Im Oktober 2005 wurden RWE Dea erstmals anteilige Explorationsrechte an Konzessionen in Portugal zugesprochen. Um die Anteile von je 30% an den im Golf von Cadiz gelegenen Offshore-Konzessionen Block 13 und 14 hatten wir uns bereits 2002 beworben. Eine Unterzeichnung der Verträge wird für Anfang 2006 erwartet.

### **Umweltschutz als Unternehmensziel**

Bei unserem Handeln wenden wir stets hohe Standards in Bezug auf Umweltschutz an. Dies spiegelt sich im langjährigen störungsfreien Betrieb unserer Förderanlagen wider. Wir stellen dies auch unter Beweis, wenn wir nach Ende der Nutzungsdauer unsere ehemaligen Betriebsstätten durch Rekultivierung in einen natürlichen Zustand zurückversetzen.

Im Jahr 2005 haben wir durch die umweltschonende Verlegung der Mittelplate-Dieksand-Pipelines erneut unsere hohe Kompetenz in Umweltbelangen gezeigt. Schon bei der Planung berücksichtigten wir nahezu alle denkbaren Möglichkeiten zur Vermeidung und Minimierung von Umweltauswirkungen. Die Projektvorbereitung und -durchführung erfolgte in enger Zusammenarbeit mit dem Landesbergamt, dem Nationalparkamt und weiteren zuständigen Behörden. Das durchgeführte Planfeststellungsverfahren beinhaltete insbesondere eine Umwelt-

verträglichkeitsstudie und eine eigenständige Flora-Fauna-Habitat-(FFH)-Verträglichkeitsstudie, die im Verlauf des Projektes mit den Trägern öffentlicher Belange und den Behörden zu erörtern waren. In der Umweltverträglichkeits- und FFH-Studie wurden die mit den einzelnen Maßnahmen des Vorhabens verbundenen Wirkfaktoren sowie ihre Auswirkungen auf die einzelnen Schutzgüter detailliert bewertet. Im Rahmen des Landschaftspflegerischen Begleitplanes wurde der Kompensationsbedarf ermittelt und entsprechende Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen festgelegt.

### **Reserven- und Ressourcenentwicklung**

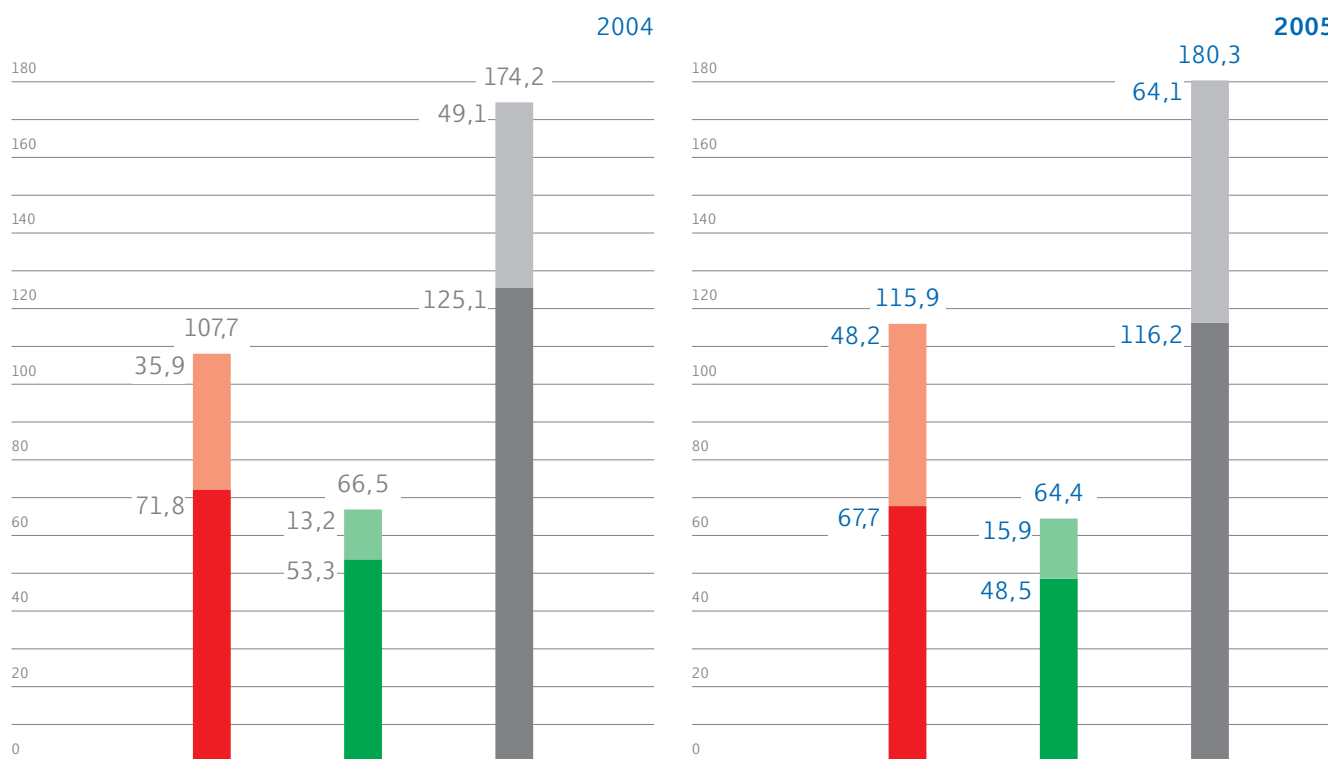
Alle im Jahr 2005 neu gewonnenen lagerstättentechnischen und geologischen Daten sind die Grundlage für eine Reserven- und Ressourcenrevision, die alljährlich unter Berücksichtigung der gültigen SPE-Definitionen durchgeführt und berichtet wird. Zum Stichtag 31. Dezember 2005 stellt sich der Stand der Reserven und Ressourcen wie folgt dar:

Die Summe aus sicheren und wahrscheinlichen Reserven und nachgewiesenen Ressourcen der RWE Dea ist im Berichtszeitraum um etwa 4% gewachsen und beträgt jetzt 180,3 Mio. m<sup>3</sup> Öläquivalente (OE). Hiervon entfallen knapp zwei Drittel auf Erdgas.

Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgas- und Erdölreserven liegen mit 116,2 Mio. m<sup>3</sup> OE um 7% unter dem vorjährigen Stand. Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die Entnahmen durch die laufende Förderung zurückzuführen.

Der Stand der bereits nachgewiesenen Ressourcen beträgt 64,1 Mio. m<sup>3</sup> OE. Das entspricht einer Zunahme gegenüber dem Vorjahr von fast 31%. Dieser erfreuliche Zuwachs basiert zum größten Teil auf den Fündigkeiten in Algerien.

RWE Dea Reserven und nachgewiesene Ressourcen<sup>1)</sup> in Mio. m<sup>3</sup> Öläquivalente



■ Erdgasreserven  
■ Erdölreserven  
■ Reserven gesamt

■ nachgewiesene Erdgasressourcen  
■ nachgewiesene Erdölressourcen  
■ nachgewiesene Ressourcen gesamt

<sup>1)</sup> Stand jeweils 31.12.

## Teilkonzernabschluss



Gewinn- und Verlustrechnung

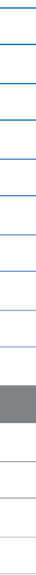
Bilanz

Kapitalflussrechnung

Veränderungen des Eigenkapitals

Anhang

Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers



# Teilkonzern-Gewinn- und Verlustrechnung

## vom 1. Januar bis 31. Dezember 2005

T€	(Anhang)	2005	2004
Umsatzerlöse	(1)	1.492.528	1.194.061
Mineralöl-/Erdgassteueraufwand	(2)	- 2.821	- 3.367
		<b>1.489.707</b>	<b>1.190.694</b>
Bestandsveränderung der Erzeugnisse		1.230	- 21
Andere aktivierte Eigenleistungen		9.909	13.138
Sonstige betriebliche Erträge	(3)	86.048	106.475
Materialaufwand	(4)	- 716.315	- 535.612
Personalaufwand	(5)	- 98.062	- 84.811
Abschreibungen	(6)	- 234.716	- 231.316
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(7)	- 125.915	- 121.997
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit	(8)	411.886	336.550
Ergebnis aus at equity bilanzierten Beteiligungen	(9)	65.151	12.224
Übriges Beteiligungsergebnis	(9)	643	3.319
Finanzerträge	(10)	39.045	45.052
Finanzaufwendungen	(10)	- 34.292	- 31.742
<b>Ergebnis vor Steuern</b>		<b>482.433</b>	<b>365.403</b>
Ertragsteuern	(11)	- 239.420	- 219.904
<b>Ergebnis nach Steuern</b>		<b>243.013</b>	<b>145.499</b>
Anteile anderer Gesellschafter	(12)	- 3.714	- 1.172
<b>Nettoergebnis</b>		<b>239.299</b>	<b>144.327</b>
Ergebnis je Aktie (in €)	(13)	<b>17,80</b>	10,74

# Teilkonzernbilanz

## zum 31. Dezember 2005

Aktiva (T€)	(Anhang)	31.12.2005	31.12.2004
<b>Langfristige Vermögenswerte</b>			
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	408.009	404.916
Sachanlagen	(15)	942.232	884.118
Investment Properties	(16)	21.986	26.864
At equity bilanzierte Beteiligungen	(17)	87.881	16.909
Übrige Finanzanlagen	(17)	177	177
Finanzforderungen	(18)	1.005.232	1.006.032
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(19)	9.105	5.513
Aktive latente Steuern	(20)	108.478	3.726
		<b>2.583.100</b>	<b>2.348.255</b>
<b>Kurzfristige Vermögenswerte</b>			
Vorräte	(21)	32.078	19.711
Finanzforderungen	(18)	5.117	104.113
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	(22)	297.444	170.810
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(19)	48.293	98.296
Ertragsteueransprüche		4.092	3.216
Flüssige Mittel	(23)	145.407	125.906
		<b>532.431</b>	<b>522.052</b>
		<b>3.115.531</b>	<b>2.870.307</b>
<b>Passiva (T€)</b>			
	(Anhang)	31.12.2005	31.12.2004
<b>Eigenkapital</b>			
	(24)		
Anteile des Konzerns		1.502.135	1.486.222
Anteile anderer Gesellschafter		2.814	2.663
		<b>1.504.949</b>	<b>1.488.885</b>
<b>Langfristige Schulden</b>			
Rückstellungen	(25)	743.559	743.567
Finanzverbindlichkeiten	(26)	8.504	8.548
Übrige Verbindlichkeiten		17.502	9.480
Passive latente Steuern	(20)	258.951	216.951
		<b>1.028.516</b>	<b>978.546</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>			
Rückstellungen	(25)	93.420	93.735
Finanzverbindlichkeiten	(26)	656	503
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	(27)	180.894	157.401
Übrige Verbindlichkeiten	(28)	250.401	90.171
Ertragsteuerverbindlichkeiten		56.695	61.066
		<b>582.066</b>	<b>402.876</b>
		<b>3.115.531</b>	<b>2.870.307</b>

# Kapitalflussrechnung

## vom 1. Januar bis 31. Dezember 2005

T€	Anhang (32)	2005	2004
Ergebnis nach Steuern		243.013	145.499
Abschreibungen/Zuschreibungen		231.967	230.913
Abnahme der Rückstellungen		- 13.426	- 13.634
Abnahme/Zunahme der latenten Steuern		- 6.281	18.583
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen (im Wesentlichen Bilanzierung at equity)		- 70.601	- 16.007
Veränderung Nettoumlaufvermögen		- 28.082	11.617
Veränderung bei sonstigen Bilanzpositionen		- 19.264	- 1.317
<b>Cashflow aus laufender Geschäftstätigkeit</b>		<b>337.326</b>	<b>375.654</b>
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen			
_ Investitionen		- 290.188	- 247.763
_ Einnahmen aus Anlagenabgängen		22.715	20.678
Akquisitionen, Beteiligungen und Ausleihungen an Beteiligungen			
_ Investitionen		-	8
_ Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestments		-	7.352
Veränderung Geldanlagen		1.341	15.117
<b>Cashflow aus der Investitionstätigkeit</b>		<b>- 266.132</b>	<b>- 204.624</b>
Ergebnisabführung an RWE AG und Ausschüttung an andere Gesellschafter bei Tochterunternehmen		- 103.594	- 164.618
Aufnahme der Finanzschulden		667	791
Tilgung der Finanzschulden		- 50.070	- 47.817
<b>Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit</b>		<b>- 152.997</b>	<b>- 211.644</b>
<b>Zahlungswirksame Veränderung des Finanzmittelbestandes</b>		<b>- 81.803</b>	<b>- 40.614</b>
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf den Finanzmittelbestand		2.488	309
<b>Veränderung des Finanzmittelbestandes insgesamt</b>		<b>- 79.315</b>	<b>- 40.305</b>
Finanzmittelbestand zum Jahresanfang		229.339	269.644
<b>Finanzmittelbestand zum Jahresende</b>		<b>150.024</b>	<b>229.339</b>

# Veränderungen des Eigenkapitals

vom 1. Januar bis 31. Dezember 2005

T€	Gezeichnetes Kapital der RWE Dea AG	Kapital- rücklage der RWE Dea AG	Gewinn- rücklagen	Neubewertungsrücklage		Anteile des Teil- konzerns	Anteile anderer Gesell- schafter	Summe
				Unterschied aus der Währungs- umrechnung	Marktbe- wertung von Finanz- instrumen- ten			
<b>Stand 1.1.2004</b>	<b>344.064</b>	<b>979.841</b>	<b>196.449</b>	- 12.672	<b>25.880</b>	<b>1.533.562</b>	- 4.200	<b>1.529.362</b>
Ergebnisabführung/Ausschüttung		-	161.494			- 161.494	- 3.124	- 164.618
Erfolgsneutrale Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten					- 31.159	- 31.159		- 31.159
Währungsanpassungen				2.236	- 260	1.976	- 1.231	745
Ergebnis nach Steuern			144.327			144.327	1.172	145.499
Übrige Veränderungen		-	990			- 990	10.046	9.056
<b>Stand 31.12.2004/1.1.2005</b>	<b>344.064</b>	<b>979.841</b>	<b>178.292</b>	- 10.436	- 5.539	<b>1.486.222</b>	<b>2.663</b>	<b>1.488.885</b>
Ergebnisabführung/Ausschüttung		-	100.031			- 100.031	- 3.563	- 103.594
Erfolgsneutrale Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten					- 120.645	- 120.645		- 120.645
Währungsanpassungen		-	29.557	26.367	- 593	- 3.783		- 3.783
Ergebnis nach Steuern			239.299			239.299	3.714	243.013
Übrige Veränderungen			1.073			1.073		1.073
<b>Stand 31.12.2005</b>	<b>344.064</b>	<b>979.841</b>	<b>289.076</b>	<b>15.931</b>	- 126.777	<b>1.502.135</b>	<b>2.814</b>	<b>1.504.949</b>

# Entwicklung des Anlagevermögens

## vom 1. Januar bis 31. Dezember 2005

	Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						Stand Ende Berichts- jahr
	Stand Anfang Berichts- jahr	Zu-/Abgänge durch Änderung des Kon- solidierungs- kreises	Zugänge	Um- buchungen	Währungs- an- passungen	Abgänge	
T€							
<b>Immaterielle Vermögenswerte</b>							
1. Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie Lizenzen an solchen Rechten und Werten	859.827		50.351	33.900	4.887	379.679	569.286
2. Geschäfts- oder Firmenwerte	15.936						15.936
3. Geleistete Anzahlungen	606					606	
	<b>876.369</b>		<b>50.351</b>	<b>33.900</b>	<b>4.887</b>	<b>380.285</b>	<b>585.222</b>
<b>Sachanlagen</b>							
1. Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	115.046		3.247	1.857	13	9.639	110.524
2. Technische Anlagen und Maschinen	2.366.371		150.569	13.458	32.068	17.995	2.544.471
3. Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	45.130		2.081	- 205	291	1.316	45.981
4. Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	174.379		89.867	- 49.010	3.537	13.642	205.131
	<b>2.700.926</b>		<b>245.764</b>	<b>- 33.900</b>	<b>35.909</b>	<b>42.592</b>	<b>2.906.107</b>
<b>Investment Properties</b>	<b>49.921</b>		<b>15</b>			<b>4.601</b>	<b>45.335</b>
	<b>3.627.216</b>		<b>296.130</b>		<b>40.796</b>	<b>427.478</b>	<b>3.536.664</b>

Kumulierte Abschreibungen							Buchwerte		
Stand Anfang Berichts- jahr	Zu-/Abgänge durch Änderung des Kon- solidierungs- kreises	Abschrei- bungen des Berichts- jahres	Um- buchungen	Währungs- anpassun- gen	Entnahmen für Abgänge	Zuschrei- bungen	Stand Ende Berichts- jahr	Stand Ende Berichts- jahr	Stand Ende Vorjahr
471.453		72.399	10.993	55	374.938	2.749	177.213	392.073	388.374
								15.936	15.936
									606
<b>471.453</b>		<b>72.399</b>	<b>10.993</b>	<b>55</b>	<b>374.938</b>	<b>2.749</b>	<b>177.213</b>	<b>408.009</b>	<b>404.916</b>
73.844		3.076	8		4.142		72.786	37.738	41.202
1.699.251		154.771	- 10.903	23.814	14.742		1.852.191	692.280	667.120
37.004		3.018	- 98	230	1.256		38.898	7.083	8.126
6.709				105	6.814			205.131	167.670
<b>1.816.808</b>		<b>160.865</b>	<b>- 10.993</b>	<b>24.149</b>	<b>26.954</b>		<b>1.963.875</b>	<b>942.232</b>	<b>884.118</b>
23.057		1.452			1.160		23.349	21.986	26.864
<b>2.311.318</b>		<b>234.716</b>		<b>24.204</b>	<b>403.052</b>	<b>2.749</b>	<b>2.164.437</b>	<b>1.372.227</b>	<b>1.315.898</b>

## Anhang RWE Dea Teilkonzern

### **Erklärung des Vorstands**

Für die Aufstellung, die Vollständigkeit und die Richtigkeit des Teilkonzernabschlusses und des Teilkonzernlageberichtes ist der Vorstand der RWE Dea AG, Hamburg, verantwortlich.

Der freiwillige Teilkonzernabschluss zum 31. Dezember 2005 wird nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellt. Die Vorjahreszahlen sind nach gleichen Grundsätzen ermittelt worden.

Die internen Kontrollsysteme und der Einsatz konzernweit einheitlicher Richtlinien sowie unsere Maßnahmen zur Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiter gewährleisten die Ordnungsmäßigkeit des Teilkonzernabschlusses und des Lageberichtes. Die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften, der konzerninternen Richtlinien sowie die Zuverlässigkeit und Funktionsfähigkeit der Kontrollsysteme werden kontinuierlich konzernweit überprüft.

Unser Risikomanagementsystem ist entsprechend den Anforderungen des KonTraG darauf ausgerichtet, dass der Vorstand potenzielle Risiken frühzeitig erkennen und gegebenenfalls Gegenmaßnahmen einleiten kann.

Die PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft hat entsprechend dem Beschluss der Hauptversammlung den Teilkonzernabschluss und den Lagebericht geprüft und den auf Seite 64 wiedergegebenen uneingeschränkten Bestätigungsvermerk erteilt.

In Anwesenheit des Abschlussprüfers werden der Teilkonzernabschluss, der Lagebericht und der Prüfungsbericht in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrates eingehend erörtert. Aus dem Bericht des Aufsichtsrates (Seiten 4 bis 5 dieses Jahresberichtes) geht das Ergebnis der Prüfung durch den Aufsichtsrat hervor.

Hamburg, den 27. Januar 2006

Der Vorstand

Schöning

Liebau

Rappuhn

### Allgemeine Grundlagen

Im Teilkonzernabschluss werden die am Bilanzstichtag verpflichtend in Kraft getretenen IFRS angewendet.

Neben der Gewinn- und Verlustrechnung, der Bilanz und der Kapitalflussrechnung werden die Veränderungen des Eigenkapitals sowie die Anteile anderer Gesellschafter gezeigt. Die Anhangsangaben enthalten zudem eine Segmentberichterstattung.

Um die Klarheit der Darstellung zu verbessern, sind verschiedene Posten der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz zusammengefasst. Diese Posten sind im Anhang gesondert ausgewiesen und erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt.

### Konsolidierungskreis

In den Teilkonzernabschluss einbezogen sind neben der RWE Dea AG alle in- und ausländischen Tochterunternehmen, die die RWE Dea AG unmittelbar oder mittelbar beherrscht. Der Konsolidierungskreis umfasst 19 Unternehmen, davon acht im Ausland. Die Anteile an einem assoziierten Unternehmen, auf das maßgeblicher Einfluss ausgeübt wird, sind nach der Equity-Methode bilanziert.

Der Konsolidierungskreis ist gegenüber dem 31. Dezember 2004 unverändert.

Der Abschluss wird in Euro (€) aufgestellt. Alle Beträge einschließlich der Vorjahreszahlen werden in Tausend Euro (T€) angegeben.

Der vorliegende Abschluss umfasst das Geschäftsjahr 2005 auf der Basis der Berichtsperiode vom 1. Januar bis zum 31. Dezember des Jahres.

Anteile an einem Tochterunternehmen, das aus der Sicht des Teilkonzerns eine untergeordnete Bedeutung hat, werden nach der Anschaffungskostenmethode bilanziert. Es macht weniger als 1% des Teilkonzernumsatzes und -ergebnisses sowie der Teilkonzernverschuldung aus. Tochterunternehmen mit negativem Ergebnis bzw. negativem Eigenkapital werden grundsätzlich vollkonsolidiert.

### **Konsolidierungsgrundsätze**

Die in den Teilkonzern einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

Unternehmenszusammenschlüsse werden nach der Erwerbsmethode bilanziert. Danach erfolgt die Kapitalkonsolidierung im Erwerbszeitpunkt durch Verrechnung des Kaufpreises mit dem neu bewerteten anteiligen Nettovermögen der Tochterunternehmen. Die ansatzfähigen Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden der Tochterunternehmen werden dabei unabhängig von der Höhe des Minderheitenanteils mit ihren vollen beizulegenden Zeitwerten angesetzt. Immaterielle Vermögenswerte sind gesondert vom Geschäfts- oder Firmenwert zu bilanzieren, wenn sie vom Unternehmen trennbar sind oder aus einem vertraglichen oder anderen Recht resultieren. Restrukturierungsrückstellungen dürfen im Rahmen der Kaufpreisallokation nicht neu gebildet werden. Verbleibende aktive Unterschiedsbeträge werden als Geschäfts- oder Firmenwerte aktiviert. Negative Unterschiedsbeträge aus der Erstkonsolidierung werden als Ertrag gebucht.

Aktiviert Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben, sondern jährlich sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) unterzogen. Im Rahmen der Entkonsolidierung werden die Restbuchwerte der aktivierten Geschäfts- oder Firmenwerte bei der Berechnung des Abgangserfolgs berücksichtigt.

Aufwendungen und Erträge sowie Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den konsolidierten Unternehmen werden eliminiert. Zwischenergebnisse werden herausgerechnet, soweit sie nicht von untergeordneter Bedeutung sind. In Einzelabschlüssen vorgenommene Abschreibungen auf Anteile und auf Ausleihungen an Teilkonzernunternehmen werden zurückgenommen.

Dieselben Konsolidierungsgrundsätze gelten auch für das nach der Equity-Methode bilanzierte Unternehmen. Außerplanmäßige Abschreibungen des Equity-Wertes würden – falls erforderlich – im Ergebnis aus at equity bilanzierten Beteiligungen ausgewiesen. Bei dem Abschluss des nach der Equity-Methode bilanzierten Unternehmens wird der Grundsatz der Einheitlichkeit beachtet.

## Währungsumrechnung

In den Einzelabschlüssen der Gesellschaften werden nicht-monetäre Posten in fremder Währung zum Bilanzstichtag mit dem Kurs zum Zeitpunkt der Erstverbuchung bewertet. Monetäre Posten werden mit dem Kurs am Bilanzstichtag umgerechnet. Bis zum Bilanzstichtag eingetretene Kursgewinne und -verluste aus der Bewertung von monetären Aktiva bzw. monetären Passiva in fremder Währung werden ergebniswirksam in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen bzw. Erträgen berücksichtigt.

Als Umrechnungsverfahren für die Abschlüsse ausländischer Gesellschaften wird die funktionale Währungsumrechnung angewendet. Im Teilkonzernabschluss erfolgt die Umrechnung der Bilanzposten aller ausländischen Gesellschaften von der jeweiligen Landeswährung in Euro zu Tagesmittelkursen am Bilanzstichtag,

da die Auslandsgesellschaften ihr Geschäft selbständig in ihrer Landeswährung betreiben. Bei der Umrechnung der Eigenkapitalfortschreibung des ausländischen Unternehmens, das nach der Equity-Methode bilanziert wird, wird entsprechend vorgegangen. Differenzen gegenüber der Vorjahresumrechnung werden erfolgsneutral in der Neubewertungsrücklage (erfolgsneutrale Eigenkapitalveränderung) verrechnet. Geschäfts- oder Firmenwerte werden als Vermögenswert der wirtschaftlich selbständigen ausländischen Teileinheit mit dem Stichtagskurs umgerechnet. Aufwands- und Ertragsposten werden mit Jahresdurchschnittskursen umgerechnet. Jahresabschlüsse von ausländischen Gesellschaften, die ihren Sitz in einem Hochinflationsland haben, werden gemäß IAS 29 umgerechnet. Im Geschäftsjahr und im Vorjahr hatte kein Unternehmen seinen Sitz in einem Hochinflationsland.

Für die Währungsumrechnung wurden folgende Kurse zugrunde gelegt:

€	Stichtagskurs		Durchschnittskurs	
	31.12.2005	31.12.2004	2005	2004
1 US-Dollar	0,85	0,73	0,81	0,80
1 Pfund Sterling	1,46	1,42	1,46	1,47
100 Norwegische Kronen	12,52	12,14	12,49	11,95
100 Polnische Zloty	25,91	24,48	24,86	22,14

## Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

### Gewinn- und Verlustrechnung

#### Ertragsrealisierung

Umsatzerlöse werden mit dem beizulegenden Wert der erhaltenen bzw. zu erhaltenden Gegenleistung bewertet. Erlösschmälerungen werden dabei berücksichtigt.

Erträge aus Warenlieferungen werden zum Zeitpunkt des Übergangs der Verfügungsmacht auf den Kunden realisiert.

### Bilanz

**Immaterielle Vermögenswerte** werden zu fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert. Sämtliche immateriellen Vermögenswerte mit Ausnahme von Geschäfts- oder Firmenwerten weisen eine bestimmbare Nutzungsdauer

auf und werden daher planmäßig linear bzw. produktionsabhängig abgeschrieben. Software für kaufmännische und technische Anwendungen wird linear in drei bis fünf Jahren abgeschrieben; die Nutzungsdauer von Konzessionen

sionen und sonstigen Nutzungsrechten beträgt in der Regel bis zu 20 Jahre. Die Nutzungsdauer sowie die Abschreibungsmethode werden jährlich überprüft.

Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben, sondern jährlich sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) unterzogen.

Unter den immateriellen Vermögenswerten werden darüber hinaus Rechte auf Ausgabenrückerstattung aus Investitionen (Cost Recovery-Ansprüche) ausgewiesen. Diese Rechte entstehen im Zusammenhang mit Production Sharing Agreements. Die Bewertung des Rechts erfolgt gemäß Production Sharing Agreement zu Anschaffungskosten vermindert um den abgerechneten Teil. Die Abrechnung des Rechts wird in den Abschreibungen ausgewiesen. Sonstige, noch nicht abgerechnete, aber sofort wiedergewinnbare Ausgaben werden als kurzfristige Rechte unter den sonstigen Vermögenswerten gezeigt.

Forschungsausgaben werden in der Periode ihrer Entstehung als Aufwand erfasst.

**Sachanlagen** werden mit fortgeführten Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten bilanziert. Fremdkapitalkosten werden nicht als Teil der Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten aktiviert. Explorationsbohrungen werden ebenfalls mit ihren Anschaffungskosten bzw. Herstellungskosten nach der Successful Efforts-Methode bilanziert, d. h. die für Explorationsbohrungen angefallenen Ausgaben werden grundsätzlich nur bei wirtschaftlicher Fündigkeit in der Periode ihrer Entstehung aktiviert. Ausgaben für Geologie und Seismik werden generell im Aufwand erfasst. Nicht fündige Bohrungen werden nach Fertigstellung als Aufwand behandelt. Zu den Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Sachanlagevermögens gehören auch die geschätzten Rückbau- bzw. Abbruch- und Aufräumkosten des Vermögenswertes sowie die Wiederherstellungskosten des Standortes, die auf öffentlich-rechtlichen oder privatrechtlichen Verpflichtungen beruhen, und zwar in dem Maße, wie dafür Rückstellungen gebildet werden. Instandhaltungs- und Reparaturkosten werden als Aufwand erfasst.

Sachanlagen, mit Ausnahme von Grund und Boden sowie grundstücksgleichen Rechten, werden linear bzw. produktionsabhängig nach der Unit of Production-Methode abgeschrieben. Im Rahmen der Unit of Production-Methode wird die laufende Produktion der Periode in das Verhältnis zu den sicheren Reserven der Kategorie C1 mit der Wahrscheinlichkeitseinschätzung P90 (proved/developed) gesetzt.

Die planmäßigen Abschreibungen für unsere typischen Anlagen werden nach folgenden Nutzungsdauern bemessen: für Gebäude 12 bis 50 Jahre, für die unter den technischen Anlagen ausgewiesenen Gasspeicher 33 Jahre sowie für Bohrungen bis zu 28 Jahre.

Es bestehen ausschließlich Operating-Leasing-Verhältnisse, die nicht in der Bilanz anzugeben sind.

Die **Investment Properties** (als Finanzinvestition gehaltene Immobilien) umfassen alle Immobilien, die zur Erzielung von Mieteinnahmen oder langfristigen Wertsteigerungen gehalten und nicht in der Produktion oder für Verwaltungszwecke eingesetzt werden. Die Bewertung erfolgt zu fortgeführten Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten. Die abnutzbaren Investment Properties werden über eine Laufzeit von 12 bis 50 Jahren linear abgeschrieben. Der beizulegende Zeitwert der Investment Properties wird im Anhang angegeben. Dieser wird nach international anerkannten Bewertungsverfahren ermittelt bzw. aus dem aktuellen Marktpreis vergleichbarer Immobilien abgeleitet.

Immaterielle Vermögenswerte (einschließlich Geschäfts- oder Firmenwerte) sowie Vermögenswerte des Sachanlagevermögens und Investment Properties werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag des Vermögenswertes den Buchwert unterschreitet. Ist der Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit, so wird die Abschreibung auf Basis des erzielbaren Betrages der Zahlungsmittel generierenden Einheit ermittelt. Übersteigt dabei der Buchwert einer Zahlungsmittel generierenden Einheit, der ein Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet wurde, den erzielbaren Betrag, wird zunächst der zugeordnete Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe des Differenzbetrages außerplan-

mäßig abgeschrieben. Darüber hinausgehender Abwertungsbedarf wird durch anteilige Reduzierung der übrigen Buchwerte der Zahlungsmittel generierenden Einheit berücksichtigt. Wenn der Grund für eine früher vorgenommene außerplanmäßige Abschreibung entfallen ist, werden die Vermögenswerte zugeschrieben, wobei der infolge einer Zuschreibung erhöhte Buchwert nicht die fortgeführten Anschaffungskosten übersteigen darf. Bei Geschäfts- oder Firmenwerten werden keine Zuschreibungen vorgenommen.

#### At equity bilanzierte Beteiligungen

Die Anteile der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen werden zunächst mit den Anschaffungskosten, in den Folgeperioden mit dem fortgeschriebenen anteiligen Nettovermögen bilanziert. Dabei werden die Buchwerte jährlich um die anteiligen Ergebnisse, ausgeschütteten Dividenden und sonstigen Eigenkapitalveränderungen erhöht bzw. vermindert. Nach der Equity-Methode bilanzierte Unternehmen werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet.

Die unter den **übrigen Finanzanlagen** ausgewiesenen Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen und die übrigen Beteiligungen werden mit den Anschaffungskosten bewertet.

Unter den **Vorräten** werden diejenigen Vermögenswerte ausgewiesen, die zum Verkauf im normalen Geschäftsgang gehalten werden (fertige Erzeugnisse und Waren) oder die im Rahmen der Herstellung von Produkten bzw. der Erbringung von Dienstleistungen verbraucht werden (Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe).

Die Vorräte werden zu Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten oder zu niedrigeren Nettoveräußerungswerten angesetzt. Die Herstellungskosten umfassen produktionsbezogene Vollkosten; sie werden auf der Grundlage der Normalbeschäftigung ermittelt. Im Einzelnen enthalten die Herstellungskosten neben den direkt zurechenbaren Kosten angemessene Teile der notwendigen Material- und Fertigungsgemeinkosten einschließlich fertigungsbedingter Abschreibungen. Fremdkapitalkosten werden nicht als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten

aktiviert. Für die Bewertung werden in der Regel Durchschnittswerte herangezogen. Soweit bei früher abgewerteten Vorräten der Nettoveräußerungswert gestiegen ist, wird die daraus resultierende Wertaufholung als Minderung des Materialaufwands erfasst.

Die **Forderungen** umfassen die Finanzforderungen, die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie die sonstigen Forderungen.

Forderungen und sonstige Vermögenswerte werden bis auf die derivativen Finanzinstrumente mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Erforderliche Wertberichtigungen orientieren sich am tatsächlichen Ausfallrisiko.

Die unter den Finanzforderungen ausgewiesenen Ausleihungen des Unternehmens werden mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Marktüblich verzinsliche Ausleihungen sind zum Nominalwert bilanziert, zinslose bzw. niedrig verzinsliche Ausleihungen werden grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risikoadäquaten Zinssatzes bilanziert.

**Latente Steuern** resultieren aus temporären Unterschieden zwischen IFRS- und Steuerbilanz der Einzelgesellschaften sowie aus Konsolidierungsvorgängen. Die aktiven latenten Steuern umfassen grundsätzlich auch Steuererminderungsansprüche, die sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren ergeben. Eine Aktivierung erfolgt, wenn deren Realisierung mit ausreichender Sicherheit gewährleistet ist. Die Steuerlatenzen werden auf der Basis der erwarteten Steuersätze ermittelt, die in den einzelnen Ländern zum Realisationszeitpunkt gelten bzw. erwartet werden. Dabei werden die am Bilanzstichtag gültigen bzw. verabschiedeten steuerlichen Vorschriften berücksichtigt. Für die Berechnung der inländischen latenten Steuern wird ein Steuersatz von 39,4% herangezogen. Neben dem Körperschaftsteuersatz von 25,0% und dem Solidaritätszuschlag von 5,5% wurde der durchschnittliche Gewerbeertragsteuersatz des RWE-Konzerns berücksichtigt. Aktive und passive latente Steuern werden je Gesellschaft saldiert.

### **Aktienkursbasierte Vergütungen**

Die RWE-konzernweiten Aktienoptionsprogramme werden als anteilsbasierte Vergütungen mit Barausgleich bilanziert. Zum jeweiligen Stichtag wird eine Rückstellung in Höhe des zeitanteiligen beizulegenden Zeitwertes der Zahlungsverpflichtung gebildet. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes werden erfolgswirksam erfasst. Der beizulegende Zeitwert der Optionen wird mit Hilfe anerkannter finanzwirtschaftlicher Modelle bestimmt.

**Rückstellungen** werden gebildet für sämtliche am Bilanzstichtag gegenüber Dritten bestehenden, rechtlichen oder faktischen Verpflichtungen, die auf vergangenen Ereignissen beruhen, zukünftig wahrscheinlich zu einem Abfluss von Ressourcen führen und deren Höhe verlässlich geschätzt werden kann. Die Rückstellungen werden mit ihrem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag angesetzt und nicht mit Erstattungsansprüchen saldiert. Rückstellungen, denen eine große Zahl gleichartiger Ereignisse zugrunde liegt, werden mit ihrem Erwartungswert bilanziert.

Alle langfristigen Rückstellungen werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten voraussichtlichen Erfüllungsbetrag bilanziert. Der Erfüllungsbetrag umfasst auch die am Bilanzstichtag zu berücksichtigenden Kostensteigerungen. Bei der Rückstellung für Wiederherstellung und Verfüllung werden geänderte Schätzungen im zeitlichen Anfall bzw. in der Höhe der Auszahlungen oder Änderungen des Zinssatzes sowohl bei der bestehenden Rückstellung als auch in gleicher Höhe beim zugehörigen Vermögenswert berücksichtigt. Überschreitet eine Verminderung den Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes, ist der überschießende Betrag direkt erfolgswirksam zu erfassen.

**Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen** werden für leistungsorientierte Versorgungssysteme gebildet. Dabei handelt es sich um Verpflichtungen des Unternehmens aus Anwartschaften und laufenden Leistungen an berechnete aktive und ehemalige Mitarbeiter und Hinterbliebene. Die Verpflichtungen beziehen sich insbesondere auf Ruhegelder, teils als Grund-, teils als Zusatzversorgung. Die individuellen Zusagen basieren auf branchenspezifischen unterschiedlichen

Leistungen; sie bemessen sich i. d. R. nach der Dauer der Zugehörigkeit und der Vergütung der Mitarbeiter.

Der Rückstellungsbewertung von leistungsorientierten Versorgungsplänen liegt die Methode der laufenden Einmalprämie (Projected-Unit-Credit-Methode) zugrunde. Bei diesem Anwartschaftsbarwertverfahren werden nicht nur die am Stichtag bekannten Renten und erworbenen Anwartschaften, sondern auch künftig zu erwartende Steigerungen von Gehältern und Renten berücksichtigt. Die Berechnung beruht auf versicherungsmathematischen Gutachten unter Berücksichtigung biometrischer Rechnungsgrundlagen. Der Dienstzeitaufwand wird im Personalaufwand, der Zinsaufwand im Finanzergebnis ausgewiesen.

Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste werden, soweit sie 10% des höheren Betrages aus dem Verpflichtungsumfang und dem Zeitwert des Planvermögens übersteigen, über die durchschnittliche Restlebensarbeitszeit der berechtigten Mitarbeiter erfolgswirksam erfasst.

Neben den leistungsorientierten Versorgungssystemen besteht die betriebliche Altersversorgung aus beitragsorientierten Versorgungssystemen. Bei beitragsorientierten Versorgungsplänen geht das Unternehmen über die Entrichtung von Beitragszahlungen an zweckgebundene Fonds hinaus keine weiteren Verpflichtungen ein. Die Beitragszahlungen werden als Aufwand erfasst und im Personalaufwand ausgewiesen.

Die **Rückstellungen für Wiederherstellung und Verfüllung** decken die aktuell ermittelten Verpflichtungen zur Verfüllung von Bohrungen, zum Rückbau von Onshore- und Offshore-Produktionsanlagen und zur Rekultivierung von Betriebs- und Sondenplätzen. Ihrer Höhe liegen die zu erwartenden Vollkosten unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten und Vergleichskostensätzen des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung bzw. vergleichbare Annahmen bei ausländischen Tochtergesellschaften zugrunde.

Die **Verbindlichkeiten** umfassen die Finanzverbindlichkeiten, die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie die übrigen Verbindlichkeiten.

Verbindlichkeiten werden bei erstmaligem Ansatz mit ihrem beizulegenden Zeitwert angesetzt. In den Folgeperioden werden Verbindlichkeiten bis auf derivative Finanzinstrumente zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet.

Die von Kunden erhaltenen Anzahlungen sowie Rechnungsabgrenzungsposten werden unter den übrigen Verbindlichkeiten passiviert.

**Derivative Finanzinstrumente** werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten bilanziert. Unabhängig vom Zweck sind alle derivativen Finanzinstrumente mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet. Die bilanzielle Erfassung des derivativen Sicherungsgeschäftes erfolgt mit Geschäftsabschluss. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes werden erfolgswirksam erfasst, es sei denn, die derivativen Finanzinstrumente stehen in einem Sicherungszusammenhang.

Cashflow Hedges dienen der Absicherung des Risikos, dass die mit einem bilanzierten Vermögenswert bzw. einer bilanzierten Schuld oder einer mit hoher Wahrscheinlichkeit eintretenden geplanten Transaktion verbundenen zukünftigen Zahlungsströme schwanken. Liegt ein Cashflow Hedge vor, werden die unrealisierten Gewinne und Verluste des Sicherungsgeschäftes zunächst erfolgsneutral in der Neubewertungsrücklage erfasst. Sie werden in der Regel in der Gewinn- und Verlustrechnung gebucht, wenn das Sicherungsgeschäft realisiert wird. Werden geplante Transaktionen gesichert und führen diese Transaktionen in späteren Perioden zum Ansatz eines finanziellen Vermögenswertes bzw. einer finanziellen Verbindlichkeit, sind die bis zu diesem Zeitpunkt im Eigenkapital erfassten Beträge in der Periode erfolgswirksam aufzulösen, in der auch der Vermögenswert oder die Verbindlichkeit das Periodenergebnis beeinflusst. Resultieren aus der Transaktion nicht-finanzielle Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, werden die erfolgsneutral im Eigenkapital erfassten Beträge mit dem erstmaligen Wertansatz des Vermögenswertes bzw. der Verbindlichkeit verrechnet.

IAS 39 legt für die Bilanzierung von Sicherungsgeschäften bestimmte Anforderungen fest. Insbesondere müssen

die Sicherungsbeziehungen ausführlich dokumentiert und effektiv sein, d. h. die Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Sicherungsgeschäftes müssen sowohl prospektiv als auch retrospektiv in einer Bandbreite von 80 bis 125 % der gegenläufigen Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Grundgeschäftes liegen. Nur der effektive Teil einer Sicherungsbeziehung darf nach den beschriebenen Regeln für Cashflow Hedges bilanziert werden. Der ineffektive Teil der Sicherungsbeziehung wird sofort erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

**Eventualschulden** sind mögliche oder bestehende Verpflichtungen gegenüber Dritten, die auf vergangenen Ereignissen beruhen und deren Existenz durch das Eintreten oder Nichteintreten eines oder mehrerer unsicherer künftiger Ereignisse, die nicht vollständig unter der Kontrolle des Unternehmens stehen, erst noch bestätigt wird oder bei denen ein Ressourcenabfluss nicht wahrscheinlich ist bzw. deren Höhe nicht verlässlich bestimmt werden kann. Sie werden in der Bilanz nicht erfasst, es sei denn, sie sind im Rahmen eines Unternehmenserwerbs übernommen worden. Die im Anhang angegebenen Verpflichtungsvolumina bei den Eventualschulden entsprechen dem am Bilanzstichtag bestehenden Haftungsumfang.

#### **Ermessensentscheidungen bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden**

Bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sind bei einigen Sachverhalten Ermessensentscheidungen zu treffen. Dabei handelt es sich insbesondere um folgende Sachverhalte: Bei der Bewertung der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen bestehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Erfassung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste. Hinsichtlich der Bilanzierung von Derivaten ist zu entscheiden, ob sie unter das Hedge-Accounting fallen. Im Rahmen der Erläuterung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden ist beschrieben, welche Entscheidungen im Hinblick auf diese Sachverhalte getroffen wurden.

#### **Schätzungen und Beurteilungen des Managements**

Die Aufstellung des Teilkonzernabschlusses auf der Grundlage der IFRS erfordert, dass Annahmen getroffen

und Schätzungen verwendet werden, die sich auf den Wertansatz der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, der Erträge und Aufwendungen sowie die Angabe der Eventualschulden auswirken. Die Annahmen und Schätzungen beziehen sich im Wesentlichen auf die Festlegung der Nutzungsdauern von Sachanlagen, die Bilanzierung und Bewertung von Rückstellungen, die Prüfung der Werthaltigkeit von Geschäfts- oder Firmenwerten und anderen Vermögenswerten sowie die Beurteilung der Realisierbarkeit aktiver latenter Steuern.

Die Annahmen und Schätzungen basieren auf den Verhältnissen und Einschätzungen am Bilanzstichtag. Zudem wurde hinsichtlich der erwarteten künftigen Geschäftsentwicklung die zu diesem Zeitpunkt als realistisch unterstellte zukünftige Entwicklung des wirtschaftlichen Umfeldes in den Branchen und Regionen, in denen die RWE Dea tätig ist, berücksichtigt. Durch von den Annahmen abweichende Entwicklungen dieser Rahmenbedingungen können die tatsächlichen Beträge von Schätzwerten abweichen. Wenn die tatsächliche Entwicklung von der erwarteten abweicht, werden die Annahmen und, falls erforderlich, die Buchwerte der betroffenen Vermögenswerte und Schulden entsprechend angepasst.

Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Teilkonzernabschlusses ist nicht von einer wesentlichen Änderung der zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen auszugehen, so dass aus gegenwärtiger Sicht keine wesentliche Anpassung der Buchwerte der angesetzten Vermögenswerte und Schulden im folgenden Geschäftsjahr zu erwarten ist.

## Neue Rechnungslegungsvorschriften

### Änderung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

Der IASB hat eine Reihe von Änderungen bei bestehenden IFRS sowie einige neue IFRS verabschiedet, die seit dem 1. Januar 2005 verpflichtend anzuwenden sind. Die folgenden IFRS werden im Berichtsjahr erstmalig angewendet:

- IAS 1 (2003) „Darstellung des Abschlusses“
- IAS 2 (2003) „Vorräte“
- IAS 8 (2003) „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, Änderungen von Schätzungen und Fehler“
- IAS 10 (2003) „Ereignisse nach dem Bilanzstichtag“
- IAS 16 (2003) „Sachanlagen“
- IAS 17 (2003) „Leasingverhältnisse“
- IAS 21 (2003) „Auswirkungen von Änderungen der Wechselkurse“
- IAS 24 (2003) „Angaben über Beziehungen zu nahe stehenden Unternehmen und Personen“
- IAS 27 (2003) „Konzern- und separate Einzelabschlüsse nach IFRS“
- IAS 28 (2003) „Anteile an assoziierten Unternehmen“
- IAS 31 (2003) „Anteile an Joint Ventures“
- IAS 32 (2003) „Finanzinstrumente: Angaben und Darstellung“
- IAS 33 (2003) „Ergebnis je Aktie“
- IAS 39 (2004) „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“
- IAS 40 (2003) „Als Finanzinvestition gehaltene Immobilien“
- IFRS 2 „Anteilsbasierte Vergütung“
- IFRS 4 „Versicherungsverträge“
- IFRS 5 „Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte und aufgegebenen Geschäftsbereiche“

Die erstmalige Anwendung der genannten IFRS hatte im Wesentlichen die folgenden Auswirkungen auf den Abschluss des RWE Dea Teilkonzerns zum 31. Dezember 2005:

Nach **IAS 1 (2003)** ist die Bilanz nach Fristigkeit zu gliedern. In der Bilanz des RWE Dea Teilkonzerns werden Vermögenswerte und Schulden daher als lang- oder kurzfristig ausgewiesen. Vermögenswerte und Schulden

werden als kurzfristig klassifiziert, wenn sie eine Restlaufzeit von weniger als einem Jahr haben oder im Rahmen eines normalen Produktionszyklus realisiert bzw. getilgt werden.

Unter den langfristigen Vermögenswerten werden nun die Investment Properties (als Finanzinvestition gehaltene Immobilien) getrennt von den Sachanlagen ausgewiesen. At equity bilanzierte Beteiligungen werden gesondert dargestellt. Als übrige Finanzanlagen verbleiben im Wesentlichen die übrigen Beteiligungen.

Der Ausweis der Ausleihungen erfolgt entsprechend ihrer Fristigkeit als kurz- bzw. langfristige Finanzforderungen. Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen werden grundsätzlich kurzfristig ausgewiesen. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

werden ihrem Charakter entsprechend unter den langfristigen Schulden gezeigt.

Latente Steuern sind in der Bilanz grundsätzlich als langfristig zu klassifizieren. Aktive und passive Rechnungsabgrenzungsposten werden in der Bilanz nicht mehr gesondert, sondern unter den Posten „Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte“ bzw. „Übrige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen.

In der Gewinn- und Verlustrechnung werden das Ergebnis aus at equity bilanzierten Beteiligungen getrennt vom übrigen Beteiligungsergebnis und die Finanzerträge getrennt von den Finanzaufwendungen dargestellt.

## Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

### (1) Umsatzerlöse

Die Gliederung der Umsätze nach Unternehmensbereichen enthält die Segmentberichterstattung.

### (2) Mineralöl-/Erdgassteueraufwand

Von den Umsatzerlösen wird nur die selbst angemeldete Mineralöl-/Erdgassteuer in Höhe von 2.821 T€ (Vorjahr

3.367 T€) offen abgesetzt. Die Mineralöl-/Erdgassteuer auf Zukäufe ist im Materialaufwand enthalten.

### (3) Sonstige betriebliche Erträge

T€	2005	2004
Währungserträge und Erträge aus Derivaten	45.291	47.587
Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen	21.434	17.968
Erträge aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens (ohne Finanzanlagen)	8.101	12.035
Erträge aus Kostenumlagen/-erstattungen	3.661	11.076
Erträge aus Vermietung und Verpachtung	2.343	3.819
Übrige betriebliche Erträge	5.218	13.990
	<b>86.048</b>	<b>106.475</b>

Den Währungserträgen stehen Währungsaufwendungen gegenüber, die in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen werden.

## (4) Materialaufwand

T€	2005	2004
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und für bezogene Waren	456.262	317.380
Aufwendungen für bezogene Leistungen	260.053	218.232
	<b>716.315</b>	535.612

Im Materialaufwand sind auch die Mineralöl-/Erdgassteuern auf Zukäufe mit 1.487 T€ (Vorjahr 1.245 T€) und

die Abgaben eines ausländischen Förderbetriebes mit 102.798 T€ (Vorjahr 64.537 T€) enthalten.

## (5) Personalaufwand

T€	2005	2004
Löhne und Gehälter	84.256	69.405
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	13.806	15.406
davon für Altersversorgung	(1.898)	(3.427)
	<b>98.062</b>	84.811

Die in Mitarbeiteräquivalente umgerechnete Mitarbeiterzahl im Teilkonzern beträgt im Jahresdurchschnitt 907 (Vorjahr 897). In die Mitarbeiteräquivalente fließen die Vollzeitbeschäftigten zu 100 % ein. Die Teilzeitbeschäftigten bzw. befristet Beschäftigten werden nur

in Höhe ihrer Teilzeitquote bzw. ihrer Beschäftigungszeit im Verhältnis zur Jahresbeschäftigungszeit erfasst. Darüber hinaus wurden (in Köpfen) 23 (Vorjahr 13) Auszubildende beschäftigt.

## (6) Abschreibungen

Die Aufteilung der Abschreibungen ist auf Seite 33 dargestellt.

Die außerplanmäßigen Abschreibungen beliefen sich auf 7.029 T€ (Vorjahr 27.879 T€). Sie sind auf Sachanlagen in Höhe von 3.578 T€ (Vorjahr 23.848 T€) und auf immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 3.451 T€ (Vorjahr 4.031 T€) vorgenommen worden. Im Berichtsjahr sowie im Vorjahr wurden keine außerplanmäßigen Abschreibungen auf Geschäfts- oder Firmenwerte vorgenommen.

## (7) Sonstige betriebliche Aufwendungen

T€	2005	2004
Währungsverluste und Aufwendungen für Derivate	59.877	27.254
Rechts-, Beratungs- und Datenverarbeitungsaufwand	15.025	12.702
Mieten, Pachten und Leasing	8.424	9.867
Versicherungen	4.858	5.382
Öffentlich-rechtliche Gebühren	3.817	5.612
Rückstellungszuführungen	3.102	13.487
Verluste aus dem Abgang von Anlagevermögen (ohne Finanzanlagen)	2.844	15.604
Sonstige Steuern	687	1.082
Übrige	27.281	31.007
	<b>125.915</b>	<b>121.997</b>

Den Währungsaufwendungen stehen Währungserträge gegenüber, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen ausgewiesen werden.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthalten im Wesentlichen Verwaltungsaufwand, Beiträge und Reiseaufwendungen.

## (8) Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit

Im RWE Dea Teilkonzern wird zur Steuerung des Geschäftes unter anderem das „betriebliche Ergebnis“ verwendet. Die Überleitung vom Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit zum betrieblichen Ergebnis wird in der Segmentberichterstattung erläutert.

## (9) Beteiligungsergebnis

Im Beteiligungsergebnis werden sämtliche Erträge und Aufwendungen gezeigt, die im Zusammenhang mit den betrieblich veranlassten Beteiligungen entstanden sind. Es umfasst das Ergebnis aus at equity bilanzierten Betei-

ligungen und das übrige Beteiligungsergebnis. Das Ergebnis aus at equity bilanzierten Beteiligungen enthält die Ergebnisse der Geschäftsjahre 2004 und 2005.

T€	2005	2004
Ergebnis aus at equity bilanzierten Beteiligungen	65.151	12.224
Erträge aus Beteiligungen		
– aus verbundenen Unternehmen, die nicht in den Teilkonzernabschluss einbezogen sind	7	11
– aus übrigen Unternehmen	636	685
Erträge aus Ausleihungen an Beteiligungen	–	2.623
Übriges Beteiligungsergebnis	643	3.319

## (10) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich aus dem Zinsergebnis, den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen und den anderen Finanzerträgen und Finanzaufwendungen zusammen.

T€	2005	2004
Zinsen und ähnliche Erträge	38.555	45.052
– davon verbundene Unternehmen, die nicht in den Teilkonzernabschluss einbezogen sind	(37.016)	(44.088)
Andere Finanzerträge	490	–
<b>Finanzerträge</b>	<b>39.045</b>	<b>45.052</b>
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	– 843	– 2.926
– davon verbundene Unternehmen, die nicht in den Teilkonzernabschluss einbezogen sind	(– 573)	(– 588)
Zinsanteil an Zuführungen zu		
– Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	– 20.410	– 21.942
– Rückstellungen für Wiederherstellung und Verfüllung	– 9.583	– 5.455
– Sonstigen Rückstellungen	– 3.183	– 1.414
Andere Finanzaufwendungen	– 273	– 5
<b>Finanzaufwendungen</b>	<b>– 34.292</b>	<b>– 31.742</b>
<b>Finanzergebnis</b>	<b>4.753</b>	<b>13.310</b>

Das Zinsergebnis enthält im Wesentlichen die Erträge aus der Verzinsung unserer Geldanlage bei RWE AG.

T€	2005	2004
Zinsen und ähnliche Erträge	38.555	45.052
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	- 843	- 2.926
<b>Zinsergebnis</b>	<b>37.712</b>	42.126

Die Zinsanteile an Rückstellungszuführungen enthalten die jährlichen Aufzinsungsbeträge im Zusammenhang mit der Barwertfortschreibung der langfristigen Rückstellungen.

Das Finanzergebnis enthält darüber hinaus alle anderen Finanzerträge und -aufwendungen, die nicht dem Zinsergebnis oder den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen zugeordnet werden können.

## (11) Ertragsteuern

T€	2005	2004
Tatsächliche Ertragsteuern		
_Inland	83.141	52.638
_Ausland	162.560	148.683
Latente Steuern	- 6.281	18.583
	<b>239.420</b>	219.904

Die RWE Dea AG hat aufgrund des vertraglichen Organisationsverhältnisses mit dem Organträger RWE AG 79.110 T€ (Vorjahr 49.864 T€) erstattet. In den tatsäch-

lichen Ertragsteuern sind im Saldo Erträge von 9.035 T€ (Vorjahr 112 T€) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Aus Änderungen von Steuersätzen haben sich ertragswirksame Veränderungen der latenten Steuern in Höhe von 13.664 T€ ergeben. Der für die Berechnung der inländischen latenten Steuern herangezogene Steuersatz beträgt 39,4% (Vorjahr 39,3%). Die Änderung des Steuersatzes ist durch eine Erhöhung des gewerbsteuerlichen Hebesatzes bedingt. Des Weiteren ist in Großbritannien für die Öl- und Gasindustrie eine Erhöhung der Ergänzungsabgabe zur Körperschaftsteuer ab 2006 angekündigt worden.

Aufgrund von in Vorjahren bisher nicht genutzten steuerlichen Verlustvorträgen mindern sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 25.864 T€ (Vorjahr 422 T€). Die Aufwendungen aus latenten Steuern verringern sich aufgrund neu einzuschätzender und bisher nicht erfasster steuerlicher Verlustvorträge um 7.484 T€ (Vorjahr 712 T€).

Der Ertragsteueraufwand entwickelt sich aus dem theoretischen Steueraufwand. Dabei wird ein Steuersatz in Höhe von 39,4% (Vorjahr 39,3%) auf das Ergebnis vor Steuern angewendet:

T€	2005	2004
Ergebnis vor Steuern	482.433	365.403
Theoretischer Steueraufwand 39,4% (Vorjahr 39,3%)	190.079	143.603
Veränderung des theoretischen Steueraufwandes aufgrund:		
Unterschiede zu ausländischen Steuersätzen	69.083	67.787
Periodenfremde Steuern	- 9.035	- 112
Steuereffekte auf		
sonstige steuerfreie Erträge	- 3.436	- 12.387
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	65	1.361
Equity-Bilanzierung	- 25.591	- 4.801
sonstige Teilkonzernvorgänge	21.869	4.595
Veränderung von steuerlichen Verlustvorträgen	- 17.732	5.724
Auswirkung der Änderung in- und ausländischer Steuersätze auf die latenten Steuern	13.644	-
Sonstiges	474	14.134
<b>Effektiver Steueraufwand</b>	<b>239.420</b>	<b>219.904</b>
<b>Effektiver Steuersatz in %</b>	<b>49,6</b>	<b>60,2</b>

## (12) Anteile anderer Gesellschafter

Die Anteile anderer Gesellschafter von 3.714 T€ (Vorjahr 1.172 T€) betreffen Gewinnanteile mit 3.714 T€ (Vorjahr 3.433 T€) und Verlustanteile mit - T€ (Vorjahr 2.261 T€).

## (13) Ergebnis je Aktie

Das unverwässerte Ergebnis je Aktie wird ermittelt als Quotient aus dem Nettoergebnis und dem Durchschnitt der während des Geschäftsjahres umlaufenden Anzahl der Aktien. Eine Verwässerung dieser Kennzahl kann

durch so genannte potenzielle Aktien auftreten (vor allem Aktienoptionen und Wandelanleihen). Dies war in den vergangenen Geschäftsjahren nicht der Fall.

		2005	2004
Nettoergebnis	T€	239.299	144.327
Anzahl der Stammaktien	(Tsd. Stück)	13.440	13.440
Unverwässertes Ergebnis	je Aktie €	17,80	10,74

## Erläuterungen zur Bilanz

Die Entwicklung der immateriellen Vermögenswerte, der Sachanlagen und Investment Properties ist auf den Seiten 32 und 33 dargestellt.

### (14) Immaterielle Vermögenswerte

Die Zugänge bei den immateriellen Vermögenswerten betreffen im Wesentlichen die Aktivierung von Cost Recovery-Ansprüchen aus ägyptischen Aktivitäten.

Im Berichtsjahr wurden insgesamt 748 T€ (Vorjahr 283 T€) für eigene Forschung und Entwicklung aufgewendet.

Im Rahmen der nach IAS 36 vorgeschriebenen jährlichen Überprüfung der Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte wurde im RWE Dea Teilkonzern kein Abschreibungsbedarf festgestellt.

Im Rahmen des Werthaltigkeitstests (Impairment-Test) wird der erzielbare Betrag der Zahlungsmittel generierenden Einheiten (Segmente Deutschland, Europa/GUS und Nordafrika/Naher Osten) im dritten Quartal des Geschäftsjahres durch den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten bzw. den Nutzungswert bestimmt. Der beizulegende Zeitwert spiegelt die bestmögliche Schätzung des Betrages wider, für den ein unabhängiger Dritter die Zahlungsmittel generierenden Einheiten am Bilanzstichtag erwerben würde; Veräußerungskosten werden abgezogen. Der Nutzungswert ist der Barwert der zukünftigen Cashflows, der voraussichtlich aus einer Zahlungsmittel generierenden Einheit erzielt werden kann. Der beizulegende Zeitwert und der Nutzungswert werden auf der Grundlage eines Unternehmensbewertungsmodells ermittelt, wobei der beizulegende Zeitwert aus externer Sicht und der Nutzungswert aus unternehmensinterner Sicht bestimmt wird. Der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes und des Nutzungswertes liegen Cashflow-Planungen zugrunde, die auf der vom Vorstand genehmigten und im Zeitpunkt der Durchführung des Impairment-Tests gültigen Mittelfristplanung für eine Periode von fünf Jahren basieren. Diese Planungen beruhen auf Erfahrungen aus der Vergangen-

heit sowie auf Erwartungen über die zukünftige Marktentwicklung.

Die Mittelfristplanung basiert auf der erwarteten Entwicklung der aus volks- und finanzwirtschaftlichen Studien abgeleiteten gesamtwirtschaftlichen Rahmen- daten und trifft insbesondere länderspezifische An- nahmen zur Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts, der Verbraucherpreise, des Zinsniveaus und der Nominal- löhne. Für die auf den Öl- und Gasmärkten tätigen Be- reiche stellen die Prämissen zur Entwicklung der Welt- marktpreise für Rohöl und Erdgas die wesentlichen Schlüsselannahmen der Unternehmensplanung dar. Die Diskontierungssätze werden auf der Basis von Markt- daten ermittelt und betragen für die Zahlungsmittel generierenden Einheiten zwischen 10,0 % und 13,0 % vor Steuern.

### (15) Sachanlagen

Die Zugänge zum Sachanlagevermögen umfassen vor allem Investitionen in die Erweiterung und Anbindung des Ölfeldes Mittelplate sowie für Bohrungen und Förder- einrichtungen der niedersächsischen Gasbetriebe. Weitere wesentliche Investitionen wurden in norwegi- sche Fördereinrichtungen und die Feldesentwicklung Snoehvit sowie in Feldesentwicklungen in der britischen Nordsee getätigt.

Im Berichtsjahr unterliegen keine Gegenstände des Sach- anlagevermögens Verfügungsbeschränkungen in Form von Sicherungsübereignungen und Grundpfandrechten.

## (16) Investment Properties

Die Investment Properties werden zu fortgeführten Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten bewertet. Der beizulegende Zeitwert des Investment Property beträgt 60.830 T€ (Vorjahr 63.324 T€). Mieterträge aus

Investment Property sind in Höhe von 2.311 T€ (Vorjahr 2.849 T€) angefallen. Die direkten betrieblichen Aufwendungen von vermietetem Investment Property betragen im Geschäftsjahr 2.344 T€ (Vorjahr 4.066 T€).

## (17) At equity bilanzierte Beteiligungen

Die Equity-Bewertung wird auf unsere 25%ige Beteiligung an dem assoziierten Unternehmen Kazgermunai, Kyzylorda/Kasachstan, vorgenommen. Im Geschäftsjahr 2005 erfolgte im RWE Dea Teilkonzern die Bewertung auf Basis des Jahresabschlusses per 31. Dezember 2004 und phasengleich auf Basis des vorläufigen Jahresabschlusses 2005. Die nachfolgenden Angaben basieren auf dem vorläufigen Abschluss der Gesellschaft per 31. Dezember 2005. Das Eigenkapital beträgt 395.321 T€.

Die Vermögenswerte und Schulden belaufen sich auf 450.936 T€ bzw. 55.615 T€. Die Gesellschaft weist Umsatzerlöse von 440.263 T€ und ein Jahresergebnis von 156.817 T€ aus.

### Übrige Finanzanlagen

Die übrigen Finanzanlagen betreffen nicht konsolidierte Tochterunternehmen mit unverändert 26 T€ und übrige Beteiligungen mit unverändert 151 T€.

## (18) Finanzforderungen

T€	31.12.2005 langfristig	31.12.2005 kurzfristig	31.12.2004 langfristig	31.12.2004 kurzfristig
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	1.000.000	-	1.000.000	-
Ausleihungen an Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	135	19	135	35
Sonstige Ausleihungen	5.097	481	5.897	645
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	-	4.617	-	103.433
	<b>1.005.232</b>	<b>5.117</b>	1.006.032	104.113

Bei den Ausleihungen an verbundene Unternehmen und bei den Forderungen gegen verbundene Unternehmen handelt es sich um die Anlage von Liquidität bei RWE AG

bzw. der kurzfristigen Anlage bei der RWE Power AG. Die Verzinsung erfolgt zu marktüblichen Konditionen.

## (19) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

T€	31.12.2005 langfristig	31.12.2005 kurzfristig	31.12.2004 langfristig	31.12.2004 kurzfristig
Derivate	-	18.063	-	66.577
Geleistete Anzahlungen	-	3.168	-	4.691
Aktive Rechnungsabgrenzungsposten	-	4.896	-	1.998
Übrige sonstige Vermögenswerte	9.105	22.166	5.513	25.030
	<b>9.105</b>	<b>48.293</b>	5.513	98.296

Die sonstigen Forderungen und sonstigen Vermögenswerte sind bis auf die derivativen Finanzinstrumente mit ihren fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert, die

den beizulegenden Zeitwerten entsprechen. Die derivativen Finanzinstrumente sind mit ihren beizulegenden Zeitwerten bilanziert.

## (20) Latente Steuern

Die aktiven und passiven latenten Steuern in Höhe von 108.478 T€ bzw. 258.951 T€ (Vorjahr 3.726 T€ bzw. 216.951 T€) betreffen überwiegend Bewertungsunterschiede zu den Steuerbilanzen. Vom Gesamtbetrag der aktiven und passiven latenten Steuern werden 72.292 T€ bzw. 1.085 T€ innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

Die aktiven und passiven latenten Steuern verteilen sich auf folgende Positionen:

T€	31.12.2005 aktive latente Steuern	31.12.2005 passive latente Steuern	31.12.2004 aktive latente Steuern	31.12.2004 passive latente Steuern
Langfristige Vermögenswerte	9.033	303.840	6.238	243.543
Kurzfristige Vermögenswerte	243	32.323	-	26.469
Steuerliche Sonderposten	-	20.095	-	21.147
Langfristige Schulden				
_Pensionsrückstellungen	46.826	-	48.366	-
_Sonstige langfristige Rückstellungen	51.220	-	4.927	7.747
Kurzfristige Schulden	85.596	-	25.438	-
	192.918	356.258	84.969	298.906
Verlustvorträge	12.867	-	712	-
<b>Bruttobetrag</b>	<b>205.785</b>	<b>356.258</b>	85.681	298.906
Saldierung	- 97.307	- 97.307	- 81.955	- 81.955
<b>Nettobetrag</b>	<b>108.478</b>	<b>258.951</b>	3.726	216.951

Aktive und passive latente Steuern sind je Gesellschaft miteinander saldiert.

Im Berichtsjahr sind latente Steuern aus der erfolgsneutralen Bewertung von derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 49.253 T€ (Vorjahr 15.920 T€) und aus der Umrechnung ausländischer Abschlüsse in Höhe von – 4.131 T€ (Vorjahr – 1.704 T€) erfolgsneutral mit dem Eigenkapital verrechnet worden.

Im Gesamtbetrag der aktiven latenten Steuern sind aktivierte Steuererminderungsansprüche enthalten, die sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren ergeben. Die Realisierung dieser Verlustvorträge ist mit ausreichender Sicherheit gewährleistet. Der Betrag der Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt worden sind, beläuft sich auf 93.478 T€ (Vorjahr 66.688 T€).

## (21) Vorräte

T€	31.12.2005	31.12.2004
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	30.662	19.526
Fertige Erzeugnisse	1.416	185
	<b>32.078</b>	<b>19.711</b>

Die Vorräte unterliegen keinen Verfügungsbeschränkungen; andere Belastungen liegen nicht vor.

## (22) Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

T€	31.12.2005	31.12.2004
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	186.749	145.794
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	75.741	5.873
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	34.954	19.143
	<b>297.444</b>	<b>170.810</b>

## (23) Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel bestehen in Form von Kassenbeständen und Guthaben bei Kreditinstituten mit einer Fristigkeit bis zu drei Monaten.

## (24) Eigenkapital

Die Aufgliederung des Eigenkapitals ist auf der Seite 31 dargestellt.

Das gezeichnete Kapital und die Kapitalrücklage betreffen die RWE Dea AG. Es ist in 13.440.000 voll stimmberechtigte Stückaktien eingeteilt.

Die RWE Aktiengesellschaft hat im Oktober 2005 ihre 100%ige Beteiligung an der RWE Dea AG auf eine konzerninterne Beteiligungsgesellschaft, die BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, übertragen. Die BGE ist eine 100%ige Tochtergesellschaft der RWE Aktiengesellschaft mit Sitz in Essen. Der Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag zwischen unserer Gesellschaft und der RWE Aktiengesellschaft ist von der Übertragung nicht betroffen.

Im Eigenkapital werden in der Neubewertungsrücklage die Änderungen des beizulegenden Zeitwertes aus Cashflow Hedges unter Berücksichtigung latenter Steuern erfasst. Des Weiteren werden im Eigenkapital Währungs-

umrechnungsdifferenzen aus der Umrechnung von ausländischen Abschlüssen ausgewiesen.

Im Berichtsjahr wurde ein Nettoverlust aus der Realisierung von derivativen Finanzinstrumenten in Höhe von 90.513 T€ (Vorjahr Nettogewinn: 4.482 T€) aus der Neubewertungsrücklage in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert. Aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten ist ein Betrag von – 211.158 T€ (Vorjahr – 26.677 T€) in die Neubewertungsrücklage eingestellt worden.

Die Anteile anderer Gesellschafter am Eigenkapital betreffen deren Anteile an der Speicher Breitbrunn/ Eggstätt RWE Dea & Mobil.

Der RWE-Konzernabschluss gemäß IFRS schließt unseren Teilkonzernabschluss zum 31. Dezember 2005 ein. Der Geschäftsbericht ist erhältlich bei der RWE Aktiengesellschaft, Opernplatz 1, 45128 Essen.

## (25) Rückstellungen

T€	31.12.2005 langfristig	31.12.2005 kurzfristig	31.12.2005 Summe	31.12.2004 langfristig	31.12.2004 kurzfristig	31.12.2004 Summe
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	447.001	-	447.001	455.417	-	455.417
Rückstellungen für Wiederherstellung und Verfüllung	127.944	17.107	145.051	120.282	9.710	129.992
Steuerrückstellungen	8.500	26.418	34.918	8.500	20.450	28.950
Sonstige Rückstellungen						
_ Verpflichtungen aus Personalbereich	8.417	15.681	24.098	9.746	12.619	22.365
_ Verpflichtungen für Umweltschutz u. Altlastensanierung	17.049	941	17.990	16.145	537	16.682
_ Sanierungsverpflichtungen	125.499	28.018	153.517	125.662	29.549	155.211
Übrige sonstige Rückstellungen	9.149	5.255	14.404	7.815	20.870	28.685
	<b>160.114</b>	<b>49.895</b>	<b>210.009</b>	159.368	63.575	222.943
	<b>743.559</b>	<b>93.420</b>	<b>836.979</b>	743.567	93.735	837.302

Die Rückstellungen entwickeln sich wie folgt:

T€	Stand 1.1.05	Zu- führung	Auf- lösung	Zins- kompo- nente <sup>1)</sup>	Sonstige Verände- rung <sup>2)</sup>	Inan- spruch- nahme	Stand 31.12.05
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	455.417	1.898	-	20.410	-	30.724	447.001
Rückstellungen für Wiederherstellung und Verfüllung	129.992	10.080	4.604	9.583	1.093	1.093	145.051
Steuerrückstellungen	28.950	29.765	3.779	-	-	20.018	34.918
Sonstige Rückstellungen	222.943	18.774	17.396	3.183	100	17.595	210.009
	<b>837.302</b>	<b>60.517</b>	<b>25.779</b>	<b>33.176</b>	<b>1.193</b>	<b>69.430</b>	<b>836.979</b>

<sup>1)</sup> Zinsanteile an Zuführungen/Änderungen des Zinssatzes

<sup>2)</sup> Änderung Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen

### Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die betriebliche Altersversorgung betrifft in Deutschland beschäftigte Mitarbeiter und besteht aus leistungs- und beitragsorientierten Versorgungssystemen.

Die Höhe der Rückstellung für leistungsorientierte Versorgungssysteme wurde nach versicherungsmathematischen Methoden auf der Grundlage der nachstehend aufgeführten Annahmen berechnet:

	31.12.2005	31.12.2004
Rechnungszins	4,25 %	5,00 %
Gehaltstrend	2,75 %	2,75 %
Rententrend	1,50 %	1,50 %

Die Pensionsrückstellungen leiten sich wie folgt ab:

T€	31.12.2005	31.12.2004
Barwert der nicht fondsfinanzierten Versorgungsansprüche	407.303	419.476
Anpassungsbetrag aufgrund (nicht erfasster) versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste	39.698	35.941
Pensionsrückstellungen	<b>447.001</b>	455.417

Der noch nicht verrechnete Anpassungsbetrag ergibt sich vorwiegend aus so genannten versicherungsmathematischen Gewinnen/Verlusten im Zusammenhang mit Bestandsänderungen und Abweichungen der tatsäch-

lichen Marktentwicklung gegenüber den Rechnungsannahmen. Dieser Betrag wird, soweit er 10 % des Verpflichtungsumfanges übersteigt, über die durchschnittliche Restdienstzeit der Belegschaft ergebniswirksam erfasst.

In den Geschäftsjahren 2005 und 2004 haben sich die Pensionsrückstellungen wie folgt entwickelt:

T€	2005	2004
Anfangsbestand	455.417	463.585
Zuführung	1.898	2.706
Zinskomponente <sup>1)</sup>	20.410	21.942
Sonstige Veränderungen <sup>2)</sup>	-	- 1.251
Inanspruchnahme	30.724	31.565
<b>Endstand</b>	<b>447.001</b>	<b>455.417</b>

<sup>1)</sup> Zinsanteile an Zuführungen/Änderungen des Zinssatzes

<sup>2)</sup> Änderung Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen

Der Aufwand aus der Zuführung zu den Pensionsrückstellungen gliedert sich wie folgt:

T€	2005	2004
Dienstzeitaufwand	2.144	3.215
Zinsaufwand	20.410	21.942
Anpassungsbetrag aufgrund erfasster versicherungsmathematischer Gewinne/Verluste	- 246	- 509
Altersversorgungsaufwand	22.308	24.648

### Rückstellungen für Wiederherstellung und Verfüllung

Die Rückstellung für Wiederherstellung und Verfüllung ist eine langfristige Rückstellung, die mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bilanziert wird. Als Abzinsungsfaktor wird dabei ein Zinssatz von 5,0 % (Vorjahr 5,5 %) zugrunde gelegt. Im Berichtsjahr resultiert die Zuführung in Höhe von 10.080 T€ (Vorjahr 5.497 T€) aus einer Erhöhung des Verpflichtungsvolumens und Preisanpassungen. Mit Rückstellungsaufhebungen in Höhe von 4.604 T€ (Vorjahr 9.082 T€) tragen wir im Wesentlichen den geringer erwarteten Kosten bei unseren ausländischen Aktivitäten Rechnung.

### Aktienkursbasierte Vergütungen

Im Geschäftsjahr 2002 wurde auf Basis eines Beschlusses des Aufsichtsrates der RWE AG für Mitglieder des Vorstandes sowie weitere Führungskräfte im In- und Ausland ein Long Term Incentive Plan (LTIP) durch die Ausgabe von Stock Appreciation Rights (SAR) aufgelegt. Für die SAR gilt eine Wartezeit von zwei Jahren und eine Laufzeit von fünf Jahren nach ihrer jeweiligen Ausgabe.

Die SAR können nur ausgeübt werden, wenn der Börsenkurs der RWE-Stammaktie bis zur Ausübung um mindestens 10 % gestiegen ist (absolute Performance) und sich im selben Zeitraum an zehn aufeinander folgenden Tagen besser entwickelt hat als der Dow Jones STOXX-Utility Preisindex (relative Performance). Die relative Erfolgshürde entfällt, wenn eine Kurssteigerung der RWE-Stammaktie um 20 % oder mehr erreicht wurde.

Die SAR können bei Erreichen der genannten Erfolgsziele nach Ablauf der Wartezeit bis auf kurze Sperrfristen vor Bekanntgabe von Unternehmensdaten täglich ausgeübt werden. Die Anzahl der ausübenden SAR richtet sich danach, welche Steigerung die RWE-Stammaktie gegenüber dem bei Ausgabe der SAR festgelegten Ausübungspreis erreicht hat. Die SAR können bei einer Steigerung von 20 % vollständig, bei einer Steigerung von 15 % in Höhe von 60 % und bei einer Steigerung von 10 % in Höhe von 25 % der SAR ausgeübt werden. Nach Ausübung der SAR zahlt die gewährende Gesellschaft den Unterschiedsbetrag zwischen dem aktuellen Börsenkurs und dem Aus-

übungspreis aus. Der Auszahlungsbetrag ist auf 50 % des Ausübungspreises begrenzt.

Die Ausübungsbedingungen des LTIP sehen vor, dass bei Ausübung der SAR an Stelle der Auszahlung auch RWE-Stammaktien geliefert werden können. Soweit die Bezugsberechtigten nicht bei der RWE AG beschäftigt sind, werden die mit der Ausübung verbundenen Aufwendungen durch die jeweilige Konzerngesellschaft getragen.

Im Geschäftsjahr 2005 ist mit Wirkung zum 1. Januar von RWE AG der neue Long Term Incentive Plan BEAT für die in- und ausländischen Führungskräfte durch die Ausgabe von Performance Shares aufgelegt worden. Die Performance Shares sollen den nachhaltigen Wertzuwachs des RWE-Konzerns honorieren. Die Performance-Periode dauert drei Jahre. Die Performance Shares können nur

ausgeübt werden, wenn der Total Shareholder Return (TSR) mindestens 25 % der TSR der Vergleichsunternehmen des DJ STOXX Utilities Index, gemessen an deren Index-Gewicht im Zeitpunkt der Auflegung des Programms, übersteigt.

Die Auszahlung entspricht der endgültigen Anzahl Performance Shares, bewertet mit dem durchschnittlichen RWE-Aktienkurs der letzten 20 Börsentage vor Programmablauf (unter Beachtung eines Caps von 300 % des Zuteilungswertes der Performance Shares).

Verpflichtungen aus dem LTIP und dem BEAT werden über die Laufzeit angesammelt und grundsätzlich mit dem anteiligen beizulegenden Zeitwert zum Bilanzstichtag bewertet. Zum Bilanzstichtag sind Rückstellungen für LTIP in Höhe von 6.130 T€ (Vorjahr 5.049 T€) und für BEAT erstmals 960 T€ bilanziert.

## (26) Finanzverbindlichkeiten

T€	31.12.2005 langfristig	31.12.2005 kurzfristig	31.12.2004 langfristig	31.12.2004 kurzfristig
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	8.469	656	8.469	482
Sonstige Verbindlichkeiten	35	–	79	21
	<b>8.504</b>	<b>656</b>	8.548	503

Von den Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten sind am Bilanzstichtag 656 T€ (Vorjahr 482 T€) verzinslich. Die Effektivverzinsung beträgt 1,5 % und 4,5 % (Vorjahr 6,75 %).

Von den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind 35 T€ (Vorjahr 37 T€) für eine Leibrente durch Grundpfandrechte gesichert.

## (27) Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

T€	31.12.2005	31.12.2004
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	154.772	133.546
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	26.122	23.855
	<b>180.894</b>	157.401

## (28) Übrige Verbindlichkeiten

T€	31.12.2005 langfristig	31.12.2005 kurzfristig	31.12.2004 langfristig	31.12.2004 kurzfristig
Verbindlichkeiten aus Steuern	-	21.175	-	6.631
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	-	1.988	-	2.273
Derivate	17.502	205.333	9.480	61.018
Passive Rechnungsabgrenzungsposten	-	713	-	17
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	-	21.192	-	20.232
	<b>17.502</b>	<b>250.401</b>	9.480	90.171

## Sonstige Angaben

## (29) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

T€	31.12.2005	31.12.2004
Verbindlichkeiten aus Bürgschaften	46.172	50.623
Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen	780	2.325
Ansprüche aus Back-to-Back-Garantien	- 780	- 2.325
	<b>46.172</b>	50.623

In den Verbindlichkeiten aus Bürgschaften sind 38.418 T€ (Vorjahr 41.795 T€) aus Garantien, 2.077 T€ (Vorjahr 2.566 T€) aus Avalen, 3.160 T€ (Vorjahr - T€) aus harten Patronaten und 2.517 T€ (Vorjahr 6.262 T€) aus sonstigen Haftungsverhältnissen enthalten.

Die Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und ähnlichen Verträgen betreffen zum 31. Dezember 2005 ausschließlich Operating Leasing mit den Schwerpunkten Büro sowie langfristige Lizenzverpflichtungen unserer britischen Tochtergesellschaften.

Die Mindestleasingzahlungen werden wie folgt fällig:

Operating Leasing in T€	31.12.2005	31.12.2004
Fällig bis 1 Jahr	5.174	6.567
Fällig 1 bis 5 Jahre	12.871	18.475
Fällig über 5 Jahre	16.544	18.068
	<b>34.589</b>	43.110

Die Verpflichtungen aus festen Bestellungen für Sachanlagen und Feldesentwicklungen betragen 191.754 T€ (Vorjahr 91.975 T€) sowie aus Konzessionserwerb 22.787 T€ (Vorjahr 32.041 T€).

Im Zusammenhang mit der Veräußerung der Chemie- und Downstream-Aktivitäten haben wir Gewährleistungen und Haftungen gegenüber den Erwerbern übernommen. Für einen Teilbetrag sind – soweit konkretisiert – Rückstellungen gebildet.

Im Rahmen des zentralen Finanzmittelausgleichs der RWE AG besteht eine Mithaftung für die von RWE Dea AG verursachten Mittelaufnahmen.

### (30) Berichterstattung zu Finanzinstrumenten

Zu den Finanzinstrumenten zählen originäre und derivative Finanzinstrumente.

Die originären Finanzinstrumente umfassen auf der Aktivseite im Wesentlichen die Finanzanlagen, die Forderungen und die flüssigen Mittel. Auf der Passivseite entsprechen sie weitgehend den zu Anschaffungskosten bewerteten Verbindlichkeiten. Der Bestand an originären Finanzinstrumenten wird in der Bilanz ausgewiesen, die Höhe der finanziellen Vermögenswerte gibt das maximale Ausfallrisiko an. Soweit bei den finanziellen Vermögenswerten Ausfallrisiken erkennbar sind, werden diese Risiken durch Wertberichtigungen erfasst.

Im Rahmen des operativen Geschäftes ist der RWE Dea Teilkonzern unter anderem Währungs- und Preisänderungsrisiken ausgesetzt. Die Unternehmenspolitik des RWE-Konzerns und damit auch der RWE Dea ist die Begrenzung dieser Risiken durch ein systematisches Risikomanagement. Den Risiken wird auch durch den Einsatz derivativer Finanzinstrumente begegnet. Eingesetzt werden derivative Finanzinstrumente nur zur Absicherung folgender Risiken: Währungs- und Preisrisiken aus Zahlungseingängen für zukünftige Umsatzerlöse, aus zukünftiger Produktion sowie aus Finanzierungsvorgängen. Als Instrumente dienen dabei vor allem Devisentermin- und Devisenoptionsgeschäfte sowie Commodity-Preis-Swaps.

Aus der Mitgliedschaft in verschiedenen Gesamthandlungen obliegt uns die gesetzliche Haftung.

Gesellschaften des Teilkonzerns sind im Rahmen ihres Geschäftsbetriebes in Prozesse involviert. Unabhängig vom Ausgang dieser Prozesse erwarten wir jedoch keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf die wirtschaftliche und finanzielle Situation des Teilkonzerns.

Unsere Tochterunternehmen unterliegen einem strikten Risikomanagement. Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen sind in internen Richtlinien verbindlich festgelegt. Des Weiteren gelten die Richtlinien des RWE-Konzerns. Derivative Finanzinstrumente werden nicht zu Spekulationszwecken eingesetzt, sondern dienen ausschließlich der Absicherung von Risiken im Zusammenhang mit operativen und finanziellen Grundgeschäften. Für den Commodity-Bereich hat das zentrale Risikomanagement der RWE Richtlinien aufgestellt, nach denen Commodity-Derivate zur Absicherung von Preisrisiken eingesetzt werden dürfen.

**Cashflow Hedges** bestehen zur Absicherung des Risikos von Fremdwährungs- und Commodity-Preis-Schwankungen aus zukünftigen Umsätzen und Beschaffungsgeschäften bzw. aus mit Vermögenswerten und Verbindlichkeiten verbundenen Zahlungsströmen. Die Fair-Value-Änderungen der eingesetzten Sicherungsgeschäfte werden in der Neubewertungsrücklage im Eigenkapital erfasst. Sie werden in der Regel ergebniswirksam ausgewiesen, wenn das Sicherungsgeschäft realisiert wird. Dann wird der Erfolgsbeitrag des Sicherungsgeschäftes aus der Neubewertungsrücklage aus- und in die Gewinn- und Verlustrechnung eingebucht.

Zur Quantifizierung des Risikos bei den Marktpreisrisiken und eingesetzten Finanzinstrumenten verwenden wir – internationalen Standards entsprechend – die Earning-at-Risk-Methode, die mit einem Konfidenzintervall von 95% auf den Zeitraum des betrachteten Geschäftsjahres angewandt wird.

Bei finanziellen Vermögenswerten und Schulden in Fremdwährung kann ein Währungsrisiko vorliegen. Solchen Risiken wird durch Devisenderivate begegnet.

Alle derivativen Finanzinstrumente sind unabhängig vom Zweck mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet. Bei der Interpretation der positiven und negativen beizulegenden Zeitwerte der derivativen Finanzinstrumente ist zu beachten, dass ihnen Grundgeschäfte mit kompensierenden Risiken gegenüberstehen. Alle derivativen Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten bilanziert.

Die Laufzeit für Währungs- und Commodity-Derivate orientiert sich an der Laufzeit der zugrunde liegenden Grundgeschäfte und liegt damit überwiegend im kurz- bis mittelfristigen Bereich.

Das Nominalvolumen der im Folgenden dargestellten Sicherungsgeschäfte wird unsaldiert angegeben. Es stellt die Summe aller Kauf- und Verkaufsbeträge dar, die den Geschäften zugrunde liegen. Die Höhe des Nominalvolumens erlaubt Rückschlüsse auf den Umfang des Einsatzes von Derivaten, gibt aber nicht das Risiko des Teilkonzerns aus dem Einsatz von Derivaten wieder.

Die Commodity-Derivate betreffen vor allem die Absicherung von Ölpreisen.

Folgende Derivatgeschäfte wurden abgeschlossen:

Devisensicherung in T€	Nominalvolumen		Restlaufzeit > 1 Jahr		Beizulegender Zeitwert	
	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004
Devisentermingeschäfte	530.352	84.917	50.060	-	- 42.148	13.685
Devisenoptionsgeschäfte	365.329	155.734	227.515	-	- 20.953	4.805
Währungs-Swaps	208.424	156.232	-	-	9.874	48.087
	<b>1.104.105</b>	396.883	<b>277.575</b>	-	<b>- 53.227</b>	66.577

Preissicherung in T€	Nominalvolumen		Restlaufzeit > 1 Jahr		Beizulegender Zeitwert	
	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004
Commodity-Preis-Swaps	507.621	370.179	280.403	196.791	- 151.546	- 70.498

Bei den Derivaten bestehen Ausfallrisiken in Höhe der positiven beizulegenden Zeitwerte der Derivate. Diese Risiken werden durch hohe Anforderungen an die Bonität unserer Vertragspartner minimiert. Im Berichtsjahr bestand zum Stichtag infolge des negativen Marktwertes der Derivate kein Ausfallrisiko.

## (31) Segmentberichterstattung

Im RWE Dea Teilkonzern stellen die Unternehmensbereiche des Teilkonzerns die primäre Berichtseinheit dar. Die Informationen über die Unternehmensbereiche basieren auf der internen Berichterstattung.

Das Segment **Deutschland** umfasst die Suche und Förderung von Gas und Öl sowie den Betrieb von drei Gasspeichern.

Das Segment **Europa/GUS** umfasst die Suche und Förderung von Gas und Öl in Norwegen, Großbritannien, Dänemark, Kasachstan und Polen.

Dem Segment **Nordafrika/Naher Osten** ist die Suche und Förderung von Gas und Öl in Ägypten, Dubai, Algerien, Libyen, Portugal und Spanien zugeordnet.

**Sonstiges/Konsolidierung** umfasst die Teilkonzernleitung einschließlich nicht-operative Bereiche, den Bereich Liegenschaften sowie Konsolidierungsvorgänge.

Die Segmentinformationen sind in Übereinstimmung mit den Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, die bei der Aufstellung und Darstellung des Teilkonzernabschlusses angewandt werden, aufgestellt.

Unternehmensbereiche in T€	Segmentumsätze		Betriebliches Ergebnis		Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Deutschland	743.020	515.834	278.390	206.528	277.754	205.844
Europa/GUS	432.242	435.429	274.429	182.116	238.035	167.269
Nordafrika/Naher Osten	316.111	241.634	- 33.969	1.460	- 33.969	1.460
Sonstiges/Konsolidierung	1.155	1.164	- 73.515	- 33.573	- 69.934	- 38.023
	<b>1.492.528</b>	1.194.061	<b>445.335</b>	356.531	<b>411.886</b>	336.550

Unternehmensbereiche in T€	Ergebnis aus at equity bilanzierten Beteiligungen		Abschreibungen		Außerplanmäßige Abschreibungen	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Deutschland	-	-	62.547	52.200	-	-
Europa/GUS	65.151	12.224	98.704	109.963	2.199	9.349
Nordafrika/Naher Osten	-	-	68.427	47.901	3.451	3.987
Sonstiges/Konsolidierung	-	-	5.038	21.252	1.379	14.543
	<b>65.151</b>	12.224	<b>234.716</b>	231.316	<b>7.029</b>	27.879

Unternehmensbereiche in T€	Investitionen		Segmentvermögen		Segmentsschulden	
	2005	2004	31.12.2005	31.12.2004	31.12.2005	31.12.2004
Deutschland	96.537	79.007	520.008	451.042	323.679	237.261
Europa/GUS	132.788	122.973	795.321	736.279	230.261	206.907
Nordafrika/Naher Osten	64.960	46.794	365.745	332.607	78.282	58.072
Sonstiges/Konsolidierung	1.845	2.111	227.572	219.422	675.331	624.230
	<b>296.130</b>	250.885	<b>1.908.646</b>	1.739.350	<b>1.307.553</b>	1.126.470

## Erläuterungen zu den Segmentinformationen

Die **Innenumsätze** geben die Höhe der Umsätze zwischen den Segmenten an. Innenumsätze werden unter Bedingungen wie unter fremden Dritten abgerechnet. Die Summe aus **Außenumsätzen** und Innenumsätzen ergibt die **Segmentumsätze**. Im Berichtsjahr sowie im Vorjahr liegen keine Innenumsätze vor.

Die **Abschreibungen** betreffen die immateriellen Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Properties. Wesentliche Zuschreibungen wurden nicht vorgenommen.

Die **Investitionen** umfassen die Zugänge zu immateriellen Vermögenswerten, Sachanlagen und Investment Properties.

Das Segmentvermögen bzw. die Segmentschulden leiten sich folgendermaßen vom Bruttovermögen bzw. den Bruttoschulden ab:

T€	31.12.2005	31.12.2004
Bruttovermögen laut Bilanz	3.115.531	2.870.307
_ At equity bilanzierte Beteiligungen	- 87.881	- 16.909
_ Übrige Finanzanlagen	- 177	- 177
_ Finanzforderungen	- 1.010.349	- 1.110.145
_ Aktive latente Steuern	- 108.478	- 3.726
= Segmentvermögen	<b>1.908.646</b>	1.739.350

T€	31.12.2005	31.12.2004
Bruttoschulden laut Bilanz	1.610.582	1.381.422
_ Steuerrückstellungen	- 34.918	- 28.950
_ Finanzverbindlichkeiten	- 9.160	- 9.051
_ Passive latente Steuern	- 258.951	- 216.951
= Segmentschulden	<b>1.307.553</b>	1.126.470

Zur Steuerung des Geschäftes wird im RWE Dea Teilkonzern ein betriebliches Ergebnis ermittelt, das von dem Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit abweicht. Das Ergebnis der be-

trieblichen Tätigkeit lässt sich wie folgt zum betrieblichen Ergebnis überleiten:

T€	2005	2004
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit	411.886	336.550
+ Beteiligungsergebnis	65.794	15.543
./. Neutrales Ergebnis	32.345	- 4.438
Betriebliches Ergebnis	<b>445.335</b>	356.531

Die Überleitung zum betrieblichen Ergebnis betrifft folgende Punkte:

Das Beteiligungsergebnis enthält alle Aufwendungen und Erträge, die im Zusammenhang mit den operativen Beteiligungen entstanden sind.

Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich bzw. durch Sondervorgänge entstanden sind, beeinträchtigen die Beurteilung der

laufenden Geschäftstätigkeit. Sie werden in das neutrale Ergebnis umgegliedert. Falls Geschäfts- oder Firmenwerte aus der Kapitalkonsolidierung außerplanmäßig abgeschrieben werden, sind diese Abschreibungen im neutralen Ergebnis enthalten. Das neutrale Ergebnis enthält im Berichtsjahr Gewinne aus der erstmalig phasengleichen Equity-Bewertung unserer kasachischen Beteiligung, um einen aperiodischen Ausweis im betrieblichen Ergebnis zu vermeiden, sowie Gewinne aus Immobilienverkäufen und Verluste aus der Bewertung von Immobilien.

### (32) Angaben zur Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist nach Zahlungsströmen aus Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Cashflows aus dem Erwerb und der Veräußerung konsolidierter Gesellschaften sind im Cashflow aus der Investitionstätigkeit enthalten. Auswirkungen von Wechselkursänderungen werden gesondert gezeigt. Der Finanzmittelbestand enthält neben den in der Bilanz ausgewiesenen flüssigen Mitteln auch die Geldanlage bei RWE Power AG in Höhe von 4.617 T€ (Vorjahr 103.433 T€).

Im Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit sind u. a. Zinseinnahmen von 38.544 T€ (Vorjahr 45.049 T€)

und Zinsausgaben von 843 T€ (Vorjahr 1.189 T€) enthalten. Die gezahlten Ertragsteuern belaufen sich auf 160.212 T€ (Vorjahr 152.257 T€); erstattet wurden 8.785 T€ (Vorjahr 1.368 T€). Dividenden sind in Höhe von 46.503 T€ (Vorjahr 46.169 T€) zugeflossen. Im Geschäftsjahr wurden 3.563 T€ (Vorjahr 3.124 T€) an fremde Gesellschafter ausgeschüttet.

Bei flüssigen Mitteln bestehen keine Verfügungsbeschränkungen.

Insgesamt besteht die folgende Nettofinanzvermögensposition:

T€	31.12.2005	31.12.2004
Flüssige Mittel	145.407	125.906
Kurzfristige Forderungen an RWE Power AG	4.617	103.433
Ausleihung an RWE AG	1.000.000	1.000.000
Sonstiges Finanzvermögen	5.578	6.542
<b>Finanzvermögen</b>	<b>1.155.602</b>	1.235.881
Sonstige Finanzschulden	9.160	9.051
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>9.160</b>	9.051
<b>Nettofinanzvermögen</b>	<b>1.146.442</b>	1.226.830

Die sonstigen Finanzschulden umfassen Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und sonstige Finanzverbindlichkeiten. Das Nettofinanzvermögen stellt den Saldo aus Finanzvermögen und Finanzschulden dar.

### (33) Transaktionen mit nahe stehenden Unternehmen

Die RWE AG ist an unserer Gesellschaft indirekt zu 100 % beteiligt. Die Transaktionen mit der RWE AG und RWE Trading GmbH, Essen, betreffen im Wesentlichen Finanzgeschäfte, die auf der Grundlage banküblicher Konditionen abgeschlossen werden.

Die von verbundenen Unternehmen bezogenen Lieferungen und Leistungen betragen 2.686 T€ (Vorjahr 2.286 T€). Die an verbundene Unternehmen geleisteten Lieferungen betragen 77.661 T€ (Vorjahr 39.171 T€). Des Weiteren bestehen Lieferungs- und Leistungsbeziehungen zu assoziierten Unternehmen des RWE-Konzerns, die nach der Equity-Methode bewertet werden. Alle Geschäfte werden zu marktüblichen Konditionen abgewickelt.

Zu den Mitgliedern des Vorstandes und des Aufsichtsrates sowie ihnen nahe stehenden Personen bestehen keine geschäftlichen Beziehungen.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind auf den Seiten 65 und 66 aufgeführt.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats der RWE Dea AG erhielten für das Geschäftsjahr satzungsgemäß einen Betrag von insgesamt 220 T€ (Vorjahr 219 T€).

Die Vergütung für die Vorstandsmitglieder setzt sich aus einem fixen und einem erfolgsbezogenen variablen Bestandteil zusammen. Zusätzlich beziehen die Vorstandsmitglieder als variable Vergütungskomponente mit langfristiger Anreizwirkung Wertsteigerungsrechte (SAR) im Rahmen des Long Term Incentive Plan (LTIP) und Performance Shares aus dem Nachfolgeprogramm BEAT. Die Gesamtbezüge des Vorstands der RWE Dea AG für das Geschäftsjahr betragen 5.365 T€ (Vorjahr 2.447 T€), davon variable Vergütung 4.481 T€ (Vorjahr 1.563 T€).

### (34) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Berichtspflichtige Ereignisse nach dem Bilanzstichtag liegen nicht vor.

Dieser Bericht enthält einzelne in die Zukunft gerichtete Aussagen, die den weiteren Geschäftsverlauf betreffen, u. a. Prognosen zur wirtschaftlichen und politischen Entwicklung sowie zu unserer eigenen Geschäftsentwicklung. Diese Aussagen beruhen auf von uns sorgfältig getroffenen

Annahmen. Jedoch können wir wegen verbleibender Risiken und Unsicherheiten keine Gewähr dafür übernehmen, dass sie sich insgesamt bzw. im Einzelnen als richtig erweisen.

## „Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Wir haben den von der RWE Dea AG, Hamburg, aufgestellten Konzernabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung, Eigenkapitalveränderungsrechnung, Kapitalflussrechnung und Anhang – für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2005 geprüft. Die Aufstellung des Konzernabschlusses nach den IFRS liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Konzernabschluss abzugeben.

Wir haben unsere Konzernabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld des Konzerns sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems

sowie Nachweise für die Angaben im Konzernabschluss überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der Jahresabschlüsse der in den Konzernabschluss einbezogenen Unternehmen, der Abgrenzung des Konsolidierungskreises, der angewandten Bilanzierungs- und Konsolidierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands sowie die Würdigung der Gesamtdarstellung des Konzernabschlusses. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung, die sich nach den deutschen Prüfungsvorschriften auch auf den vom Vorstand aufgestellten Konzernlagebericht für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2005 erstreckt hat, hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse vermittelt der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns. Der Konzernlagebericht steht in Einklang mit dem Konzernabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.“

Essen, den 1. Februar 2006

PricewaterhouseCoopers  
Aktiengesellschaft  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

(P. Albrecht)  
Wirtschaftsprüfer

(R.-P. Ebbing)  
Wirtschaftsprüfer

# Organe der Gesellschaft

## Aufsichtsrat

**Jan Zilius**, Essen, seit 1. 4. 2005 (Vorsitzender)  
Mitglied des Vorstands RWE AG,  
Vorsitzender des Vorstands RWE Power AG

**Dr. Gert Maichel**, Essen, bis 31.3.2005 (Vorsitzender)  
ehemals Mitglied des Vorstands RWE AG,  
ehemals Vorsitzender des Vorstands RWE Power AG

**Klaus-Dieter Südhofer**, Recklinghausen  
(stellv. Vorsitzender), ehemals stellv. Vorsitzender  
IG Bergbau, Chemie, Energie

**Hans-Jürgen Andersen**, Halstenbek  
Bereichsdirektor Personalmanagement  
RWE Dea AG

**Rolf Behnke**, Müden/Aller  
Vorsitzender des Betriebsrats Förderbetrieb Niedersachsen  
RWE Dea AG

**Jürgen Dralle**, Achim  
Betriebsrat Förderbetrieb Niedersachsen  
RWE Dea AG

**Dr. Andreas Georgi**, Frankfurt/Main  
Mitglied des Vorstands Dresdner Bank AG

**Jürgen Hielscher**, Hannover  
Gewerkschaftssekretär IG Bergbau, Chemie, Energie

**Heinz-Jürgen Klatt**, Weingarten  
ehemals Mitglied des Vorstands der RWE-DEA Aktiengesellschaft für Mineralöl und Chemie

**Prof. Øystein Noreng**, Sandvika  
Professor für Petroleumwirtschaft an der Wirtschaftsschule BI in Sandvika (Norwegen)

**Sylvia Tørsleff**, Hamburg  
Vorsitzende des Betriebsrats RWE Dea  
Hauptverwaltung Hamburg  
RWE Dea AG

**Antonius Voß**, Essen  
Mitglied des Vorstands RWE Power AG

**Wilhelm Werhahn**, Neuss  
Persönlich haftender Gesellschafter der Firma  
Wilh. Werhahn KG

## Vorstand

**Dr. Georg Schöning**,  
Ressort: Operations (Sprecher des Vorstands)

**Lutz-Michael Liebau**,  
Ressort: Finanzen und Verwaltung

**Dr. Rolf Wiese**,  
Ressort: Personal und Recht (bis 31.12.2005)

**Mitgliedschaften der Aufsichtsratsmitglieder  
in weiteren Aufsichtsräten und Kontrollgremien \*)**

**Dr. Andreas Georgi**

Allianz Dresdner Global Investors Deutschland GmbH,  
Asea Brown Boveri Aktiengesellschaft,  
Deutsche Schiffsbank AG,  
DEUTSCHER INVESTMENT-TRUST  
Gesellschaft für Wertpapieranlagen mbH,  
Dresdner Bank Luxembourg S.A.,  
Dresdner Bank (Schweiz) AG (Präsident),  
Dresdner Mezzanine Verwaltungs GmbH,  
Eurohypo Aktiengesellschaft,  
Felix Schoeller Holding GmbH & Co. KG,  
Reuschel & Co. Kommanditgesellschaft,  
Rheinmetall AG

**Jürgen Hielscher**

Shell Deutschland Oil GmbH

**Dr. Gert Maichel**

Harpen AG (Vorsitz),  
RAG Aktiengesellschaft,  
RWE Energy AG,  
RWE Npower Holdings plc,  
RWE Trading GmbH,  
Société Electrique de l'Our S.A.,  
TÜV Rheinland Holding AG

**Klaus-Dieter Südhofer**

RWE AG

**Antonius Voß**

Aarewerke AG,  
Finelectra Finanzgesellschaft für Elektrizitäts-  
Beteiligungen AG,  
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH,  
GSG Wohnungsbau Braunkohle GmbH,  
Harpen AG,  
Rheinkraftwerk Albbrock-Dogern AG,  
RWE Rhenas Versicherungsvermittlung GmbH,  
Saar Energie AG,  
Schluchseewerk AG,  
Securum AG,  
Société Electrique de l'Our S.A.,  
Unterstützungseinrichtung „RWE Rheinbraun“ GmbH,  
Wohnungsbau-Gesellschaft für das Rheinische  
Braunkohlerevier GmbH

**Wilhelm Werhahn**

Gesellschaft für Buchdruckerei AG (Vorsitz),  
Neusser Zeitungsverlag GmbH (Vorsitz),  
Wilh. Werhahn KG

**Jan Zilius**

RAG Aktiengesellschaft,  
RWE Energy AG,  
Harpen AG

**Mitgliedschaften der Vorstandsmitglieder  
in Aufsichtsräten und weiteren Kontrollgremien \*)**

**Dr. Georg Schöning**

TÜV Nord AG (Vorsitz),  
TÜV Nord e.V. (Vorsitz),  
TÜV Hannover/Sachsen-Anhalt e.V. (Vorsitz)

**Lutz-Michael Liebau**

Erdgas-Verkaufs-Gesellschaft mbH,  
RWE Transgas, a.s.

**Dr. Rolf Wiese**

Stiftung „Cor Unum“, Neuss

\*) Für aktive Aufsichtsrats- und Vorstandsmitglieder Stand 31.12.2005,  
für ehemalige Aufsichtsrats- und Vorstandsmitglieder Stand zum  
Zeitpunkt des Ausscheidens.

# Glossar

**Barrel:** Internationale Handelseinheit für Erdöl.  
Ein Barrel entspricht rund 159 Litern.

**Brent-Rohöl:** Leichtes Rohöl mit niedrigem Schwefelgehalt. Es stammt aus der britischen Nordsee und ist ein Referenzprodukt im Ölhandel.

**Cashflow:** In der Bilanz-, Unternehmens- und Aktienanalyse verwendete Kennzahlen zur Beurteilung der Finanz- und Ertragskraft eines Unternehmens.

**CIMS:** Das **C**ompany **I**ntegrated **M**anagement **S**ystem der RWE Dea ist ein an internationalen Normen ausgerichtetes integriertes Managementsystem für Gesundheitsschutz, Arbeitsschutz und Anlagensicherheit, Umweltschutz und Qualität.

**EBITDA:** Abkürzung für **E**arnings **B**efore **I**nterest, **T**axes, **D**epreciation and **A**mortization (Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen). Es dient als Indikator dafür, welcher Zahlungsmittelzufluss durch das operative Geschäft eines Unternehmens generiert wird.

**Exploration:** Suche und Erkundung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten.

**Frac-Verfahren:** Erzeugung von künstlichen Rissen im Gestein zur Steigerung der Zuflüsse von Erdgas und Erdöl.

**Geothermie:** In Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Erdoberfläche.

**Horizontalbohrtechnik:** Bohrtechnik, bei der das Bohrloch aus der Vertikalen in die Horizontale abgelenkt wird.

**Joint Venture:** Meistens zeitlich und sachlich begrenzte wirtschaftliche Zusammenarbeit von Unternehmen. Das Joint Venture wird durch die Partnerunternehmen gemeinsam geführt.

**Konsortium:** Eine befristete Vereinigung von zwei oder mehreren rechtlich und wirtschaftlich selbständig bleibenden Unternehmen zur Führung eines gemeinsamen Geschäftes.

**LNG:** Die englische Bezeichnung für verflüssigtes Erdgas (**L**iquefied **N**atural **G**as).

**Offshore:** Vor der Festlandküste und in größeren Binnengewässern liegend.

**Reserven:** Eindeutig identifizierbare Vorräte, die sich unter heutigen oder in naher Zukunft zu erwartenden Bedingungen technisch und wirtschaftlich abbauen lassen.

**Ressourcen:** Vorräte, die über Reserven hinaus reichen. Sie sind nachgewiesen bzw. wahrscheinlich, aber technisch und/oder wirtschaftlich zurzeit nicht gewinnbar.

**ROCE:** Abkürzung für **R**eturn **o**n **C**apital **E**mloyed. Die Rendite auf das eingesetzte Vermögen errechnet sich aus dem betrieblichen Ergebnis geteilt durch das betriebliche Vermögen.

**Teufe:** Die bergmännische Bezeichnung für Tiefe. Sie gibt an, wie tief ein Punkt unter Tage gegenüber einem definierten Referenzpunkt auf der Oberfläche ist. Das Bohren eines Bohrlochs nennt man abteufen.

**Upstream:** Bezeichnet die Tätigkeitsbereiche, die Kohlenwasserstoffe aus der Lagerstätte an die Erdoberfläche bringen, wie Suche, Feldeserschließung, Niederbringung von Bohrungen und Förderung.

# Impressum

<b>RWE Dea AG</b>	Überseering 40 D-22297 Hamburg
<b>Telefon</b>	+49 (0)40/6375-0
<b>Telefax</b>	+49 (0)40/6375-3496
<b>Unternehmens- kommunikation</b>	
<b>Telefon</b>	+49 (0)40/6375-3511
<b>Telefax</b>	+49 (0)40/6375-3162
<b>E-Mail</b>	info@rwedea.com
<b>Gestaltung</b>	The Link GmbH, Hamburg
<b>Grafik und Satz</b>	Gutenberg electronic, Hamburg
<b>Lithografie</b>	Repro Studio Kroke, Hamburg
<b>Druck</b>	Lonnemann GmbH, Selm
<b>Produktionsleitung</b>	NETWØRK GmbH, Hamburg

Dieser Bericht erscheint auch  
in englischer Sprache

