

# BERICHT ÜBER DIE ERSTEN DREI QUARTALE 2011

- Erste Maßnahmen zur Stärkung der Finanzkraft umgesetzt
- Hohe Belastungen durch Kernenergieausstieg in Deutschland
- Betriebliches Ergebnis um 30% gesunken
- Ergebnisausblick für 2011 bestätigt

# AUF EINEN BLICK

<b>Eckdaten des RWE-Konzerns</b>		Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	224,0	224,8	-0,4	311,2
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	227,9	274,0	-16,8	395,4
Außenumsatz	Mio. €	38.167	38.510	-0,9	53.320
EBITDA	Mio. €	6.244	7.914	-21,1	10.256
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	4.270	6.129	-30,3	7.681
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	2.504	4.126	-39,3	4.978
Nettoergebnis	Mio. €	1.416	2.637	-46,3	3.308
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	1.782	3.175	-43,9	3.752
Ergebnis je Aktie	€	2,65	4,94	-46,4	6,20
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,34	5,95	-43,9	7,03
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	4.540	4.404	3,1	5.500
Investitionen	Mio. €	4.920	4.125	19,3	6.643
In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	4.406	3.999	10,2	6.379
In Finanzanlagen	Mio. €	514	126	307,9	264
Free Cash Flow	Mio. €	134	405	-66,9	-879
		30.09.11	31.12.10		
Nettoschulden des RWE-Konzerns	Mio. €	30.870	28.964	6,6	
Mitarbeiter <sup>1</sup>		72.478	70.856	2,3	

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

## Inhalt

Brief des Vorstandsvorsitzenden	1	Konzernabschluss (verkürzt)	40
RWE am Kapitalmarkt	2	Gewinn- und Verlustrechnung	40
Lagebericht	4	Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen	41
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	4	Bilanz	42
Wesentliche Ereignisse	11	Kapitalflussrechnung	43
Anmerkungen zur Berichtsweise	13	Veränderung des Eigenkapitals	44
Geschäftsentwicklung	15	Anhang	45
Prognosebericht	33	Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht Organe	51
Entwicklung der Risiken und Chancen	38	Finanzkalender 2012	52

»Gute Lösungen sind besser als schnelle – das gilt auch für unser Maßnahmenpaket zur Stärkung der Finanzkraft.«

*Liebe Investoren und Freunde des Unternehmens,*

im August habe ich Ihnen an dieser Stelle erläutert, mit welchen Maßnahmen wir Finanzstärke und Wachstumsperspektiven von RWE langfristig sichern wollen. Was ist seither passiert? Anfang September haben wir den Verkauf von 74,9% am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion abgeschlossen. Wir prüfen zurzeit weitere Desinvestitionen und führen Gespräche mit Kaufinteressenten. Fortschritte spielen sich hier hinter verschlossenen Türen ab – das liegt in der Natur der Sache. Informiert haben wir Sie über unsere Verhandlungen mit Gazprom. Dabei geht es um eine mögliche Zusammenarbeit auf dem Gebiet der Stromerzeugung aus Gas und Steinkohle – und gegebenenfalls auch um die Einbringung von RWE-Kraftwerken in ein Joint Venture. Wir werden die exklusiven Gespräche mit Gazprom noch bis Jahresende weiterführen. Dabei gilt: Eine gute Lösung – wenn denn möglich – ist besser als eine schnelle.

Gleiches gilt auch für die angekündigte Kapitalerhöhung. Wer die Börsenentwicklung der letzten Monate verfolgt hat, weiß, warum wir hier noch nicht tätig werden konnten. Die Staatsfinanzkrise im Euro-Raum hat zu extremen Turbulenzen am Aktienmarkt geführt. Wir wollen die Transaktion zügig unter Dach und Fach bringen, stehen jedoch nicht unter Zeitdruck. Allerdings konnten wir auf anderem Gebiet bereits wichtige Teilerfolge verbuchen. Trotz Finanzkrise gelang es uns, als erstes deutsches Industrieunternehmen eine Hybridanleihe in der Schweiz zu platzieren. Vorangekommen sind wir auch bei den Revisionen unserer verlustbringenden ölindezierten Gasbezugsverträge. Für die ersten langfristigen Kontrakte mit großen internationalen Öl- und Gasunternehmen haben wir die Verhandlungsergebnisse erzielt, die wir anstreben: Die Verträge sind entweder auf Gas-Großhandelspreis-Indexierung umgestellt oder einvernehmlich vorzeitig beendet worden. Darüber hinaus kamen wir zu einem Etappensieg im juristischen Tauziehen um die neue Brennelementesteuer: Das Finanzgericht München hat – wie wir – Zweifel an ihrer Rechtmäßigkeit. Ob die Abgabe fortbesteht oder nicht, wird aber letztlich vom Bundesverfassungsgericht oder vom Europäischen Gerichtshof zu klären sein.

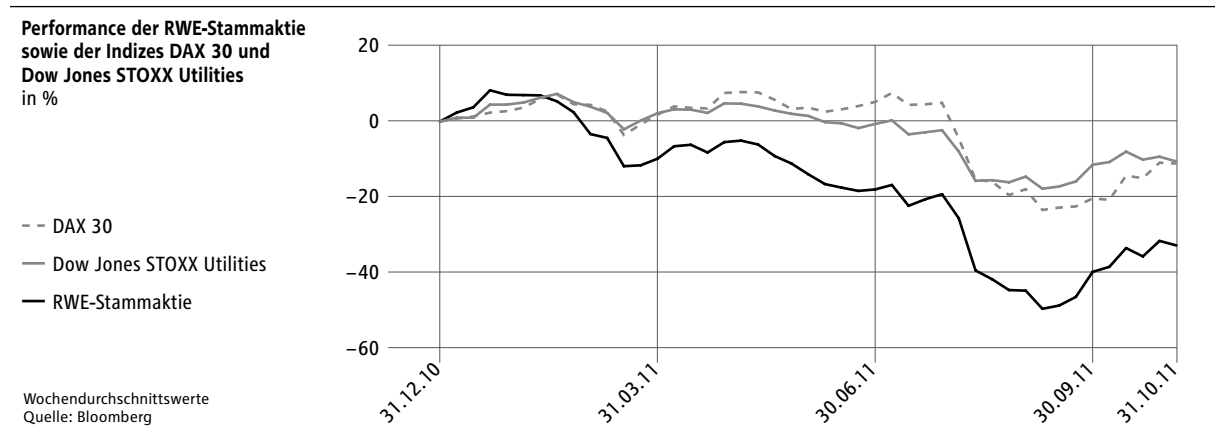
Dies sind positive Signale, die den aktuellen Geschäftsverlauf allerdings kaum beeinflussen. Das Jahr 2011 steht unverändert im Zeichen des beschleunigten Kernenergieausstiegs, gesunkener Strommargen und hoher Belastungen im Gas-Midstream-Geschäft. Dementsprechend verzeichneten wir beim betrieblichen Ergebnis in den ersten drei Quartalen einen Rückgang um 30%. Für die vollen zwölf Monate rechnen wir unverändert mit einem Minus von ca. 25%. Auch die kommenden Jahre werden schwer für uns, aber ich bin optimistisch, dass wir die vor uns liegende Talsohle zügig durchqueren.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Jürgen Großmann  
Vorstandsvorsitzender der RWE AG  
Essen, im November 2011

## RWE-Aktien: Hohe Kursverluste wegen deutscher Energiewende und Euro-Finanzkrise

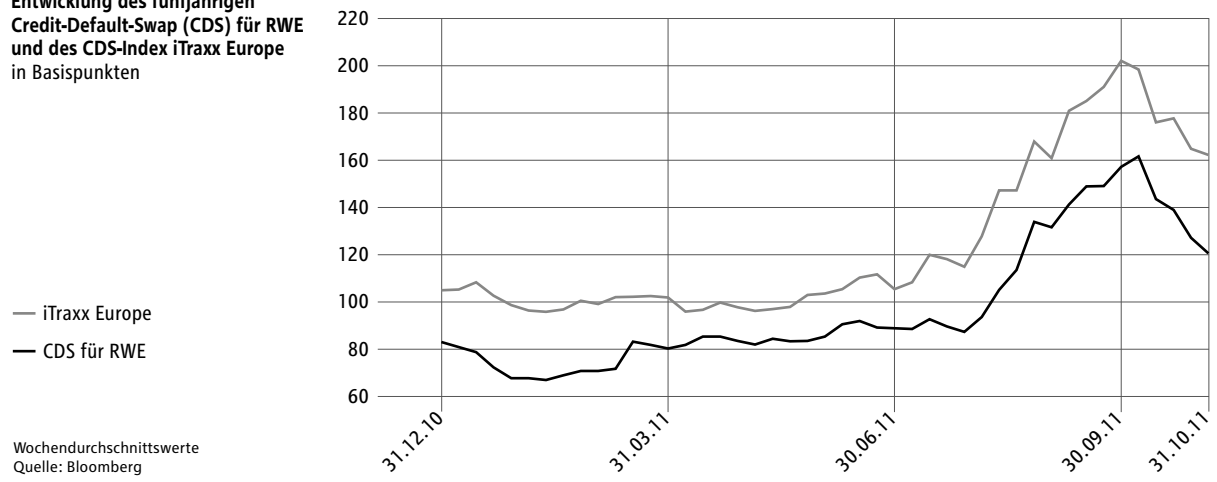


Die Krise der Staatsfinanzen im Euro-Raum warf dunkle Schatten auf die Börsen. Vor allem die dramatische Haushaltslage Griechenlands verunsicherte die Anleger. Hinzu kam, dass die Rating-Agenturen die Kreditwürdigkeit von Ländern wie Spanien, Portugal, Irland und Italien herabstufen. Zunehmend gerieten auch Banken, die in Staatsanleihen der betroffenen Länder investiert hatten, in den Sog der Krise. Vor diesem Hintergrund haben sich auch die Konjunkturperspektiven eingetrübt. All das spiegelte sich in herben Kursverlusten am Aktienmarkt wider. Der DAX 30 schloss Ende September mit 5.502 Punkten. Damit hat er im dritten Quartal ein Viertel seines Wertes eingebüßt. Gegenüber Ende 2010 lag er mit 20% im Minus. Der Abwärtstrend konnte aber mittlerweile gestoppt werden. Mit einer Aufstockung des Euro-Rettungsschirms und der Ankündigung von Hilfen für angeschlagene Kreditinstitute stellte die Politik die Weichen für eine zwischenzeitliche Erholung der Börsenkurse. Im Oktober überquerte der DAX wieder die 6.000er-Marke.

Europäische Versorgertitel schnitten im Durchschnitt etwas besser ab als der DAX: Der Branchenindex Dow Jones STOXX Utilities gab in den ersten drei Quartalen um 12% nach. Für RWE-Aktionäre verlief das Börsenjahr bisher äußerst enttäuschend: Unsere Stämme gingen am 30. September 2011 mit 27,72 € aus dem Handel und die Vorzüge mit 26,00 €. Das entspricht einer Performance (Rendite aus Kursveränderung und Dividende) von -41 bzw. -42%. Hauptgrund ist der Kurswechsel in der deutschen Energiepolitik nach dem Unglück im japanischen Kernkraftwerk Fukushima. Diese Thematik haben wir im Bericht über das erste Halbjahr 2011 (Seite 13) ausführlich erläutert. Unsere Ankündigung vom August, das Aktienkapital zu erhöhen, brachte die RWE-Titel zusätzlich unter Druck. Außerdem sehen Analysten und Investoren Risiken im Hinblick auf die erfolgreiche Umsetzung unseres laufenden Desinvestitionsprogramms. Ähnlich wie der Gesamtmarkt machten die RWE-Aktien im Oktober wieder Boden gut: Zum Monatsende schlossen die Stämme mit 30,95 €.

Auch der Markt für Unternehmensanleihen stand im Zeichen der Staatsschuldenkrise. Zwar haben sich die Basiszinssätze in den RWE-Kernregionen im Laufe des Jahres über alle Laufzeiten deutlich verringert; krisenbedingt gestiegen sind aber die Risikoaufschläge, die Anleihe-Emittenten auf diese Sätze zahlen müssen. Letzteres spiegelte sich deutlich am Markt für Credit Default Swaps (CDS) wider. Der Index iTraxx Europe, gebildet aus den CDS-Preisen von 125 großen europäischen Unternehmen, hat sich im Laufe der ersten drei Quartale von etwa 100 auf rund 200 Basispunkte verdoppelt. Er erreichte damit den höchsten Stand seit der Finanzkrise von 2008, tendierte im Oktober aber wieder nach unten. Einen ähnlichen Verlauf, allerdings auf wesentlich günstigerem Niveau zeigte die CDS-Preiskurve für RWE. Hier haben sich die Notierungen von Januar bis September ebenfalls etwa verdoppelt, und zwar von etwas über 80 auf fast 160 Basispunkte. Ende Oktober lagen sie bei rund 120 Punkten.

Entwicklung des fünfjährigen Credit-Default-Swap (CDS) für RWE und des CDS-Index iTraxx Europe in Basispunkten



## WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

### **Konjunktur verliert etwas an Schwung**

Nach der kräftigen Erholung im Vorjahr hat sich das Weltwirtschaftswachstum 2011 etwas abgeschwächt. In den USA und China liefen Konjunkturprogramme aus, und die erdbebenbedingte Krise führte Japan vorübergehend in die Rezession. Auch die Staatsschuldenkrise im Euro-Raum hinterließ Spuren. Nach Schätzungen war das kumulierte Bruttoinlandsprodukt (BIP) aller OECD-Staaten in den ersten neun Monaten 2011 um etwa 2% höher als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Für die Euro-Zone wird ein Plus von etwa 1,8% veranschlagt. Deutschland, die größte Volkswirtschaft des Währungsgebiets, bleibt die europäische Wachstumslokomotive. Zwar hat sich auch hier das Wachstum abgeschwächt, die Wirtschaftsleistung sollte dennoch mehr als 3% zugelegt haben. Eine Schlüsselrolle spielt dabei die dynamische Entwicklung im Industriesektor. In den Niederlanden ist das BIP nach aktueller Datenlage um über 2% gestiegen; dort hat sich die zu Jahresbeginn noch kräftige Industriekonjunktur inzwischen merklich abgeschwächt. Für Großbritannien wird ein Anstieg von knapp 1% geschätzt. In Polen und der Slowakei hat die Industrieproduktion stark zugelegt. Das BIP dieser Länder könnte sich um bis zu 4% erhöht haben. Da sich die Produktion in Ungarn und Tschechien nicht ganz so dynamisch entwickelte, dürfte das Wachstum hier insgesamt etwas niedriger ausgefallen sein.

### **Witterung milder als im Vorjahreszeitraum**

Die wirtschaftliche Entwicklung spiegelt sich vor allem bei Industrieunternehmen im Energiebedarf wider. Bei Haushalten ist die Strom- und Gasnachfrage dagegen stärker von den Witterungsverhältnissen abhängig. Hier kommt die Temperaturabhängigkeit des Heizwärmebedarfs zum Tragen. Diese äußert sich u.a. in saisonalen Umsatz- und Ergebnisschwankungen bei Energieversorgern: So erzielen wir etwa zwei Drittel unseres Gasabsatzes in den Winter- und Herbstmonaten (1. und 4. Quartal). Aber auch beim Vergleich verschiedener Geschäftsjahre spielen die Wetterverhältnisse eine Rolle.

In unseren Kernmärkten Deutschland, Großbritannien, Niederlande und Zentralosteuropa lagen die Temperaturen im Berichtszeitraum über dem langjährigen saisonalen Mittel. Das Vorjahresniveau wurde zum Teil deutlich überschritten. Dazu haben besonders die ungewöhnlich milden Monate April und September beigetragen, während nur der Monat Juli überdurchschnittlich kühl war. Neben dem Energiebedarf wird auch das Stromangebot vom Wetter beeinflusst, insbesondere das der Windkraftanlagen. An unseren wichtigsten Windkraftstandorten Deutschland und Großbritannien lag das Windaufkommen – trotz eines relativ windreichen dritten Quartals – insgesamt unter dem langjährigen saisonalen Mittel. Verglichen mit dem windschwachen Vorjahreszeitraum fiel es aber deutlich höher aus. Anders verhielt es sich in Spanien: Dort war das Vorjahr überdurchschnittlich windreich gewesen; dieses Niveau ist 2011 bislang nicht erreicht worden.

### **Stark gesunkener Heizwärmebedarf**

Der Energiebedarf in unseren Kernmärkten war somit von gegenläufigen Faktoren geprägt: der wachsenden Wirtschaftsleistung einerseits und der mildereren Witterung andererseits. Nach den bislang vorliegenden Daten wurde in Deutschland in den ersten drei Quartalen 2011 etwa 0,5% mehr Strom verbraucht als im Vorjahreszeitraum. Zum gleichen Ergebnis kommen Schätzungen für die Niederlande. Für die Slowakei und Ungarn wird ein Anstieg um rund 1% veranschlagt, für Polen sogar ein Plus von über 2%, für Tschechien dagegen ein Rückgang. Der Stromverbrauch Großbritanniens ist um ca. 2,5% gesunken. Dabei spielten auch Fortschritte auf dem Gebiet der Energieeffizienz eine Rolle, für die es in Großbritannien noch großes Potenzial gibt. Beim

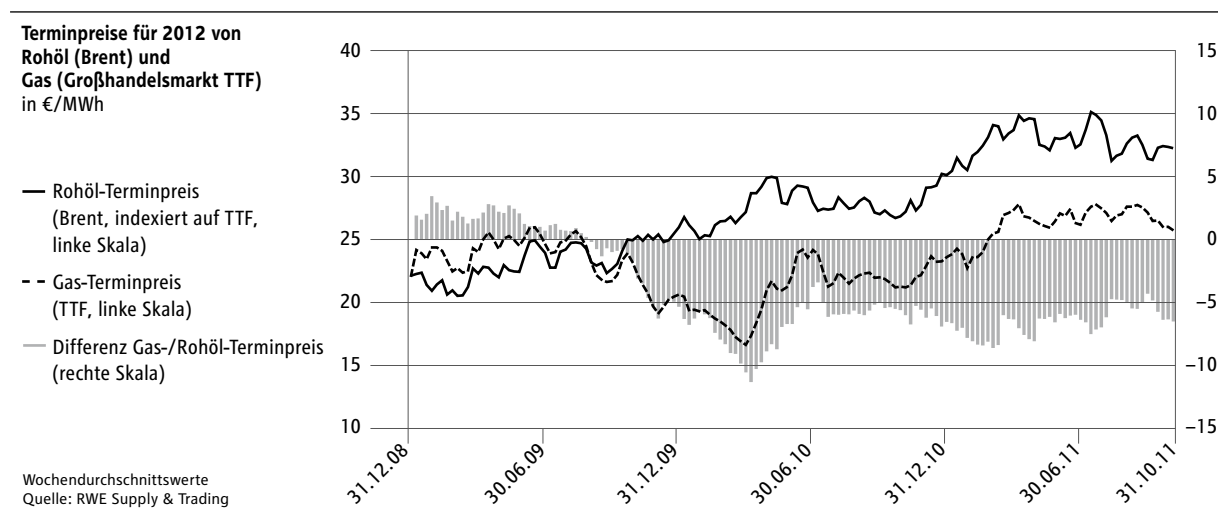
Gas war die Verbrauchsentwicklung wesentlich durch die starke Verringerung des Heizwärmebedarfs geprägt. Schätzungen für unsere Gasmärkte Deutschland, Niederlande, Tschechien und Ungarn ergaben einheitlich Mengenrückgänge von etwa 9%. Für Großbritannien wurde ein Minus von ca. 14% ermittelt.

### Ölpreis um 45% über Vorjahr

An den internationalen Brennstoffmärkten hat sich das Preisniveau gegenüber 2010 stark erhöht. Dies gilt insbesondere für Rohöl. Das Barrel der Sorte Brent wurde in den ersten drei Quartalen mit durchschnittlich 112 US\$ gehandelt. Gegenüber dem Vorjahreszeitraum hat es sich um 45% verteuert. Weil der Dollar abwertete, fiel der Preisanstieg auf Euro-Basis allerdings niedriger aus (34%). Die Entwicklung am Ölmarkt war u.a. durch die hohe Nachfrage der schnell wachsenden Volkswirtschaften Asiens geprägt. Zudem investierten zahlreiche Anleger aufgrund von Inflationsängsten in Rohstoffe und trieben damit die Preise nach oben. Ein weiterer Faktor waren die politischen Unruhen in Nordafrika und im Nahen Osten: In mehreren Ländern führten diese zu einem Förderrückgang und gaben Anlass zur Sorge, dass sich das Ölangebot weiter verknappen könnte. Ab dem zweiten Quartal hat sich die Lage am Ölmarkt allerdings wieder etwas entspannt. Dazu trug bei, dass die Verbrauchsprognosen für die USA und China gesenkt wurden und die Internationale Energieagentur ankündigte, Teile ihrer strategischen Reserven zu verkaufen.

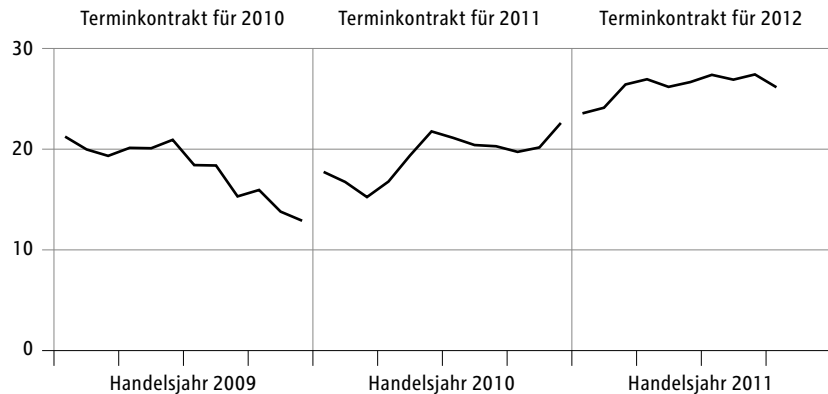
### Deutliche Verteuerung von Gas

Da ein Großteil der Gaseinfuhren nach Kontinentaleuropa auf Langfristverträgen mit Ölpreisbindung basiert, beeinflusst die Entwicklung am Ölmarkt auch die Gaspreise. Allerdings tritt dabei typischerweise ein mehrmonatiger Zeitverzug auf. Neben den ölindexierten Langfristverträgen prägen auch zunehmend kurzfristigere Handelsgeschäfte mit frei verfügbaren Mengen die Lage an den Gasmärkten. Bei solchen Transaktionen hat Öl keinen unmittelbaren Einfluss auf die Preisbildung. Wichtige Handelsplätze sind National Balancing Point (NBP) in Großbritannien und Title Transfer Facility (TTF) in den Niederlanden. Die Preise an diesen Märkten liegen seit 2009 deutlich unter denen in ölindexierten Kontrakten. Inzwischen sind bereits einige Langfristkontrakte umgestellt worden: Teilmengen werden nicht mehr ölindexiert, sondern auf Basis der Spotnotierungen an den Gashandelsmärkten abgerechnet.



**Ein-Jahres-Terminpreise  
am Gas-Großhandelsmarkt TTF  
in €/MWh**

Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: RWE Supply & Trading



Gaseinfuhren nach Deutschland haben sich gegenüber den ersten drei Quartalen 2010 um durchschnittlich 30% verteuert. Maßgeblich dafür ist die anhaltende Hausse am Ölmarkt. Angezogen haben die Notierungen auch an den europäischen Gashandelspunkten. Der TTF-Spotpreis lag im Berichtszeitraum bei durchschnittlich 23 € je Megawattstunde (MWh) und damit um 6 € über dem Vergleichswert für 2010. Im Terminhandel zeigte sich folgendes Bild: Lieferkontrakte für das kommende Kalenderjahr (Forward 2012) wurden am TTF-Großhandelsmarkt mit 26 € je MWh abgerechnet. Das sind 7 € mehr, als in den ersten drei Quartalen 2010 für den Forward 2011 bezahlt werden musste.

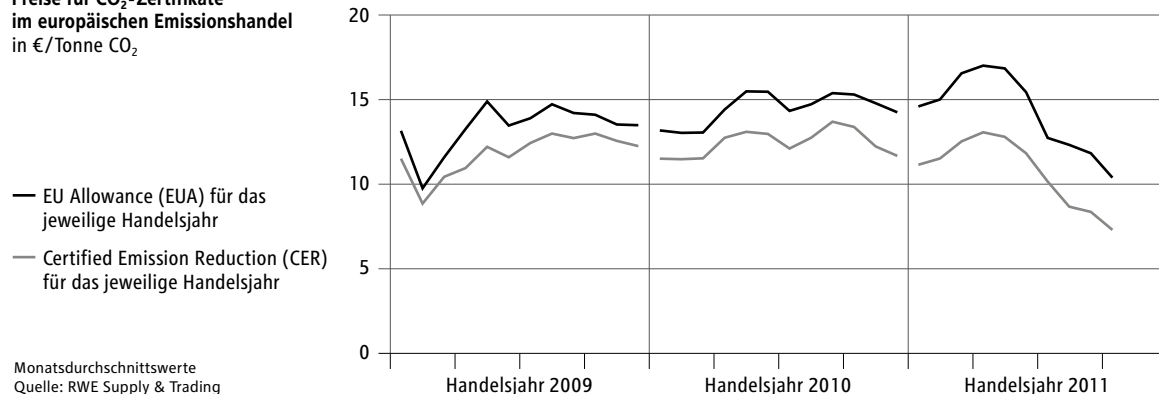
In Deutschland waren die Gastarife für Privathaushalte um rund 4% höher als im Vorjahreszeitraum. Industrieunternehmen mussten 15% mehr bezahlen, da die Preise bei dieser Kundengruppe wesentlich schneller auf die Entwicklung am Großhandelsmarkt reagieren. Stark verteuert hat sich Gas auch in unseren anderen Märkten. In den Niederlanden mussten Privathaushalte und Industrieunternehmen 7 bzw. 20% mehr bezahlen, in Großbritannien 5 bzw. 24% und in Tschechien 11 bzw. 23%. In Ungarn erhöhten sich die Preise für Haushalte um 11%, während sie für Industriekunden gegen den Trend um 8% nachgaben.

### Stabile Nachfrage an den Steinkohlemärkten

Kraftwerks-Steinkohle hat sich ebenfalls verteuert. In den ersten drei Quartalen wurde die metrische Tonne im Rotterdamer Spothandel mit durchschnittlich 124 US\$ (inkl. Fracht und Versicherung) abgerechnet. Das sind 38 US\$ mehr als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Trotz der leichten konjunkturellen Abkühlung blieben die Volumina im seewärtigen Handel unverändert hoch. Einer etwas schwächeren Nachfrage aus Asien standen vermehrte Importe im atlantischen Markt gegenüber. Eine wichtige Komponente der Steinkohlennotierungen sind die Seefrachtkosten. Sie lagen für die Standardroute Südafrika-Rotterdam bei 10 US\$ je Tonne und damit um 2 US\$ unter dem Vorjahresniveau. Zwar hat sich der Bedarf an Transportleistung weiter erhöht; durch den fortgesetzten Ausbau der Schiffskapazitäten wurde dies aber mehr als ausgeglichen.

Für die in Deutschland geförderte Steinkohle wird der Preis vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ermittelt. Das Amt orientiert sich dabei an den Notierungen für importierte Steinkohle. Der BAFA-Preis reflektiert deshalb – mit einiger Verzögerung – die Entwicklung an den internationalen Märkten. Sein Durchschnittswert für die ersten drei Quartale 2011 lag bei Abschluss dieses Berichts noch nicht vor. Experten rechnen mit 105 € je Tonne Steinkohleeinheit. Das wären 22 € mehr als im Vorjahreszeitraum.

**Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate  
im europäischen Emissionshandel  
in €/Tonne CO<sub>2</sub>**



### Konjunkturängste drücken Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte

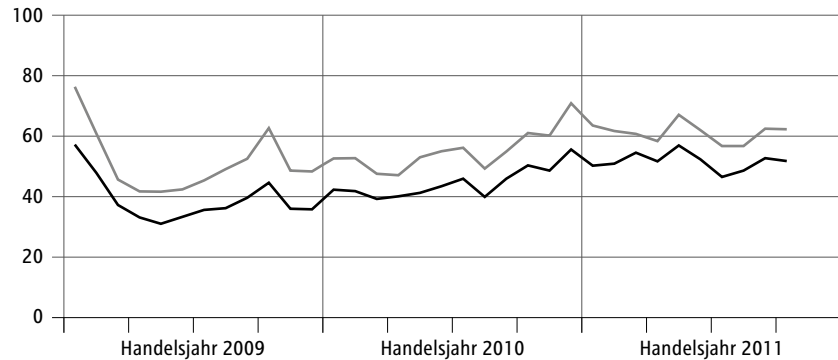
Der europäische Handel mit CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten (sogenannten EU Allowances – EUAs) war im Berichtszeitraum von deutlichen Preisausschlägen gekennzeichnet. Zunächst haben sich die Zertifikate deutlich verteuert. EUAs für 2011, die zu Jahresbeginn mit 14,40 € je Tonne CO<sub>2</sub> gehandelt wurden, kosteten im Frühjahr zeitweise über 17 €. Maßgeblich dazu beigetragen hat die Reaktion der Bundesregierung auf das Unglück im Kernkraftwerk Fukushima Mitte März. Durch die erzwungene Außerbetriebnahme von acht der insgesamt 17 deutschen Reaktoren steigt der Zertifikatebedarf, denn Strom aus Kernenergie wird nahezu CO<sub>2</sub>-frei erzeugt und muss nun teilweise durch Erzeugung aus emissionsintensiveren Anlagen, z.B. Steinkohle- und Gaskraftwerken, ersetzt werden. Dennoch haben sich Emissionsrechte seit Juni wieder stark verbilligt. Ende Oktober notierten EUAs nur noch knapp über der 10-Euro-Marke. Maßgeblich dazu beigetragen hat die Zuspitzung der Staatsschuldenkrise im Euro-Raum. Ihr negativer Einfluss auf die Industriekonjunktur schlägt sich auch in einem verringerten Bedarf an Emissionsrechten nieder. Darüber hinaus brachte die Veröffentlichung des Entwurfs einer EU-Richtlinie zur Steigerung der Energieeffizienz die Preise unter Druck, da die Umsetzung der Richtlinie den CO<sub>2</sub>-Ausstoß weiter dämpfen würde. Zugleich blockierte Polen das Vorhaben der EU, ihr Emissionsreduktionsziel für 2020 gegenüber 1990 von 20 auf 25% anzuheben. Im Übrigen wurde bekannt, dass die Europäische Investitionsbank bereits ab Jahresende insgesamt 300 Millionen Zertifikate der dritten Handelsperiode versteigern will, die aus dem Reservebestand für Neuanlagen stammen.

Im Durchschnitt der ersten drei Quartale wurden EUAs für 2011 mit 14,60 € gehandelt. Das ist geringfügig mehr, als im Vorjahreszeitraum für 2010er-Zertifikate bezahlt werden musste. Certified Emission Reductions (CERs), die im Durchschnitt 11 € kosteten, haben sich gegenüber 2010 um 1,40 € verbilligt; Ende Oktober kosteten sie nur noch 7 €. CERs sind Gutschriften aus emissionsmindernden Maßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern. Europäische Unternehmen haben die Möglichkeit, ihre heimischen Emissionen bis zu bestimmten Obergrenzen auch durch Einreichung solcher Zertifikate abzudecken.

### Spotpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Deutschland in €/MWh

— Spitzenlast  
— Grundlast

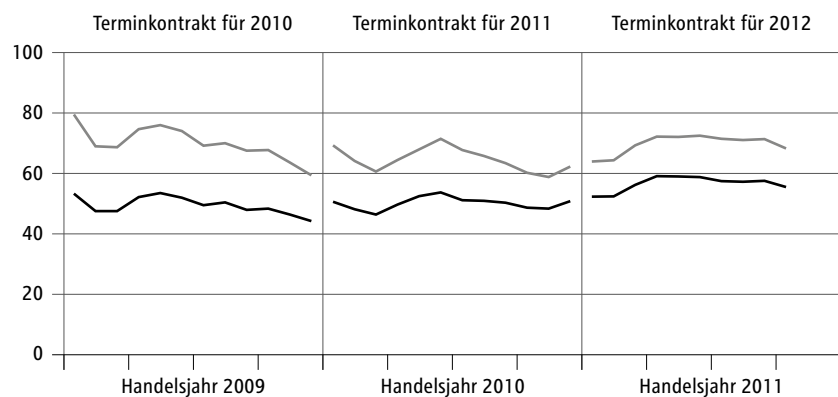
Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: Energiebörse EEX



### Ein-Jahres-Terminpreise am Strom-Großhandelsmarkt in Deutschland in €/MWh

— Spitzenlast  
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: RWE Supply & Trading



### Höhere Strompreise an den Großhandelsmärkten

An den Strom-Großhandelsmärkten hinterließen die Verteuerung von Brennstoffen und die Beschleunigung des deutschen Kernenergieausstiegs deutliche Spuren. Im Spothandel an der Energiebörse EEX wurden Grundlastkontrakte im Durchschnitt der ersten neun Monate 2011 mit 52 € und Spitzenlastkontrakte mit 61 € je MWh abgerechnet. Die vergleichbaren Vorjahreswerte waren mit 42 € bzw. 52 € wesentlich niedriger ausgefallen. Auch im deutschen Strom-Terminhandel haben die Preise angezogen. Hintergrund ist, dass die Marktteilnehmer auch mittelfristig mit höheren Brennstoffkosten rechnen. Daneben schlugen sich die Beschlüsse der Bundesregierung zum Kernenergieausstieg in den Notierungen nieder. Lieferverträge für das kommende Kalenderjahr (Forward 2012) wurden im Berichtszeitraum mit durchschnittlich 57 € je MWh Grundlaststrom und 70 € je MWh Spitzenlaststrom gehandelt. Ein Jahr zuvor waren für 2011er-Forwards durchschnittlich 50 € bzw. 66 € gezahlt worden.

Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke nahezu vollständig auf Termin. Auf unsere Erlöse im Berichtszeitraum haben daher die aktuellen Preise nur untergeordneten Einfluss. Entscheidend ist vielmehr, zu welchen Konditionen Stromkontrakte für 2011 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen wurden. Am deutschen Markt notierte der Grundlast-Forward 2011 im Handelszeitraum 2009/2010 mit durchschnittlich 52 € je MWh. Zum Vergleich: Für den 2010er-Forward wurden 2008/2009 durchschnittlich 59 € bezahlt. Somit war Strom für 2011 um 7 € je MWh billiger als Strom für 2010. Das ergibt sich u.a. aus der Entwicklung der Brennstoffpreise, die Mitte 2008 Rekordwerte erreichten und dann vorübergehend stark nachgaben.

Bei den Stromterminverkäufen gehen wir grundsätzlich so vor, dass zeitgleich mit dem Abschluss eines Lieferkontrakts die zur Stromproduktion benötigten Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte beschafft bzw. preislich abgesichert werden. Dies gilt in erster Linie für die Erzeugung unserer Steinkohle- und Gaskraftwerke. Maßgeblich für die Ergebnisentwicklung dieser Anlagen sind die sogenannten Clean Dark Spreads (Steinkohle) und Clean Spark Spreads (Gas). Sie werden ermittelt, indem man vom Strommarktpreis die Kosten für den jeweils eingesetzten Brennstoff und für Emissionsrechte abzieht. Unsere bei Terminverkäufen für 2011 erzielten Spreads lagen im Durchschnitt unter den vergleichbaren Vorjahreswerten. Dies gilt auch für Strom aus unseren deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerken. Hier sind die Brennstoffkosten vergleichsweise stabil. Die Spreads dieser Anlagen tendieren daher zumeist in die gleiche Richtung wie die Strompreise.

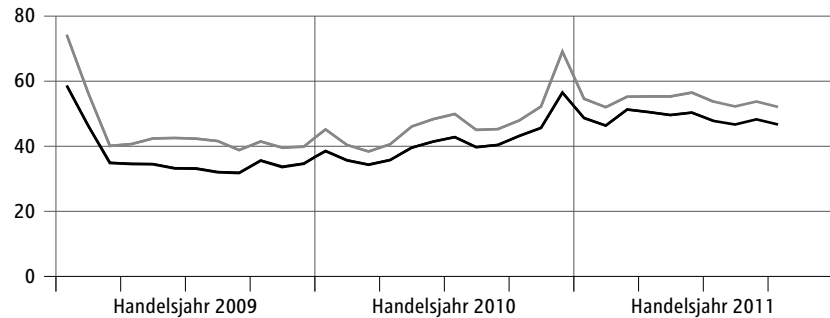
Im deutschen Endkundengeschäft hat sich Strom weiter verteuert. Zwar haben sich viele Vertriebsgesellschaften zu niedrigeren Preisen eingedeckt als für 2010. Stark gestiegen sind allerdings die in der Stromrechnung enthaltenen Umlagen nach dem Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien (EEG), denn aufgrund des fortschreitenden Kapazitätsaufbaus von Windkraft-, Biomasse- und insbesondere Solaranlagen wird immer mehr Strom aus regenerativen Quellen ins Netz eingespeist. Die Tarife für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe waren in den ersten drei Quartalen 2011 um durchschnittlich 7% höher als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Bei Industrieunternehmen sind die Preise teilweise an die Entwicklung am Spotmarkt gekoppelt. Für sie hat sich Strom im Durchschnitt um etwas mehr als 10% verteuert.

Auch im britischen Stromgroßhandel sind die Notierungen gestiegen. Am Spotmarkt lag der Durchschnittspreis im Grundlastbereich bei 49 £ (56 €) und im Spitzenlastbereich bei 54 £ (62 €) je MWh. Er hat sich damit gegenüber 2010 um jeweils 10 £ erhöht. Am britischen Strom-Terminmarkt verlief die Entwicklung folgendermaßen: Lieferverträge für das Kalenderjahr 2012 wurden in den ersten neun Monaten 2011 mit durchschnittlich 55 £ (63 €) je MWh Grundlaststrom abgerechnet. Verglichen mit dem Preis, der im Vorjahreszeitraum für den Forward 2011 bezahlt werden musste, ergibt sich ein Anstieg um 11 £. In der Spitzenlast stieg das Preisniveau um 12 £ auf 62 £ (71 €).

**Spotpreise am  
Strom-Großhandelsmarkt  
in Großbritannien  
in €/MWh**

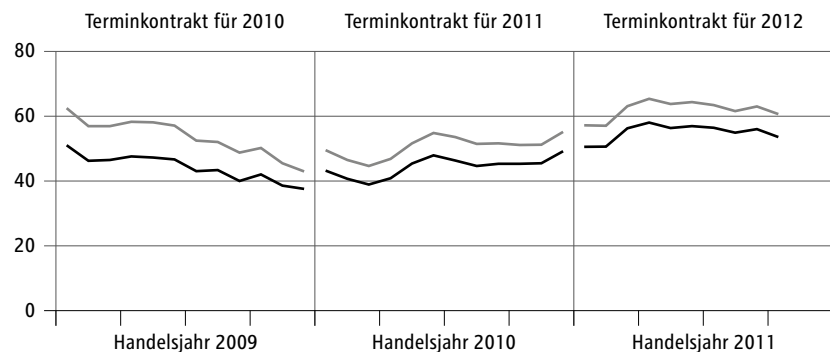
— Spitzenlast  
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: RWE Supply & Trading


**Ein-Jahres-Terminpreise am  
Strom-Großhandelsmarkt  
in Großbritannien  
in €/MWh**

— Spitzenlast  
— Grundlast

Monatsdurchschnittswerte  
Quelle: RWE Supply & Trading



RWE verkauft die Stromproduktion auch außerhalb Deutschlands weitgehend auf Termin. Da unser Erzeugungsportfolio in Großbritannien überwiegend aus Steinkohle- und Gaskraftwerken besteht, war die Ergebnisentwicklung durch die von RWE npower erzielten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads geprägt. Erstere waren etwas besser, letztere dagegen ein wenig schwächer als im Vergleichszeitraum 2010.

Im britischen Endkundengeschäft haben die meisten Versorger Ende 2010 bzw. im laufenden Jahr ihre Strompreise angehoben. Für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe waren die Entgelte daher im Durchschnitt um über 7% höher als im Vorjahreszeitraum; Industriekunden mussten 5 bis 6% mehr bezahlen.

In den Niederlanden entwickelten sich die Großhandelsnotierungen für Strom ähnlich wie in Deutschland. Die von uns realisierten Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads lagen dort unter Vorjahr. Im Endkundengeschäft haben sich die Preise leicht erhöht, für Privathaushalte um knapp 3% und für Industrieunternehmen um knapp 2%.

In unseren zentralosteuropäischen Strommärkten entwickelten sich die Endkundenpreise unterschiedlich. Privathaushalte mussten in Polen ca. 2% und in der Slowakei ca. 5% mehr bezahlen, in Ungarn dagegen 1,5% weniger. Stromlieferungen an Industriekunden haben sich in Polen um über 1% und in der Slowakei um über 4% verteuert, in Ungarn dagegen um fast 9% verbilligt.

## WESENTLICHE EREIGNISSE

### Im Berichtszeitraum

#### **RWE schließt Verkauf der Mehrheit an Amprion ab**

Anfang September haben wir den im Juli angekündigten Verkauf von 74,9% am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion abgeschlossen. Unmittelbar zuvor hatte die Europäische Kommission die kartellrechtliche Freigabe erteilt. Käufer der Mehrheit an Amprion ist ein Konsortium überwiegend deutscher institutioneller Finanzinvestoren aus der Versicherungswirtschaft und von Versorgungswerken. Es steht unter Führung von Commerz Real AG, einer Tochter der Commerzbank AG. RWE hält zurzeit noch eine kleine Beteiligung an dem Konsortium, die aber verkauft werden soll.

#### **RWE übernimmt 30% am niederländischen Kraftwerksbetreiber EPZ**

Ende September haben wir die Energy Resources Holding B.V. erworben, die mit 30% am niederländischen Stromerzeuger EPZ beteiligt ist. EPZ betreibt das Kernkraftwerk Borssele mit einer Nettoleistung von 485 Megawatt (MW), ein Steinkohlekraftwerk mit 406 MW und in geringem Umfang auch Windkraftanlagen. Die übrigen 70% an EPZ werden vom Energieversorger Delta N.V. gehalten.

#### **RWE für Nachhaltigkeitsstrategie ausgezeichnet**

Im September hat sich RWE zum dreizehnten Mal in Folge für den Dow Jones Sustainability Index (DJSI) qualifiziert. Das Unternehmen ist damit für weitere zwölf Monate in den Indizes DJSI World und DJSI Europe vertreten. Die Auswahl stützt sich auf ökonomische, ökologische und soziale Kriterien. Wir sind eine der wenigen deutschen Gesellschaften, die der Indexfamilie seit ihrem Start im Jahr 1999 ununterbrochen angehören. Die Dow-Jones-Sustainability-Indizes werden von Sustainable Asset Management (SAM) in Kooperation mit Dow Jones Indexes ermittelt und veröffentlicht. Sie gelten als die weltweit wichtigste Indexgruppe für nachhaltige Unternehmensführung.

Im Berichtszeitraum sind weitere wesentliche Ereignisse eingetreten. Diese haben wir im Bericht zum ersten Quartal 2011 auf den Seiten 11/12 und im Bericht zum ersten Halbjahr auf den Seiten 13 bis 15 dargestellt.

### Nach Ablauf des Berichtszeitraums

#### **RWE und Gazprom setzen Gespräche über Partnerschaft in der Stromerzeugung fort**

Die exklusiven Gespräche von RWE und Gazprom über ein Joint Venture auf dem Gebiet der Stromerzeugung werden bis zum Jahresende fortgesetzt. Darauf haben sich Gazprom-Chef Alexey Miller und der RWE-Vorstandsvorsitzende Jürgen Großmann Anfang Oktober verständigt. Für die Verhandlungen, die auf Grundlage einer Absichtserklärung vom 14. Juli geführt werden, war ursprünglich ein Zeitrahmen von drei Monaten vorgesehen.

### **Finanzgerichte hegen Zweifel an Rechtmäßigkeit der Brennelementesteuer**

Für das Kernkraftwerk Gundremmingen B muss vorläufig keine Brennelementesteuer abgeführt werden. Dies hat das Finanzgericht München im Oktober entschieden. Damit gab es einer Klage von RWE statt. Die Richter haben erhebliche Zweifel an der Rechtmäßigkeit der zum 1. Januar 2011 eingeführten Abgabe. Sie halten für fraglich, dass es sich bei der neuen Abgabe um eine Verbrauchssteuer handelt, für die der Bund die Gesetzgebungskompetenz hat. Nach dem Austausch von Brennelementen im Block Gundremmingen B hatten wir eine Steuerzahlung in Höhe von 74 Mio. € zu leisten. Ende Juli haben wir auf Aufhebung des Steuervollzugs geklagt. Die Mittel wurden uns inzwischen rückerstattet. Im September entschied das Finanzgericht Hamburg in einem vergleichbaren Fall bereits zugunsten von E.ON. Die für die Steuererhebung zuständigen Hauptzollämter haben inzwischen beim Bundesfinanzhof Beschwerde gegen die Urteile eingelegt. Ob die Brennelementesteuer fortbesteht oder nicht, wird letztlich vom Bundesverfassungsgericht oder vom Europäischen Gerichtshof zu klären sein. Bis dahin weisen wir die Abgabe als Steuerverbindlichkeit aus – und zwar unabhängig von ihrem Vollzug. Das Urteil des Finanzgerichts München hat somit keine unmittelbaren Auswirkungen auf unsere Ertragslage.

### **RWE sichert sich zinsgünstiges EIB-Darlehen und begibt Hybridanleihe in der Schweiz**

Ende Oktober haben wir wichtige Schritte zur langfristigen Finanzierung des RWE-Konzerns unternommen. Bei der Europäischen Investitionsbank (EIB) konnten wir ein zinsgünstiges Programmdarlehen über 645 Mio. € mit einer Laufzeit von neun Jahren aufnehmen. Die Mittel dienen zur Finanzierung von Investitionen in das Stromverteilnetz. Außerdem haben wir als erstes deutsches Industrieunternehmen eine Hybridanleihe in der Schweiz begeben und damit zugleich unsere Kapitalstruktur weiter verbessert. Das Emissionsvolumen betrug 250 Mio. CHF. Die RWE-Anleihe hat einen Kupon von 5,25% pro Jahr bei einem Ausgabekurs von 100%. Ihre Laufzeit liegt bei etwas über 60 Jahren. Wir können sie frühestens im April 2017 kündigen. Zeichnungsberechtigt waren ausschließlich Anleger mit Wohnsitz in der Schweiz und institutionelle Investoren. Bei Hybridanleihen handelt es sich um eine Mischform von Eigen- und Fremdkapital. In unseren Nettoschulden sind sie daher nur zur Hälfte berücksichtigt. Davon abweichend können die International Financial Reporting Standards (IFRS) für die Bilanz eine vollumfängliche Klassifizierung als Eigen- oder Fremdkapital vorschreiben – je nach Ausgestaltung der Anleihe. So muss unser Schweizer Hybrid wegen der Begrenzung seiner Laufzeit in der IFRS-Bilanz zu 100% dem Fremdkapital zugerechnet werden, während der im Vorjahr begebene Hybrid über 1,75 Mrd. € aufgrund der theoretisch unbegrenzten Laufzeit als Eigenkapital zu klassifizieren ist.

### **Leichte Absenkung der Eigenkapitalrenditen für Netzinvestitionen in Deutschland**

Anfang November hat die Bundesnetzagentur die Eigenkapitalrenditen für Investitionen in die Strom- und Gasnetze festgelegt, die in der kommenden fünfjährigen Regulierungsperiode gelten werden. Für Neuanlagen (Aktivierung nach 2005) werden künftig 9,05% (vor Körperschaftsteuer) gewährt und für Altanlagen 7,14%. Die neuen Sätze gelten für Betreiber von Gasnetzen ab 1. Januar 2013 und für Stromnetzbetreiber ab 1. Januar 2014. Derzeit liegt die erlaubte Eigenkapitalverzinsung bei 9,29% bzw. 7,56%. Maßgeblich für die Entscheidung der Bundesnetzagentur waren die Entwicklung des allgemeinen Zinsniveaus auf den Kapitalmärkten und die Bewertung des unternehmerischen Risikos. Der Netzregulierer hatte ursprünglich eine deutlichere Absenkung der Eigenkapitalrenditen beabsichtigt. Unseres Erachtens hätte dies aber den dringend erforderlichen Netzausbau in Deutschland gefährdet.

## ANMERKUNGEN ZUR BERICHTSWEISE

### Erläuterungen zur Segmentstruktur

Mit Wirkung zum 1. Januar 2011 sind einige Reorganisationsmaßnahmen in Kraft getreten, die wir im Geschäftsbericht 2010 auf Seite 69 erläutert haben. Die Segmentstruktur des Konzerns blieb aber unverändert. Damit ergibt sich weiterhin eine Aufgliederung in die folgenden sieben Unternehmensbereiche:

- **Deutschland:** Der Bereich besteht aus den Geschäftsfeldern Stromerzeugung und Vertrieb/Verteilnetze. Das erstgenannte Geschäftsfeld enthält die Aktivitäten der RWE Power. Zum Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze zählt die RWE Deutschland (vormals: RWE Rheinland Westfalen Netz). Über sie werden die RWE Vertrieb (inkl. eprimo, RWE Energiedienstleistungen und RWE Aqua), die RWE Effizienz, die bisherigen Beteiligungen der RWE Rheinland Westfalen Netz (inkl. RWE Gasspeicher) und unsere deutschen Regionalgesellschaften gesteuert. Letztere betreiben über das Netz- und Endkundengeschäft hinaus in geringem Umfang auch eigene Stromerzeugungsanlagen. Zum Geschäftsfeld Vertrieb/Verteilnetze gehören auch einige ausländische Aktivitäten: unsere Minderheitsbeteiligungen an der österreichischen KELAG und der luxemburgischen ENOVOS sowie unser Wassergeschäft in Zagreb (Kroatien), das bei RWE Aqua angesiedelt ist.
- **Niederlande/Belgien:** Hier berichten wir über die zum 30. September 2009 erworbene Essent inklusive der darin eingegliederten RWE Energy Nederland. Einige Essent-Aktivitäten wurden mittlerweile anderen Unternehmensbereichen zugeordnet. So weisen wir den Energiehandel des Unternehmens seit 1. Januar 2010 bei Trading/Gas Midstream aus und seit 1. Januar 2011 auch Teile des Gas-Midstream-Geschäfts. Die Windstromerzeugung gehört seit 1. Januar 2010 zum Bereich Erneuerbare Energien und das deutsche Gasspeichergeschäft seit 1. April 2010 zum Bereich Deutschland.
- **Großbritannien:** Das Segment umfasst RWE npower, d.h. unserritisches Erzeugungs- und Vertriebsgeschäft mit Ausnahme der von RWE Innogy verantworteten Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.
- **Zentralost-/Südosteuropa:** In diesem Segment sind unsere Aktivitäten in Tschechien, Ungarn, Polen, der Slowakei und der Türkei gebündelt. In Tschechien konzentrieren wir uns auf den Vertrieb, die Verteilung, den überregionalen Transport, den Transit und die Speicherung von Gas. Seit 2010 vermarkten wir dort auch Strom. In Ungarn decken wir die gesamte Wertschöpfungskette im Stromgeschäft ab, von der Produktion über den Verteilnetzbetrieb bis zum Vertrieb, und sind über Minderheitsbeteiligungen in der Gas- und Wasserversorgung tätig. Unsere polnischen Aktivitäten umfassen die Verteilung und den Vertrieb von Strom. In der Slowakei sind wir über unsere Minderheitsbeteiligung an VSE im Stromnetz- und im Stromendkundengeschäft aktiv sowie über RWE Gas Slovensko im Gasvertrieb. In der Türkei errichten wir gemeinsam mit einem Partner ein Gaskraftwerk. Die Unternehmen des Bereichs Zentralost-/Südosteuropa werden seit 2011 von der neu gegründeten RWE East mit Sitz in Prag geführt. Eine Ausnahme bildet NET4GAS, der Betreiber unseres tschechischen Gasfernleitungsgeschäfts: Aufgrund regulatorischer Vorgaben wird diese Gesellschaft direkt von der RWE AG gesteuert. In der Berichterstattung ist sie aber Teil des Bereichs Zentralost-/Südosteuropa.
- **Erneuerbare Energien:** Der Bereich umfasst die Aktivitäten der auf Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen spezialisierten RWE Innogy.

- Upstream Gas & Öl: Dieses Segment beinhaltet das Geschäft der RWE Dea. Das Unternehmen fördert Gas und Öl. Regionale Schwerpunkte sind Europa und Nordafrika.
- Trading/Gas Midstream: Hier berichten wir über RWE Supply & Trading, die unseren Energiehandel und nahezu das gesamte Gas-Midstream-Geschäft verantwortet. Außerdem beliefert der Bereich große deutsche Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas. Diese Aktivitäten wurden allerdings zum 1. Januar 2011 teilweise an RWE Deutschland abgegeben.

Unter „Sonstige, Konsolidierung“ sind die Konzernholding RWE AG, unsere internen Dienstleister RWE Service, RWE IT und RWE Consulting sowie RWE Technology erfasst. Der zum 28. Februar 2011 veräußerte Ferngasnetzbetreiber Thyssengas ist noch mit den Zahlen für Januar und Februar enthalten. Auch Amprion weisen wir unter dieser Position aus. Da wir seit September nur noch eine Minderheitsbeteiligung an dem Übertragungsnetzbetreiber halten, haben wir die Bilanzierung auf die Equity-Methode umgestellt. Danach getätigte Umsätze und Investitionen fließen nicht mehr in die Konzernzahlen ein. Zum EBITDA und zum betrieblichen Ergebnis von RWE trägt das Unternehmen weiterhin bei, und zwar mit dem anteiligen Nachsteuerergebnis.

#### **Vollkonsolidierung des niederrheinischen Versorgers NVV**

Mit Wirkung zum 1. Januar 2011 beziehen wir die NVV AG und ihre Mehrheitsbeteiligungen (u.a. Niederrheinwerke Viersen, NEW Netz, Stadtwerke Tönisvorst) als vollkonsolidierte Gesellschaften in den Konzernabschluss ein. Die NVV mit Sitz in Mönchengladbach ist einer der führenden Versorger in der Region Niederrhein. Bislang war sie assoziiertes Unternehmen der RWE Deutschland und wurde nach der Equity-Methode bilanziert.

# GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Stromaufkommen der Unternehmensbereiche Januar – September	Deutschland		Niederlande/ Belgien		Großbritannien		Zentralost-/Süd- osteuroopa		Erneuerbare Energien		RWE-Konzern	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
in Mrd. kWh												
Eigenerzeugung	112,6 <sup>1</sup>	121,0 <sup>1</sup>	8,4	10,3	21,2	22,3	4,5	4,2	4,4	4,2	151,1	162,0
Braunkohle	49,6	48,2	-	-	-	-	4,4	4,1	-	-	54,0	52,3
Steinkohle	24,6	27,7	3,7	4,2	4,8	5,8	-	-	0,1	0,1	33,2	37,8
Kernenergie	27,2	33,9	-	-	-	-	-	-	-	-	27,2	33,9
Gas	8,9	8,5	3,7	4,8	16,4	16,5	0,1	0,1	0,1	0,1	29,2	30,0
Erneuerbare Energien	1,0	1,0	1,0	1,3	-	-	-	-	4,2	4,0	6,2	6,3
Pumpwasser, Öl, Sonstige	1,3	1,7	-	-	-	-	-	-	-	-	1,3	1,7
Konzernexterner Strombezug	23,8	19,8	7,6 <sup>2</sup>	5,8 <sup>2</sup>	17,8 <sup>2</sup>	16,5 <sup>2</sup>	14,0 <sup>2</sup>	15,1 <sup>2</sup>	-	-	86,8 <sup>3</sup>	76,2 <sup>3</sup>
<b>Gesamt</b>	<b>136,4</b>	<b>140,8</b>	<b>16,0</b>	<b>16,1</b>	<b>39,0</b>	<b>38,8</b>	<b>18,5</b>	<b>19,3</b>	<b>4,4</b>	<b>4,2</b>	<b>237,9</b>	<b>238,2</b>

1 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können.

In den ersten drei Quartalen 2011 waren dies 16,0 Mrd. kWh, davon 14,8 Mrd. kWh aus Steinkohle.

2 Die ausgewiesenen Strommengen wurden ganz oder teilweise über unser Handelsgeschäft bezogen.

3 Inkl. Bezugsmengen von RWE Supply & Trading und von Amprion

## Stromerzeugung um 7% rückläufig

In den ersten drei Quartalen 2011 hat der RWE-Konzern 151,1 Mrd. Kilowattstunden (kWh) Strom produziert, 7% weniger als im Vergleichszeitraum 2010. Davon entfielen 36% auf den Energieträger Braunkohle, 22% auf Steinkohle, 19% auf Gas und 18% auf Kernenergie; der Anteil der erneuerbaren Energien betrug 4%. Eigenerzeugung und Fremdbezug summierten sich zu einem Stromaufkommen von 237,9 Mrd. kWh. Gegenüber 2010 ergab sich hier keine wesentliche Veränderung.

- **Deutschland:** Der Unternehmensbereich Deutschland produzierte 112,6 Mrd. kWh Strom. Darin eingeschlossen ist auch Strom aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge verfügen können. Zum großen Teil handelt es sich dabei um Steinkohleblöcke. Gegenüber den ersten neun Monaten 2010 hat sich die Erzeugung des Unternehmensbereichs Deutschland um 7% verringert. Die Energiewende der Bundesregierung nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima hatte zur Folge, dass unsere Blöcke Biblis A und B seit März keinen Strom mehr produzieren dürfen (siehe Erläuterungen auf Seite 23). Auch unsere Steinkohlekraftwerke waren weniger im Einsatz als im Vorjahr, weil sich für sie die Marktbedingungen verschlechtert haben.
- **Niederlande/Belgien:** Die Stromproduktion von Essent sank um 18% auf 8,4 Mrd. kWh. Wegen ungünstiger Marktbedingungen hat sich besonders die Auslastung unserer niederländischen Gaskraftwerke stark verringert. Hinzu kam, dass wir im April einen Block des Steinkohlekraftwerks Amer für eine planmäßige Revision vom Netz genommen haben. Die Anlage soll im November wieder den Betrieb aufnehmen.

- Großbritannien: RWE npower steuerte 21,2 Mrd. kWh zur Stromproduktion bei und damit 5 % weniger als im Vorjahreszeitraum. Seit März stehen unsere drei Steinkohleblöcke in Tilbury still, da wir sie zu Biomasseanlagen umrüsten. Positiv wirkte sich die Inbetriebnahme unseres neuen Gaskraftwerks in Staythorpe aus. Die Anlage mit einer Netto-Gesamtleistung von 1.650 MW hat in der zweiten Jahreshälfte 2010 die Stromproduktion aufgenommen. Allerdings gingen im April 2011 zwei der vier Blöcke wieder vom Netz, weil ihre Transformatoren vom Hersteller ausgetauscht werden mussten. Einer dieser Blöcke konnte bereits Anfang September wieder angefahren werden.
- Zentralost-/Südosteuropa: Die hier erzeugten Mengen lagen mit 4,5 Mrd. kWh etwas über Vorjahr. Sie sind nahezu vollständig dem ungarischen Braunkohleverstromer Mátra zuzuordnen.
- Erneuerbare Energien: Der Unternehmensbereich erzeugte 4,4 Mrd. kWh Strom, der im Wesentlichen aus regenerativen Quellen stammte. Gegenüber 2010 konnten wir leicht zulegen, vor allem wegen des Ausbaus unserer Windkraftkapazität. So haben wir im Laufe des Vorjahres je zwei Onshore-Windparks in Polen und Italien mit zusammen 118 MW Nettoleistung in Betrieb genommen. Im Berichtszeitraum kamen zwei kleinere Windparks hinzu, einer in Italien und einer in Großbritannien. Daneben sind bereits die ersten Turbinen des britischen Offshore-Windparks Greater Gabbard am Netz, an dem wir mit 50 % beteiligt sind. Greater Gabbard soll 2012 fertiggestellt werden und über eine Gesamtleistung von 504 MW verfügen. Die Auslastung unserer Windkraftanlagen blieb im Berichtszeitraum wetterbedingt hinter den Erwartungen zurück, war aber insgesamt besser als 2010. Gesunken ist dagegen die Stromerzeugung unserer deutschen Laufwasserkraftwerke, weil die Niederschlagsmengen im Frühjahr außergewöhnlich gering waren und die Flüsse deshalb weniger Wasser führten.

Zusätzlich zur Eigenerzeugung beziehen wir Strom von konzernexternen Anbietern. Diese Mengen summierten sich auf 86,8 Mrd. kWh und waren damit um 14 % höher als 2010. Hier spiegelt sich die rückläufige Eigenerzeugung wider. In den Bezügen enthalten ist auch Strom, der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz von Dritten in das RWE-Netz eingespeist wurde.

#### **RWE Dea: Ölförderung um 12 % gesteigert – Gasproduktion um 3 % unter Vorjahr**

Unsere Upstream-Gesellschaft RWE Dea förderte im Berichtszeitraum 2.010 Mio. m<sup>3</sup> Gas und 1.879 Tsd. m<sup>3</sup> Öl. Rechnet man die Gasmengen in Öläquivalente um und addiert sie zur Rohölproduktion, ergibt sich eine Gesamtförderung von 3.825 Tsd. m<sup>3</sup> (24,1 Mio. Barrel); in den ersten drei Quartalen 2010 waren es 3.683 Tsd. m<sup>3</sup> (23,2 Mio. Barrel) gewesen. Einen deutlichen Anstieg um 12 % verzeichneten wir beim Rohöl, u.a. weil wir im deutschen Nordseefeld Mittelplate eine zusätzliche Produktionsbohrung in Betrieb genommen haben und die Förderausbeute in unserer dänischen Konzession Nini East durch technische Anpassungen verbessern konnten. Eine noch wichtigere Rolle aber spielte, dass wir im November 2010 mit der Produktion im norwegischen Feld Gjøa begonnen haben. Dort fördern wir nicht nur Öl, sondern auch Gas. Trotzdem waren die Gasmengen der RWE Dea insgesamt um 3 % rückläufig. Ausschlaggebend dafür ist die zunehmende Ausschöpfung bestehender Reserven in unseren deutschen und britischen Konzessionsgebieten.

Außenabsatz Strom Januar – September	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Stromhandel		Gesamt	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
in Mrd. kWh										
Deutschland	18,5	18,7	23,7	21,7	42,1	43,0	-	-	84,3	83,4
Niederlande/Belgien <sup>1</sup>	7,8	8,1	7,8	7,4	-	-	-	-	15,6	15,5
Großbritannien	12,6	13,6	24,4	23,2	-	-	-	-	37,0	36,8
Zentralost-/Südosteuropa	6,3	5,8	6,9	7,6	4,3	4,7	-	-	17,5	18,1
Trading/Gas Midstream <sup>1</sup>	-	-	22,4	25,0	-	-	15,3	18,3	37,7	43,3
<b>RWE-Konzern<sup>1,2</sup></b>	<b>45,5</b>	<b>46,5</b>	<b>85,5</b>	<b>84,9</b>	<b>77,7</b>	<b>75,1</b>	<b>15,3</b>	<b>18,3</b>	<b>224,0</b>	<b>224,8</b>

1 Angepasste Vorjahreswerte

2 Inkl. Absatz des Unternehmensbereichs Erneuerbare Energien und von Gesellschaften, die unter „Sonstige, Konsolidierung“ erfasst sind (im Wesentlichen Amprion)

### Stromabsatz nahezu unverändert

In den ersten drei Quartalen 2011 haben wir 224,0 Mrd. kWh Strom an konzernexterne Kunden geliefert und damit ungefähr so viel wie im Vorjahreszeitraum. Der Stromabsatz liegt typischerweise etwas unter dem Stromaufkommen. Ausschlaggebend dafür sind Netzverluste sowie der Eigenverbrauch bei der Braunkohleförderung und in Pumpspeicherkraftwerken.

- Deutschland: Der Unternehmensbereich setzte 84,3 Mrd. kWh ab. Das ist geringfügig mehr als 2010. Ohne den Effekt aus der Vollkonsolidierung von NVV (siehe Seite 14) hätten wir einen leichten Rückgang verzeichnet. Im Vertrieb an Industrie- und Geschäftskunden führte die Übernahme von Teilen des Key-Account-Geschäfts der RWE Supply & Trading zu Mehrabsatz; daneben profitierten wir von der robusten Konjunktur und konnten neue Kunden akquirieren. Bei Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben verzeichneten wir Mengeneinbußen infolge der mildereren Temperaturen, denn Nutzer von Elektrospeicherheizungen benötigten weniger Strom. Zum 30. September 2011 versorgten wir in diesem Vertriebssegment 6.973 Tsd. Kunden. Ein Jahr zuvor waren es 6.741 Tsd. gewesen. Der Anstieg ergibt sich im Wesentlichen aus der Vollkonsolidierung der NVV-Gruppe, durch die 360 Tsd. Stromkunden hinzukamen.
- Niederlande/Belgien: Essent erzielte einen gegenüber 2010 kaum veränderten Stromabsatz von 15,6 Mrd. kWh. Positiv wirkte, dass wir in geringem Umfang Industrie- und Geschäftskunden hinzugewinnen konnten. Im Segment der Privathaushalte und kleinen Gewerbebetriebe verzeichneten wir dagegen Mengeneinbußen, die wir u.a. auf Witterungseinflüsse zurückführen. Unsere Marktposition blieb hier aber nahezu unverändert: Ende September versorgten wir in den Niederlanden 2.163 Tsd. und in Belgien 170 Tsd. Privat- und Gewerbekunden mit Strom.
- Großbritannien: Die Stromlieferungen von RWE npower sind geringfügig auf 37,0 Mrd. kWh angestiegen. Auch in Großbritannien konnten wir erfolgreich neue Industrie- und Geschäftskunden akquirieren. Die Zahl der von uns belieferten Privathaushalte und kleinen Gewerbebetriebe ist geringfügig um 22 Tsd. auf 3.905 Tsd. angestiegen. Trotzdem war der Absatz in diesem Kundensegment rückläufig. Neben der mildereren Witterung dämpften Fortschritte auf dem Gebiet der Energieeffizienz den Stromverbrauch.

- Zentralost-/Südosteuropa: Der Stromabsatz des Bereichs lag mit 17,5 Mrd. kWh um 3 % unter Vorjahr. In Ungarn und Polen haben wir Industrie- und Geschäftskunden verloren. Bei Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben blieb unsere Marktposition aber stabil: Ende September hatten wir in Ungarn 2.180 Tsd. und in Polen 913 Tsd. Kunden in diesem Vertriebssegment. Seit Frühjahr 2010 vermarkten wir auch in Tschechien Strom. Unsere Expansion in diesem Markt schlug sich positiv im Absatz nieder.
- Trading/Gas Midstream: Die externen Stromlieferungen gingen hier um 13 % auf 37,7 Mrd. kWh zurück. Durch die Übertragung von Teilen des Key-Account-Geschäfts auf RWE Deutschland ist Absatz entfallen. Außerdem hat RWE Supply & Trading weniger Strom aus RWE-Kraftwerken am Großhandelsmarkt verkauft.

Außenabsatz Gas Januar – September in Mrd. kWh	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Gesamt	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Deutschland	18,0	18,7	17,8	17,2	24,4	33,7	60,2	69,6
Niederlande/Belgien <sup>1</sup>	25,8	31,2	35,4	45,7	-	-	61,2	76,9
Großbritannien	25,8	31,3	1,8	3,6	-	-	27,6	34,9
Zentralost-/Südosteuropa	17,9	22,9	19,3	21,0	2,2	5,2	39,4	49,1
Upstream Gas & Öl	-	-	1,8	2,3	11,4	11,7	13,2	14,0
Trading/Gas Midstream	-	-	16,5	19,7	9,8 <sup>2</sup>	9,2	26,3	28,9
<b>RWE-Konzern<sup>1</sup></b>	<b>87,5</b>	<b>104,1</b>	<b>92,6</b>	<b>109,5</b>	<b>47,8</b>	<b>60,4</b>	<b>227,9</b>	<b>274,0</b>

<sup>1</sup> Angepasste Vorjahreswerte

<sup>2</sup> Inkl. Gashandel

### Milde Witterung dämpft Gasabsatz

Der Gasabsatz hat sich um 17 % auf 227,9 Mrd. kWh verringert. Die gegenüber 2010 wesentlich mildere Witterung schlug sich in einem geringeren Heizwärmebedarf nieder. Auch wettbewerbsbedingte Kundenverluste trugen zum Mengentrückgang bei.

- Deutschland: Der Unternehmensbereich verkaufte 60,2 Mrd. kWh Gas. Trotz erstmaliger Einbeziehung des Absatzes der NVV-Gruppe blieben wir damit um 14 % hinter dem Vorjahreswert zurück. Der Witterungseinfluss dämpfte den Absatz in allen Kundensegmenten. Besonders hohe Mengeneinbußen verzeichneten wir im Geschäft mit Weiterverteilern, von denen einige ihre Bezüge bei RWE reduziert und sich verstärkt bei Wettbewerbern eingedeckt haben. Im Vertrieb an Industrie- und Geschäftskunden schlugen sich die robuste Konjunktur und die Übernahme von Teilen des Key-Account-Geschäfts der RWE Supply & Trading positiv nieder. Allerdings haben wir auch hier Kunden verloren. Bei Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben machte sich der negative Witterungseffekt besonders bemerkbar, während sich unsere Marktposition etwas verbesserte: In diesem Segment hatten wir zum 30. September 1.280 Tsd. Gaskunden. Das sind 190 Tsd. mehr als ein Jahr zuvor; davon sind 137 Tsd. durch die Einbeziehung von NVV hinzugekommen.

- Niederlande/Belgien: Auch bei Essent hinterließ die mildere Witterung deutliche Spuren im Gasabsatz, der sich um 20% auf 61,2 Mrd. kWh verringerte. Hinzu kam, dass einige Industrie- und Geschäftskunden den Anbieter wechselten. Bei den von Essent versorgten Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben zeigte sich folgendes Bild: Während die Zahl dieser Kunden in den Niederlanden mit 1.935 Tsd. annähernd konstant blieb, ist sie in Belgien um 17 Tsd. auf 73 Tsd. angestiegen.
- Großbritannien: Die Gaslieferungen von RWE npower sanken um 21 % auf 27,6 Mrd. kWh. Neben dem Witterungseffekt kamen hier in begrenztem Umfang auch Energieeinsparungen zum Tragen. RWE npower hat zudem einige Industrie- und Geschäftskunden verloren. Die Zahl der Haushalte und kleinen Gewerbebetriebe, die wir mit Gas beliefern, ist dagegen um 55 Tsd. auf 2.608 Tsd. angestiegen; von diesen Kunden bezogen 2.307 Tsd. auch Strom von uns.
- Zentralost-/Südosteuropa: Der Gasabsatz des Bereichs lag mit 39,4 Mrd. kWh um 20% unter Vorjahr. Auch hier spielte der niedrigere Heizwärmebedarf eine zentrale Rolle, ebenso jedoch der zunehmende Wettbewerbsdruck in unserem Kernmarkt Tschechien. Wir haben dort einige große Industrie- und Geschäftskunden verloren. Hinzu kam, dass ein von uns beliefertes Weiterverteiler seinen Gasbedarf verstärkt bei anderen Anbietern gedeckt hat. Die Zahl unserer tschechischen Privat- und Gewerbekunden ist um 312 Tsd. auf 1.929 Tsd. gesunken. Positiv wirkte der Ausbau unserer Marktposition in der Slowakei. Unsere Vertriebs-tochter RWE Gas Slovensko konnte den Gasverkauf trotz des ungünstigen Witterungseinflusses um 2,0 auf 7,7 Mrd. kWh steigern.
- Upstream Gas & Öl: RWE Dea lieferte 13,2 Mrd. kWh Gas an konzernfremde Kunden. Der Vorjahreswert wurde damit um 6% unterschritten. Hierin spiegelt sich der Rückgang der Gasförderung wider.
- Trading/Gas Midstream: Der Unternehmensbereich setzte 26,3 Mrd. kWh Gas außerhalb des Konzerns ab. RWE Supply & Trading konzentriert sich auf die Gasbeschaffung für RWE-Gesellschaften und erzielt daher überwiegend Innenabsatz. Die externen Lieferungen sind dem Key-Account-Geschäft zuzuordnen; teilweise handelt es sich auch um überschüssige Bezugsmengen, die wir weiterverkaufen. Gegenüber 2010 hat sich der Gasabsatz um 9% verringert. Den Ausschlag gab die erwähnte Übertragung von Teilen des Key-Account-Geschäfts auf RWE Deutschland.

<b>Außenumsatz</b> in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Deutschland	15.323	14.135	8,4	19.528
Stromerzeugung	853	762	11,9	1.072
Vertrieb/Verteilnetze	14.470	13.373	8,2	18.456
Niederlande/Belgien	4.200	4.551	-7,7	6.510
Großbritannien	5.368	5.504	-2,5	7.759
Zentralost-/Südosteuropa	3.558	3.699	-3,8	5.297
Erneuerbare Energien	316	249	26,9	366
Upstream Gas & Öl	1.311	969	35,3	1.353
Trading/Gas Midstream	4.423	5.548	-20,3	7.517
Sonstige, Konsolidierung	3.668	3.855	-4,9	4.990
<b>RWE-Konzern</b>	<b>38.167</b>	<b>38.510</b>	<b>-0,9</b>	<b>53.320</b>
Davon:				
Stromerlöse	25.591	25.706	-0,4	34.803
Direkte Stromsteuer	1.085	951	14,1	1.323
Gaserlöse	9.188	10.168	-9,6	14.491
Ölerlöse	1.139	618	84,3	1.049

### Außenumsatz geringfügig unter Vorjahr

Der RWE-Konzern erwirtschaftete einen Außenumsatz von 38.167 Mio. €. Damit blieben wir knapp hinter dem Vorjahresniveau zurück. Stark verringert haben sich die Erlöse aus dem Verkauf konzerneigener Stromerzeugung durch RWE Supply & Trading. Dem standen positive Effekte aus der Vollkonsolidierung der NVV-Gruppe und gestiegenen Ölnotierungen gegenüber. Auch Wechselkursänderungen beeinflussten die Erlösentwicklung. Für das britische Pfund mussten in den ersten drei Quartalen 2011 durchschnittlich 1,14 € bezahlt werden; im Vorjahreszeitraum waren es 1,17 € gewesen. Der US-Dollar gab ebenfalls nach, und zwar von 0,76 auf 0,71 €. Dagegen hat sich die tschechische Krone gegenüber dem Euro von 0,039 € auf 0,041 € verteuert. Lässt man Konsolidierungs- und Wechselkurseinflüsse außer Betracht, war der Konzernumsatz um 2% rückläufig.

- **Deutschland:** Der Außenumsatz des Unternehmensbereichs lag mit 15.323 Mio. € um 8% über Vorjahr. Ohne den Effekt aus der Vollkonsolidierung von NVV ergäbe sich ein Plus von 4%. Die Stromerlöse stiegen um 11% auf 11.498 Mio. €. Neben der Einbeziehung von NVV trugen dazu Preisanhebungen bei, mit denen wir auf den starken Anstieg der Aufwendungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) reagierten. Die nach dem EEG zu leistende Abgabe beträgt zurzeit 3,5 Cent je Kilowattstunde. Das sind 1,5 Cent mehr als 2010. Unsere Preiserhöhungen fielen allerdings geringer aus, da wir im Stromeinkauf Einsparungen erzielten und diese ebenfalls an unsere Kunden weitergegeben haben. Im Gasgeschäft ist der Umsatz trotz Einbeziehung der NVV-Gruppe um 5% auf 2.480 Mio. € gesunken. Den Ausschlag gaben die erläuterten Absatzeinbußen.

- Niederlande/Belgien: Der Bereich setzte 4.200 Mio. € um und damit 8% weniger als im Vorjahreszeitraum. Die Stromerlöse stiegen um 1% auf 1.631 Mio. €. Hier kam der leicht verbesserte Absatz zum Tragen. Dagegen hat sich der Gasumsatz mengenbedingt um 13% auf 2.413 Mio. € verringert.
- Großbritannien: Bei RWE npower ging der Außenumsatz um 2% auf 5.368 Mio. € zurück. Rechnet man Wechselkurseffekte heraus, blieb er nahezu unverändert. Die Stromerlöse betrugen 3.945 Mio. €. Sie haben sich um 2% und auf Pfund-Basis um 5% erhöht. Hauptgrund ist, dass RWE npower angesichts gestiegener Beschaffungskosten die Preise anpasste. Seine Privatkundentarife hat das Unternehmen zum 4. Januar 2011 um durchschnittlich 5,1% angehoben, und zwar sowohl für Strom als auch für Gas. Trotz der Preisanhebung hat sich der Gasumsatz von RWE npower um 21% auf 1.030 Mio. € verringert. Wechselkursbereinigt lag er um 19% unter Vorjahr. Das ergibt sich aus den erläuterten Absatzeinbußen.
- Zentralost-/Südosteuropa: Die konzernexternen Erlöse des Bereichs lagen mit 3.558 Mio. € um 4% unter Vorjahr. Ohne Wechselkurseinflüsse sind sie um 8% gesunken. Die Stromerlöse beliefen sich unverändert auf 1.841 Mio. €. Auf währungsbereinigter Basis waren sie geringfügig niedriger als 2010. Im Gasgeschäft haben sich die Erlöse um 8% auf 1.640 Mio. € verringert. Rechnet man den Wechselkurseinfluss heraus, ergibt sich ein Minus von 11%, das im Wesentlichen auf witterungs- und wettbewerbsbedingte Absatzeinbußen in Tschechien zurückzuführen ist.
- Erneuerbare Energien: RWE Innogy legte beim Außenumsatz um 27% auf 316 Mio. € zu. Hier kam die höhere Erzeugung zum Tragen. Daneben profitierten wir vom gestiegenen Preisniveau an den Strom-Großhandelsmärkten; dies betraf im Wesentlichen spanische Windkraftanlagen und jene deutschen Laufwasserkraftwerke, die nicht unter das EEG fallen. Mehrerlöse erzielten wir auch durch Verkauf von Herkunftsnachweisen für Erzeugungsmengen, die wir direkt vermarkteten. Mit den Nachweisen können unsere Abnehmer beim Weiterverkauf des Stroms belegen, dass er aus regenerativen Quellen stammt.
- Upstream Gas & Öl: RWE Dea steigerte den Außenumsatz um 35% auf 1.311 Mio. €. Das Unternehmen setzte seine Rohöl- und Gasproduktion zu wesentlich höheren Preisen ab als im Vorjahr. Hinzu kamen positive Effekte aus der gestiegenen Ölförderung, während der leichte Rückgang der Gasförderung und die Abwertung des US-Dollars gegenüber dem Euro den Erlösanstieg bremsen.
- Trading/Gas Midstream: Der Außenumsatz des Bereichs verringerte sich um 20% auf 4.423 Mio. €. Hier spiegelt sich der Rückgang des Strom- und Gasabsatzes wider. Ein weiterer Grund ist, dass RWE Supply & Trading konzerneigene Stromerzeugung für 2011 im Durchschnitt zu einem niedrigeren Preis vermarktete als Erzeugung für 2010. Wie bereits erläutert, verkaufen wir unseren Strom größtenteils auf Jahre im Voraus. Unsere diesjährigen Erlöse wurden daher in starkem Maße von der seit 2008 beobachteten Preisentwicklung am Stromterminmarkt bestimmt.

<b>Innenumsatz</b> in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Deutschland	10.047	10.885	-7,7	14.804
Stromerzeugung	6.721	7.609	-11,7	10.378
Vertrieb/Verteilnetze	3.326	3.276	1,5	4.426
Niederlande/Belgien	39	389	-90,0	551
Großbritannien	8	9	-	11
Zentralost-/Südosteuropa	399	362	10,2	474
Erneuerbare Energien	166	145	14,5	203
Upstream Gas & Öl	139	100	39,0	134
Trading/Gas Midstream	15.087	15.100	-0,1	21.466

<b>Überleitung vom Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit zum EBITDA</b> in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit <sup>1</sup>	3.204	5.086	-37,0	6.507
+ Betriebliches Beteiligungsergebnis	484	270	79,3	345
+ Neutrales Beteiligungsergebnis	-14	-4	-	62
- Neutrales Ergebnis	596	777	-23,3	767
Betriebliches Ergebnis	4.270	6.129	-30,3	7.681
+ Betriebliche Abschreibungen	1.974	1.785	10,6	2.575
<b>EBITDA</b>	<b>6.244</b>	<b>7.914</b>	<b>-21,1</b>	<b>10.256</b>

<sup>1</sup> Siehe Gewinn- und Verlustrechnung auf Seite 40

<b>EBITDA</b> in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Deutschland	4.067	5.265	-22,8	6.728
Stromerzeugung	2.380	3.546	-32,9	4.510
Vertrieb/Verteilnetze	1.687	1.719	-1,9	2.218
Niederlande/Belgien	336	458	-26,6	660
Großbritannien	449	266	68,8	504
Zentralost-/Südosteuropa	1.124	1.154	-2,6	1.440
Erneuerbare Energien	214	123	74,0	211
Upstream Gas & Öl	736	441	66,9	619
Trading/Gas Midstream	-831	75	-	-7
Sonstige, Konsolidierung	149	132	12,9	101
<b>RWE-Konzern</b>	<b>6.244</b>	<b>7.914</b>	<b>-21,1</b>	<b>10.256</b>

Betriebliches Ergebnis in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Deutschland	3.176	4.458	-28,8	5.575
Stromerzeugung	1.974	3.172	-37,8	4.000
Vertrieb/Verteilnetze	1.202	1.286	-6,5	1.575
Niederlande/Belgien	181	274	-33,9	391
Großbritannien	276	112	146,4	272
Zentralost-/Südosteuropa	935	969	-3,5	1.173
Erneuerbare Energien	99	20	395,0	72
Upstream Gas & Öl	450	233	93,1	305
Trading/Gas Midstream	-842	67	-	-21
Sonstige, Konsolidierung	-5	-4	-25,0	-86
<b>RWE-Konzern</b>	<b>4.270</b>	<b>6.129</b>	<b>-30,3</b>	<b>7.681</b>

### Operatives Ergebnis spiegelt Belastungen aus der deutschen Energiepolitik wider

Die Ertragslage des RWE-Konzerns hat sich gegenüber 2010 erheblich verschlechtert. Das EBITDA ging um 21 % auf 6.244 Mio. € zurück, das betriebliche Ergebnis um 30 % auf 4.270 Mio. €. Wesentlich dazu beigetragen hat die Laufzeitverkürzung für unsere deutschen Kernkraftwerke; gemeinsam mit der neuen Brennelementesteuer minderte sie das betriebliche Ergebnis gegenüber dem Vorjahreszeitraum um rund 1 Mrd. €. Auch gesunkene Stromerzeugungsmargen, eine außergewöhnlich schwache Performance im Energiehandel und hohe Belastungen im Midstream-Geschäft führten zu Ertragseinbußen. Ohne Konsolidierungs- und Wechselkurseffekte hätte sich das EBITDA um 23 % und das betriebliche Ergebnis um 32 % verringert.

- Deutschland: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs lag mit 3.176 Mio. € um 29 % unter Vorjahr. In den beiden Geschäftsfeldern Stromerzeugung und Vertrieb/Verteilnetze zeigten sich folgende Entwicklungen:

**Stromerzeugung:** Hier ist das betriebliche Ergebnis um 38 % auf 1.974 Mio. € gefallen. Ausschlaggebender Faktor waren die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima. Durch das im März verfügte Kernenergiemoratorium, das einen zunächst auf drei Monate befristeten Betriebsstopp für Biblis A und B vorsah, hatten wir erhebliche Margeneinbußen. Hinzu kommen die Belastungen aus der Anfang August in Kraft getretenen 13. Atomgesetz-Novelle: Darin ist festgelegt, dass unsere Blöcke Biblis A und B nicht wieder angefahren werden dürfen. Die übrigen RWE-Blöcke müssen spätestens Ende 2017 (Gundremmingen B), Ende 2021 (Gundremmingen C) und Ende 2022 (Emsland) vom Netz. Der vorgezogene Kernenergieausstieg machte eine Anhebung der für die Stilllegung der Anlagen gebildeten Rückstellungen erforderlich. Außerdem mussten wir Brennelemente aus dem Kraftwerk Biblis abschreiben, da wir sie nicht mehr nutzen können. Die erstmals erhobene Brennelementesteuer schlug mit 209 Mio. € negativ zu Buche. Neben der Energiepolitik führten auch ungünstige Entwicklungen an den Commodity-Märkten zu Belastungen. So haben wir unsere Stromproduktion für 2011 zu niedrigeren Preisen

abgesetzt als die für 2010. Hinzu kam, dass sich unsere Steinkohlebezüge verteuerten. Wir verkaufen unsere Erzeugung grundsätzlich bis zu drei Jahre vor Lieferung des Stroms und decken uns zeitgleich mit den benötigten Brennstoffen und Emissionsrechten ein. Entlastungen hatten wir bei der Beschaffung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten: Hier verringerte sich der Aufwand um 84 Mio. € auf 417 Mio. €. Positive Effekte ergaben sich auch aus Anpassungen bei den Kernenergie- und Bergbaurückstellungen, die der laufzeitbedingten Anhebung entgegenwirkten.

Vertrieb/Verteilnetze: Das betriebliche Ergebnis dieses Geschäftsfeldes war mit 1.202 Mio. € um 7 % niedriger als in den ersten drei Quartalen 2010. Ohne den Effekt aus der Vollkonsolidierung von NVV wäre es um 14 % gesunken. Im Netzgeschäft dämpften gestiegene Instandhaltungsaufwendungen die Ertragslage; außerdem waren hier die Durchleitungsmengen und damit die Entgelte witterungsbedingt rückläufig, vor allem beim Gas. Positiv wirkte, dass geringere Ergebnisbelastungen aus der sogenannten Mehrerlösabschöpfung anfielen. Zum Hintergrund: Nach Auffassung der Bundesnetzagentur haben die Netzbetreiber in der Anfangsphase der Regulierung (2005 bis 2007) zu hohe Erlöse vereinnahmt; dies müssen sie seit 2010 durch Abschläge auf die Netzentgelte ausgleichen. Die Ertragslage in unserem deutschen Vertriebsgeschäft war etwas schwächer als im Vorjahreszeitraum. Dabei kamen die Einbußen beim Gasabsatz zum Tragen, aber auch Mehrkosten für Projekte und IT. Ein Plus verzeichneten wir beim Beteiligungsergebnis.

- Niederlande/Belgien: Das betriebliche Ergebnis des Bereichs ging um 34 % auf 181 Mio. € zurück. Wie bereits dargestellt, weisen wir seit 2011 Teile des Gas-Midstream-Geschäfts von Essent bei RWE Supply & Trading aus. Der Ergebnisbeitrag dieser Aktivitäten war im Vorjahr u.a. witterungsbedingt außergewöhnlich hoch ausgefallen. Dass sich die Ertragslage von Essent verschlechterte, ist auch auf Margenrückgänge in der Stromerzeugung zurückzuführen. Dem standen positive Effekte aus Kostensenkungen gegenüber. Außerdem profitierten wir davon, dass wir unsere Gas-Midstream-Aktivitäten ausgeweitet haben: Den Transport des Gases von unseren Lieferanten zu unseren Endkunden nehmen wir nun zunehmend selbst in die Hand.
- Großbritannien: RWE npower hat das betriebliche Ergebnis um 164 Mio. € auf 276 Mio. € gesteigert. Basis dafür waren umfangreiche Maßnahmen zur Kostensenkung und Effizienzsteigerung. Diese wirkten sich besonders in der Vertriebssparte aus: Dort konnten beispielsweise die Forderungsausfälle stark verringert werden. Das Ergebnis im Vertrieb hat sich insgesamt deutlich verbessert. Dabei spielten auch gestiegene Margen im Großkundengeschäft eine Rolle. Im Privatkundensegment konnten wir Belastungen aus Preissteigerungen im Strom- und Gaseinkauf durch die Tarifierhebung im Januar abfedern. Negativ wirkte der Rückgang des Gasverbrauchs. In der Erzeugungssparte kam uns zugute, dass ein Zulieferer Schadensersatz für Verspätungen bei Investitionsprojekten leistete und dass das Gaskraftwerk Staythorpe die Produktion aufgenommen hat. RWE npower profitierte außerdem davon, dass bereits abgeschriebene Altforderungen gegen den Ende 2001 in Insolvenz gegangenen Energiehändler Enron jetzt teilweise beglichen worden sind.
- Zentralost-/Südosteuropa: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs hat sich um 4 % auf 935 Mio. € verringert. Ohne Wechselkurseffekte ergibt sich ein Minus von 6 %. Im tschechischen Gasgeschäft belastete der Absatzrückgang das Vertriebsergebnis und gesunkene Durchleitungsmengen die Margen im Verteilnetz; außerdem führten geänderte regulatorische Vorgaben zu einem Rückgang der Transporterlöse und damit des Ergebnisses von NET4GAS. In Ungarn dämpften wettbewerbsbedingte Absatzverluste die

Ertragslage im Stromvertrieb. Hinzu kam, dass die Regierung des Landes eine Sondersteuer für Energieversorger und Unternehmen weiterer Branchen eingeführt hat.

- Erneuerbare Energien: Höhere Erzeugungsmengen und das zuletzt gestiegene Strompreisniveau trugen dazu bei, dass RWE Innogy um 79 Mio. € auf 99 Mio. € zulegen konnte. Ähnlich wie bei RWE npower gab es einen positiven Sondereffekt aus Schadensersatzleistungen. Gewährt wurden sie uns für Verspätungen beim Bau des Offshore-Windparks Greater Gabbard, an dem wir mit 50% beteiligt sind. Allerdings resultieren aus der Wachstumsstrategie von RWE Innogy weiterhin hohe Belastungen, denn die laufenden und geplanten Investitionsprojekte sind mit erheblichen Vorlaufkosten verbunden.
- Upstream Gas & Öl: Bei RWE Dea hat sich das Ergebnis auf 450 Mio. € annähernd verdoppelt. Basis dafür war der deutliche Anstieg bei den Öl- und Gaspreisen sowie der Ölförderung. Da wir in einigen Konzessionen die Erkundung von Vorkommen abgeschlossen haben, sank der Explorationsaufwand. Allerdings fielen mit zunehmender Fördertätigkeit auch höhere Produktionskosten an. Dies und der schwächere US-Dollar dämpften den Ergebnisanstieg bei RWE Dea. Belastungen resultierten auch aus einer Anhebung des Abgabensatzes auf unsere deutsche Gasförderung.
- Trading/Gas Midstream: RWE Supply & Trading schloss mit einem betrieblichen Verlust von 842 Mio. € ab, nachdem im Vorjahreszeitraum noch ein Gewinn von 67 Mio. € erwirtschaftet worden war. Unsere Performance im Handelsgeschäft war ungewöhnlich schwach. Hinzu kam, dass wir in geringerem Maße als 2010 von der Realisierung erfolgreicher Termingeschäfte aus Vorjahren profitierten. Dies betraf vor allem die externe Vermarktung der Stromerzeugung von RWE Power und RWE npower. Die dabei erzielten Handelsmargen werden generell erst bei Erfüllung der Grundgeschäfte ergebniswirksam, d.h. bei Lieferung des Stroms. Im Gas-Midstream-Geschäft bleibt die Ertragslage dadurch belastet, dass wir Gas teilweise auf Basis ölindezielter Langfristverträge beziehen und wir für diese Mengen zurzeit deutlich höhere Preise zahlen müssen, als wir beim Weiterverkauf am Markt erzielen können. Dem standen positive Effekte aus der Übernahme von Teilen des Midstream-Geschäfts von Essent gegenüber.

### Überleitung zum Nettoergebnis: Erhebliche Sondereffekte

Die Überleitung vom betrieblichen Ergebnis zum Nettoergebnis ist durch eine Reihe von Sondereinflüssen geprägt. Erträge aus Beteiligungsveräußerungen und der Wegfall vorjähriger Belastungen aus Commodity-Derivaten schlugen positiv zu Buche. Dem standen Belastungen gegenüber, u.a. aus Rückstellungen für Personalmaßnahmen sowie außerplanmäßigen Abschreibungen auf unseren niederländischen Kraftwerkspark und das mit Essent übernommene Gasspeichergeschäft.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2010
Veräußerungsgewinne	378	17	361	68
Ergebniseffekte aus Commodity-Derivaten	50	-793	843	-337
Restrukturierungen, Sonstige	-1.024	-1	-1.023	-498
<b>Neutrales Ergebnis</b>	<b>-596</b>	<b>-777</b>	<b>181</b>	<b>-767</b>

Die genannten Sondereffekte spiegeln sich im neutralen Ergebnis wider, das sich um 181 Mio. € auf –596 Mio. € verbesserte. Seine Einzelpositionen haben sich folgendermaßen entwickelt:

- Im Berichtszeitraum erzielten wir Veräußerungsgewinne von 378 Mio. €. Sie stammen hauptsächlich aus dem Verkauf von Thyssengas, unserer Minderheitsbeteiligung an einem Steinkohlekraftwerk in Rostock und der Mehrheit an Amprion. Im Vorjahreszeitraum waren keine wesentlichen Veräußerungsgewinne angefallen.
- Die bilanzielle Erfassung von Geschäften mit Commodity-Derivaten führte zu einem Ertrag in Höhe von 50 Mio. €. Im Vorjahreszeitraum hatten wir dagegen unter dieser Position noch einen Aufwand von 793 Mio. € ausgewiesen, der sich größtenteils aus der preislichen Absicherung von Gastermingeschäften der RWE Supply & Trading ergab. Zum Hintergrund: Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) sind bestimmte Derivate, die der Absicherung von Terminkontrakten (Grundgeschäften) dienen, mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag zu bilanzieren, während die (gegenläufigen) Grundgeschäfte erst später bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen. Dadurch entstehen kurzfristige Ergebniseffekte, die sich im Laufe der Zeit wieder aufheben.
- Das Ergebnis der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ verschlechterte sich um 1.023 Mio. € auf –1.024 Mio. €. Belastungen in Höhe von rund 270 Mio. € resultierten aus einer Wertberichtigung auf das Erzeugungsportfolio von Essent. Hintergrund ist, dass die Margen, die unsere niederländischen Gas- und Steinkohlekraftwerke am Großhandelsmarkt erzielen können, stark gesunken sind. Auch im früheren Gasspeichergeschäft von Essent, das inzwischen von den Bereichen Deutschland und Trading/Gas Midstream geführt wird, mussten wir wegen verschlechterter Ertragsperspektiven Abschreibungen vornehmen. Diese summierten sich auf 200 Mio. €. Hinzu kamen Aufwendungen in Höhe von 286 Mio. € für Altersteilzeitregelungen und Abfindungen, mit denen wir Maßnahmen zum Personalabbau sozialverträglich umsetzen können. Dies betrifft größtenteils RWE Power und RWE Deutschland. Die planmäßige Abschreibung auf den Kundenstamm von RWE npower betrug 192 Mio. € und war damit wechsellkursbedingt etwas niedriger als im Vorjahreszeitraum (196 Mio. €).

<b>Finanzergebnis</b> in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2010
Zinserträge	320	337	-17	448
Zinsaufwendungen	-767	-863	96	-1.258
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-447</b>	<b>-526</b>	<b>79</b>	<b>-810</b>
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-617	-678	61	-940
Übriges Finanzergebnis	-106	-22	-84	-186
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-1.170</b>	<b>-1.226</b>	<b>56</b>	<b>-1.936</b>

Das Finanzergebnis verbesserte sich um 56 Mio. € auf –1.170 Mio. €. Seine Einzelpositionen haben sich folgendermaßen verändert:

- Das Zinsergebnis stieg um 79 Mio. € auf –447 Mio. €. Positiv wirkte, dass bestimmte Verpflichtungen zu unverzinslichen Vorausleistungen weggefallen sind und wir Rückstellungen für den erwarteten Zinsentgang auflösen konnten.
- Die Zinsanteile an Zuführungen zu den langfristigen Rückstellungen verringerten sich um 61 Mio. € auf 617 Mio. €. Dies ergibt sich u.a. aus der Neubewertung von Rückstellungen infolge einer Anhebung der Diskontierungssätze.
- Das „übrige Finanzergebnis“ sank um 84 Mio. € auf –106 Mio. €. Stark verringerte Erträge aus Wertpapierverkäufen waren dafür maßgeblich.

Überleitung zum Nettoergebnis		Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	4.270	6.129	-30,3	7.681
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-596	-777	23,3	-767
Finanzergebnis	Mio. €	-1.170	-1.226	4,6	-1.936
<b>Ergebnis vor Steuern</b>	Mio. €	<b>2.504</b>	<b>4.126</b>	<b>-39,3</b>	<b>4.978</b>
Ertragsteuern	Mio. €	-802	-1.274	37,0	-1.376
<b>Ergebnis</b>	Mio. €	<b>1.702</b>	<b>2.852</b>	<b>-40,3</b>	<b>3.602</b>
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	242	215	12,6	279
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	44	-	-	15
<b>Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG</b>	Mio. €	<b>1.416</b>	<b>2.637</b>	<b>-46,3</b>	<b>3.308</b>
<b>Nachhaltiges Nettoergebnis</b>	Mio. €	<b>1.782</b>	<b>3.175</b>	<b>-43,9</b>	<b>3.752</b>
Ergebnis je Aktie	€	2,65	4,94	-46,4	6,20
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,34	5,95	-43,9	7,03
Steuerquote	%	32	31	-	28

Unser Ergebnis vor Steuern sank um 39% auf 2.504 Mio. €. Obwohl höhere steuerfreie Veräußerungsgewinne anfielen als im Vorjahreszeitraum, ist unsere Steuerquote geringfügig auf 32% gestiegen. Das ergab sich aus Sondereffekten im dritten Quartal. Außerdem stieg der in Hochsteuerländern erwirtschaftete Ergebnisbeitrag der RWE Dea. Im Gesamtjahr wird die Steuerquote wohl etwas unter dem aktuellen Wert liegen. Nach Steuern belief sich das Konzernergebnis auf 1.702 Mio. €, was einem Minus von 40% entspricht. Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter erhöhten sich um 13% auf 242 Mio. €. Unter dieser Position weisen wir erstmals auch die Ergebnisbeiträge aus, die den Mitgesellschaftern von NVV zustehen. Dies ergibt sich aus der Vollkonsolidierung des Unternehmens. Den Inhabern unserer im September 2010 begebenen Hybridanleihe waren Ergebnisanteile in Höhe von 44 Mio. € zuzurechnen. Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten nach Steuern, die auf den Berichtszeitraum entfallen.

Aus den dargestellten Entwicklungen ergibt sich für den RWE-Konzern ein Nettoergebnis von 1.416 Mio. €, das um 46% unter dem Vorjahreswert liegt. Unser Ergebnis je Aktie ist dementsprechend von 4,94 € auf 2,65 € gesunken. In den ersten drei Quartalen waren durchschnittlich 533,6 Millionen RWE-Aktien im Umlauf und damit ebenso viele wie im Vergleichszeitraum 2010.

### Nachhaltiges Nettoergebnis um 44% unter Vorjahr

Maßgeblich für die Höhe unserer Dividende ist das um Sondereinflüsse bereinigte, nachhaltige Nettoergebnis. Darin nicht enthalten ist das neutrale Ergebnis (inkl. der darauf entfallenden Steuern). Sofern wesentliche Einmaleffekte im Finanzergebnis und bei den Ertragsteuern auftreten, bleiben diese ebenfalls unberücksichtigt. Im Berichtszeitraum erzielten wir ein nachhaltiges Nettoergebnis von 1.782 Mio. €. Damit lagen wir um 44% unter dem Vergleichswert für 2010. Im Gesamtjahr 2011 wird der Rückgang nicht ganz so hoch ausfallen: Wir rechnen hier nach wie vor mit einem Minus von ca. 35%.

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2010
Deutschland	1.315	1.311	4	2.410
Stromerzeugung	772	813	-41	1.180
Vertrieb/Verteilnetze	543	498	45	1.230
Niederlande/Belgien	784	880	-96	1.144
Großbritannien	301	638	-337	876
Zentralost-/Südosteuropa	646	225	421	430
Erneuerbare Energien	632	415	217	614
Upstream Gas & Öl	532	303	229	507
Trading/Gas Midstream	13	1	12	4
Sonstige, Konsolidierung	183	226	-43	394
<b>RWE-Konzern</b>	<b>4.406</b>	<b>3.999</b>	<b>407</b>	<b>6.379</b>

Investitionen in Finanzanlagen in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2010
Deutschland	17	33	-16	45
Stromerzeugung	-	2	-2	2
Vertrieb/Verteilnetze	17	31	-14	43
Niederlande/Belgien	430	2	428	3
Großbritannien	23	23	-	23
Zentralost-/Südosteuropa	1	7	-6	8
Erneuerbare Energien	36	24	12	95
Upstream Gas & Öl	-	-	-	-
Trading/Gas Midstream	7	8	-1	61
Sonstige, Konsolidierung	-	29	-29	29
<b>RWE-Konzern</b>	<b>514</b>	<b>126</b>	<b>388</b>	<b>264</b>

### Investitionen um 19% aufgestockt

Der RWE-Konzern setzte 4.920 Mio. € für Investitionen ein und damit 19% mehr als im Vorjahreszeitraum (4.125 Mio. €). Dazu trug der Erwerb der Energy Resources Holding B.V. bei, über den wir auf Seite 11 berichten. Diese Transaktion war ausschlaggebend dafür, dass sich unsere Finanzinvestitionen um 388 Mio. € auf 514 Mio. € erhöhten. Die Ausgaben für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte sind ebenfalls gestiegen, und zwar um 407 Mio. € auf 4.406 Mio. €. Der Großteil dieser Mittel floss in den Ausbau und die Modernisierung unserer Stromerzeugungskapazitäten. Wichtigste Projekte des Unternehmensbereichs Deutschland sind ein Braunkohle-Doppelblock mit 2.100 MW Nettoleistung am Standort Neurath und ein Steinkohle-Doppelblock mit 1.528 MW in Hamm. Diese Anlagen sind im Bau und werden voraussichtlich 2012 (Neurath) bzw. 2013 (Hamm) den Betrieb aufnehmen. Daneben investiert der Unternehmensbereich Deutschland in die Verbesserung der Netzinfrastruktur. Größtes Einzelvorhaben im Bereich Niederlande/Belgien ist ein Steinkohle-Doppelblock in Eemshaven mit 1.560 MW, der 2014 fertiggestellt sein soll. Außerdem errichtet Essent derzeit die beiden Gaskraftwerke Moerdijk 2 mit 426 MW und Claus C mit 1.304 MW. Die Inbetriebnahme dieser Anlagen ist für 2011 bzw. 2012 geplant. Wichtigstes Projekt von RWE npower ist das Gaskraftwerk in Pembroke, das 2012 mit einer Nettoleistung von 2.188 MW ans Netz gehen soll. Der Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa investiert schwerpunktmäßig in die Verbesserung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur sowie in den Bau eines 775-MW-Gaskraftwerks im türkischen Denizli, das voraussichtlich Ende 2012 fertiggestellt wird. RWE Innogy verfolgt das Ziel, die Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien stark auszuweiten. In den ersten drei Quartalen standen Windkraftprojekte im Vordergrund, allen voran die Errichtung von Offshore-Windparks in Großbritannien und Deutschland. Weitere Mittel flossen in die Anschaffung von Spezialschiffen, die wir für den Transport der Windkraftanlagen und ihre Aufstellung im Meer einsetzen werden. Unsere Upstream-Tochter RWE Dea konzentriert sich auf die Entwicklung von Öl- und Gasfeldern zur Vorbereitung der Fördertätigkeit. Größtes Einzelvorhaben ist derzeit die Konstruktion einer Bohrplattform im Nordseefeld Breagh und ihre Pipeline-Anbindung an das britische Festland.

Kapitalflussrechnung <sup>1</sup> in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010	+/- in %	Jan – Dez 2010
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	4.540	4.404	3,1	5.500
Davon: Veränderung des Nettoumlaufvermögens	372	-881	142,2	-2.349
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	-3.837	-3.869	0,8	-6.683
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-1.600	203	-	638
Einfluss von Wechsel- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-4	6	-	6
<b>Veränderung der flüssigen Mittel</b>	<b>-901<sup>2</sup></b>	<b>744</b>	<b>-221,1</b>	<b>-539</b>
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	4.540	4.404	3,1	5.500
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-4.406	-3.999	-10,2	-6.379
<b>Free Cash Flow</b>	<b>134</b>	<b>405</b>	<b>-66,9</b>	<b>-879</b>

<sup>1</sup> Die vollständige Kapitalflussrechnung findet sich auf Seite 43.

<sup>2</sup> Inkl. -59 Mio. € aus dem Abgang flüssiger Mittel, die in der Bilanz zum 31. Dezember 2010 als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen waren.

### Operativer Cash Flow trotz Ergebnisrückgang um 3 % über Vorjahr

In den ersten drei Quartalen erwirtschafteten wir einen Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von 4.540 Mio. €. Gegenüber 2010 ist das ein Plus von 3%. Damit hat sich der Cash Flow wesentlich besser entwickelt als unser Ergebnis. Hauptgrund sind positive Effekte im Nettoumlaufvermögen (Working Capital). So haben wir Ausgaben für CO<sub>2</sub>-Zertifikate teilweise ins Jahr 2010 vorverlagert. Des Weiteren führte die Anhebung der EEG-Umlage zum 1. Januar 2011 zu einer vorübergehend besseren Liquidität bei Amprion. Betreiber des Stromübertragungsnetzes erhalten den EEG-Ausgleich für Mehraufwand durch Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energien; die Umlage wird jährlich auf Basis von Schätzungen neu festgesetzt. Der Mittelabfluss aus der Investitionstätigkeit lag bei 3.837 Mio. €. Das heißt, um diesen Betrag überstiegen unsere Ausgaben für Investitionen (inkl. Geldanlagen) die Einnahmen aus Anlagenabgängen und Unternehmensverkäufen. Durch unsere Finanzierungstätigkeit sind im Saldo 1.600 Mio. € abgeflossen. Die Dividendenzahlung der RWE AG schlug hier mit 1.867 Mio. € zu Buche. Außerdem haben wir im September eine Anleihe über 1,5 Mrd. € getilgt. Dem standen Nettozuflüsse aus der Begebung von Commercial Paper in Höhe von 2,0 Mrd. € gegenüber. In Summe haben die dargestellten Zahlungsströme den Liquiditätsbestand verringert: Unsere flüssigen Mittel sind seit Jahresbeginn um 901 Mio. € gesunken.

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, verringert um die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, ergibt den Free Cash Flow. Dieser ist wegen der verstärkten Investitionstätigkeit um 271 Mio. € auf 134 Mio. € zurückgegangen.

Nettoschulden in Mio. €	30.09.11	31.12.10	+/- in %
Flüssige Mittel	1.634	2.476	-34,0
Wertpapiere	3.356	3.445	-2,6
Sonstiges Finanzvermögen	2.387	1.985	20,3
<b>Finanzvermögen</b>	<b>7.377</b>	<b>7.906</b>	<b>-6,7</b>
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	18.229	17.572	3,7
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.108	2.238	-5,8
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>20.337</b>	<b>19.810</b>	<b>2,7</b>
<b>Nettofinanzschulden</b>	<b>12.960</b>	<b>11.904</b>	<b>8,9</b>
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.967	3.318	19,6
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	48	56	-14,3
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.270	10.010	2,6
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.852	2.920	-2,3
Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	869	880	-1,3
Zur Veräußerung bestimmtes Nettovermögen	-	12	-
<b>Nettoschulden des RWE-Konzerns</b>	<b>30.870</b>	<b>28.964</b>	<b>6,6</b>

### Nettoschulden auf 30,9 Mrd. € gestiegen

Unsere Nettoschulden beliefen sich zum 30. September 2011 auf 30,9 Mrd. €. Gegenüber dem Stand zum 31. Dezember 2010 sind sie um 1,9 Mrd. € gestiegen. Wesentlich dazu beigetragen haben unsere Investitionen und die Dividendenzahlung der RWE AG. Außerdem sind die Rückstellungen gestiegen, insbesondere die für Pensionen. Schuldenmindernd wirkten der operative Cash Flow und Erlöse aus dem Verkauf von Beteiligungen.

### Bilanzstruktur: Leicht verringerte Eigenkapitalquote

Der RWE-Konzern wies zum 30. September 2011 eine Bilanzsumme von 87,7 Mrd. € aus. Das sind 5,4 Mrd. € weniger als Ende 2010. Hier kam u.a. die Entkonsolidierung von Amprion zum Tragen. Nicht zuletzt wegen dieser Transaktion waren unsere kurzfristigen Forderungen um 2,6 Mrd. € rückläufig. Die Derivatepositionen auf der Aktivseite der Bilanz sanken um 2,0 Mrd. € und die Bestände an flüssigen Mitteln und kurzfristig gehaltenen Wertpapieren um 1,0 Mrd. €, während sich die Sachanlagen um 1,1 Mrd. € erhöhten. Für das Eigenkapital des RWE-Konzerns ergab sich ein Rückgang um 1,9 Mrd. €. Besonders die Dividendenzahlung und negative Effekte aus der Bewertung von Sicherungsgeschäften spielten dabei eine Rolle. Die Eigenkapitalquote verringerte sich von 18,7 auf 17,6%.

Konzernbilanzstruktur	30.09.11		31.12.10	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
<b>Aktiva</b>				
Langfristiges Vermögen	62.541	71,3	60.465	65,0
Davon: Immaterielle Vermögenswerte	17.248	19,7	17.350	18,6
Davon: Sachanlagen	33.335	38,0	32.237	34,6
Kurzfristiges Vermögen	25.179	28,7	32.612	35,0
Davon: Forderungen und sonstige Vermögenswerte <sup>1</sup>	17.029	19,4	23.258	25,0
<b>Gesamt</b>	<b>87.720</b>	<b>100,0</b>	<b>93.077</b>	<b>100,0</b>
<b>Passiva</b>				
Eigenkapital	15.458	17,6	17.417	18,7
Langfristige Schulden	45.992	52,4	45.162	48,5
Davon: Rückstellungen	23.963	27,3	23.485	25,2
Davon: Finanzverbindlichkeiten	16.237	18,5	15.908	17,1
Kurzfristige Schulden	26.270	29,9	30.498	32,8
Davon: Sonstige Verbindlichkeiten <sup>2</sup>	17.658	20,1	20.881	22,4
<b>Gesamt</b>	<b>87.720</b>	<b>100,0</b>	<b>93.077</b>	<b>100,0</b>

1 Inkl. Finanzforderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuererstattungsansprüche

2 Inkl. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

### RWE schafft neue Stellen

Zum 30. September 2011 waren 72.478 Mitarbeiter im RWE-Konzern beschäftigt, davon 41.698 bzw. 58% an deutschen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Gegenüber dem 31. Dezember 2010 sind 1.622 Mitarbeiter hinzugekommen. Das entspricht einem Plus von 2%. Von den zusätzlichen Stellen wurden 1.489 durch operative Veränderungen geschaffen, während 133 auf Konsolidierungseffekte zurückzuführen sind. Erstmals in unsere Zahlen einbezogen haben wir die 1.151 Beschäftigten der nunmehr vollkonsolidierten NVV-Gruppe. Nicht mehr enthalten sind dagegen die Mitarbeiter von Thyssen-gas (289) und Amprion (816).

Mitarbeiter <sup>1</sup>	30.09.11	31.12.10	+/- in %
Deutschland	35.868	34.184	4,9
Stromerzeugung	15.454	15.409	0,3
Vertrieb/Verteilnetze	20.414	18.775	8,7
Niederlande/Belgien	3.834	3.899	-1,7
Großbritannien	12.277	11.711	4,8
Zentralost-/Südosteuropa	11.392	11.163	2,1
Erneuerbare Energien	1.479	1.232	20,0
Upstream Gas & Öl	1.353	1.363	-0,7
Trading/Gas Midstream	1.573	1.512	4,0
Sonstige	4.702 <sup>2</sup>	5.792	-18,8
<b>RWE-Konzern</b>	<b>72.478</b>	<b>70.856</b>	<b>2,3</b>

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

2 Davon 2.400 Mitarbeiter bei RWE IT und 1.565 Mitarbeiter bei RWE Service

### Forschung und Entwicklung: RWE gründet europäischen Speicherverband

In den ersten drei Quartalen 2011 haben wir 93 Mio. € für Forschung und Entwicklung (F&E) aufgewendet (Vorjahr: 106 Mio. €). Darüber hinaus sind Entwicklungsausgaben in Höhe von 67 Mio. € (Vorjahr: 76 Mio. €) aktiviert worden. Im Zentrum unserer F&E-Tätigkeit steht die Entwicklung von Lösungen, die zu einer umweltschonenden, zuverlässigen und bezahlbaren Energieversorgung beitragen. Unsere wichtigsten Vorhaben haben wir Ihnen im RWE-Geschäftsbericht 2010 (Seiten 112–115) und in den diesjährigen Zwischenberichten zum ersten Quartal (Seite 32) und zum ersten Halbjahr (Seite 35) vorgestellt.

Ein wichtiger Schritt im dritten Quartal war, dass wir gemeinsam mit zwölf Forschungs- und Energieunternehmen den europäischen Speicherverband EASE gegründet haben. EASE steht für „European Association for Storage of Energy“. Der Verband soll Plattform für den fachlichen Austausch zu technologischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Fragen sein. Hintergrund ist die Erkenntnis, dass die ökologische Umgestaltung des Energiesektors nur gelingen kann, wenn zusätzliche Speicherpotenziale geschaffen werden.

## PROGNOSEBERICHT

### **Weltwirtschaft bleibt auf Wachstumskurs**

Nach aktuellen Prognosen wird die globale Wirtschaftsleistung 2011 um 2,5% über Vorjahr liegen. Konjunkturlokomotive bleibt China; allerdings hat sich das Wachstum dort inzwischen leicht abgeschwächt. Im Euro-Raum dürften Maßnahmen zur Konsolidierung der Staatshaushalte den Aufschwung in einzelnen Mitgliedstaaten dämpfen. Das Wirtschaftswachstum könnte sich hier um den Vorjahreswert von 1,7% bewegen. Weiterhin günstig fällt die Konjunkturprognose für Deutschland aus: Hier ist ein Plus von bis zu 3% möglich. Damit würde das Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 2008 übertroffen. Mit je 2% Wachstum fallen die Schätzungen für die Niederlande und Belgien etwas moderater aus. Das BIP Großbritanniens wird voraussichtlich nur um etwa 1% ansteigen. Erste Schätzungen für unsere zentralosteuropäischen Kernmärkte deuten auf Wachstumsraten von über 2% hin. In Polen und der Slowakei können sogar über 3% erreicht werden.

### **Kaum Dynamik beim Stromverbrauch – deutlicher Rückgang der Gasnachfrage**

In Deutschland hat sich das Produktionswachstum der energieintensiven Branchen zuletzt abgeschwächt. Sollte der Bedarf in den anderen Verbrauchssektoren stabil bleiben, wird die Stromnachfrage im Gesamtjahr nur geringfügig höher sein als 2010. In Großbritannien dürfte sie dagegen selbst bei weiter steigender Industrieproduktion deutlich unter Vorjahr liegen. Ursachen dafür sind Fortschritte auf dem Gebiet der Energieeffizienz und die mildere Witterung. Auch in den Niederlanden und in Tschechien wird der Stromverbrauch voraussichtlich rückläufig sein, wenn auch nur leicht. In Ungarn könnte er dagegen an das Vorjahresniveau heranreichen, in der Slowakei um mehr als 1% und in Polen sogar um 2% darüber liegen. Beim Gasverbrauch erwarten wir angesichts des starken witterungsbedingten Rückgangs in den ersten drei Quartalen auch im Gesamtjahr ein deutliches Minus. Dies gilt für sämtliche Märkte, in denen wir Gas vertreiben. Diese Prognose dürfte selbst dann zutreffen, wenn die Temperaturen bis Jahresende ungewöhnlich niedrig sein sollten, zumal das vierte Quartal 2010 ebenfalls überdurchschnittlich kühl war.

### **Realisierter Strompreis unter Vorjahr**

An den internationalen Märkten für Rohöl, Gas und Kraftwerks-Steinkohle werden die Notierungen auch im Gesamtjahresdurchschnitt wesentlich höher ausfallen als 2010. Im europäischen Handel mit CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten erwarten wir dagegen ein niedrigeres Preisniveau. Die Notierungen an den Stromterminmärkten tendierten zuletzt seitwärts. Hier wird die weitere Entwicklung u.a. von den Witterungsbedingungen zum Jahresende abhängen. Auf unsere Ertragslage 2011 hat dies aber keinen nennenswerten Einfluss mehr, denn wir haben die diesjährige Erzeugung bereits nahezu komplett verkauft. Der Preis, den wir für unsere deutsche Produktion erzielten, lag unter dem Vergleichswert für 2010 von 67 € je MWh. Auch für die kommenden Jahre ist unsere Erzeugung bereits teilweise am Markt platziert, in Deutschland zu über 90% für 2012 und zu über 40% für 2013 (Stand: 30. September 2011).

### Leichte Anhebung der Umsatzprognose

Unser Außenumsatz wird aus heutiger Sicht die gleiche Größenordnung wie im Vorjahr haben. Bislang waren wir von einem leichten Rückgang ausgegangen. Besonders im Unternehmensbereich Deutschland haben wir unsere Prognose nach oben angepasst. Hier fällt der Stromabsatz wohl etwas höher aus, als zunächst angenommen. Der Unternehmensbereich wird damit wesentlich mehr Außenumsatz erzielen als 2010, auch wegen der erstmaligen Vollkonsolidierung des niederrheinischen Versorgers NVV AG. Bei RWE Dea erwarten wir ebenfalls ein deutliches Plus; höhere Preise für Öl und Gas geben dafür den Ausschlag. Dagegen rechnen wir bei RWE Supply & Trading mit stark rückläufigen Erlösen aus dem Verkauf konzerneigener Stromproduktion. Zudem liefert Amprion seit der Entkonsolidierung im September 2011 keinen Beitrag mehr zum Konzernumsatz.

### Deutlicher Ergebnisrückgang erwartet

Im laufenden Geschäftsjahr werden sich die schwierigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen deutlich in unserer Ertragslage widerspiegeln. In Deutschland führen die neue Brennelementesteuer und der vorgezogene Kernenergieausstieg zu erheblichen Ergebniseinbußen. Außerdem haben wir unsere diesjährige Stromproduktion marktbedingt zu ungünstigeren Konditionen verkauft als die für 2010. Im Gas-Midstream-Geschäft werden die Belastungen nochmals steigen – trotz erster Erfolge bei den Revisionen unserer defizitären Gasbezugsverträge.

Entwicklung der Prognose für das Geschäftsjahr 2011	Ist 2010 in Mio. €	Prognose vom Februar 2011	Prognoseanpassung August 2011	Prognoseanpassung November 2011
Außenumsatz	53.320	unter Vorjahr	-	auf Vorjahreshöhe
EBITDA	10.256	ca. –15 %	ca. –20 %	-
Betriebliches Ergebnis	7.681	ca. –20 %	ca. –25 %	-
Deutschland	5.575	deutlich unter Vorjahr	-	-
Stromerzeugung	4.000	deutlich unter Vorjahr	-	-
Vertrieb/Verteilnetze	1.575	unter Vorjahr	-	-
Niederlande/Belgien	391	deutlich unter Vorjahr	-	-
Großbritannien	272	über Vorjahr	deutlich über Vorjahr	-
Zentralost-/Südosteuropa	1.173	deutlich unter Vorjahr	unter Vorjahr	-
Erneuerbare Energien	72	deutlich über Vorjahr	-	-
Upstream Gas & Öl	305	deutlich über Vorjahr	-	-
Trading/Gas Midstream	–21	deutlich unter Vorjahr	-	-
Nachhaltiges Nettoergebnis	3.752	ca. –30 %	ca. –35 %	-

Unseren im August aktualisierten Ergebnisausblick für 2011 bestätigen wir. Wir gehen davon aus, dass das EBITDA des RWE-Konzerns um ca. 20% unter dem Niveau des Vorjahres liegen wird. Für das betriebliche Ergebnis erwarten wir ein Minus von ca. 25% und für das nachhaltige Nettoergebnis ein Minus von ca. 35%.

- Deutschland: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs wird sich aus heutiger Sicht deutlich verringern. Für die beiden Geschäftsfelder ergibt sich folgendes Bild:

**Stromerzeugung:** Der für den Unternehmensbereich Deutschland prognostizierte Ergebnismrückgang ist größtenteils RWE Power zuzuordnen. Wie bereits erläutert, führt die Verkürzung der Laufzeiten unserer Kernkraftwerke zu erheblichen Ertragseinbußen. Wir hatten die wegfallenden Produktionsmengen der stillgelegten Biblis-Blöcke bereits auf Termin verkauft und decken unsere Lieferverpflichtungen nun durch teurere Eigenproduktion oder durch Zukäufe am Strommarkt ab. Außerdem haben wir Brennelemente abgeschrieben, da wir sie nicht mehr nutzen können. Die Verkürzung der Betriebsdauer unserer Kernkraftwerke hat zudem eine Anhebung der für ihre Stilllegung gebildeten Rückstellungen erforderlich gemacht. Außerdem fallen hohe Belastungen aus der neuen Brennelementesteuer an. Neben den energiepolitischen Rahmenbedingungen führt auch die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt zu negativen Ergebniseffekten. Bei den in Vorjahren getätigten Terminverkäufen für unsere Stromproduktion haben wir im Durchschnitt niedrigere Preise erzielt als für unsere Erzeugung von 2010, die wir für durchschnittlich 67 € je MWh am Markt platziert hatten. Positive Effekte ergeben sich aus Anpassungen bei den Kernenergie- und Bergbaurückstellungen, die der laufzeitbedingten Anhebung entgegenwirken.

**Vertrieb/Verteilnetze:** Auch hier rechnen wir mit einem Ergebnismrückgang. Unsere Erträge im Gasvertrieb werden witterungsbedingt unter dem hohen Vorjahresniveau liegen. Daneben erwarten wir Mehraufwand für die Verbesserung der Netzinfrastruktur. Durch die Vollkonsolidierung der NVV-Gruppe fällt dagegen ein zusätzlicher Ergebnisbeitrag an. Außerdem dürften sich die Belastungen aus der sogenannten Mehrerlösabschöpfung verringern (siehe Erläuterung auf Seite 24).

- Niederlande/Belgien: Der Unternehmensbereich wird deutlich unter dem guten Vorjahresergebnis abschließen. Hauptgrund ist, dass wir zum 1. Januar 2011 Teile des Gas-Midstream-Geschäfts von Essent auf den Bereich Trading/Gas Midstream übertragen haben. Mit diesen Aktivitäten hatten wir 2010 hohe Erträge erwirtschaftet, u.a. wegen der kalten Witterung. Auch die Stromerzeugung von Essent wird voraussichtlich einen niedrigeren Ergebnisbeitrag liefern. Zusätzliche Erträge versprechen wir uns dadurch, dass Essent die Gas-Midstream-Aktivitäten ausgeweitet hat und nun verstärkt selbst für den Transport von Bezugsmengen zum Endkunden sorgt. Auch Kostensenkungen – u.a. bei IT und Personal – und Effizienzsteigerungen werden sich positiv auswirken.

- Großbritannien: Hier rechnen wir mit einem deutlichen Anstieg des betrieblichen Ergebnisses. Ein wichtiger Erfolgsfaktor sind unsere umfangreichen Maßnahmen zur Kostensenkung und Effizienzverbesserung. Außerdem erholen sich die Margen im Vertriebsgeschäft. Wesentlich höher ausfallen als im Vorjahr wird allerdings der Aufwand für Maßnahmen zur Förderung von Energieeinsparungen bei Haushalten, zu denen wir im Rahmen staatlicher Programme verpflichtet sind. Diese Mehrkosten und Preissteigerungen im Strom- und Gaseinkauf machten eine weitere Anhebung der Privatkundentarife notwendig, die zum 1. Oktober wirksam wurde. Im Erzeugungsgeschäft werden wir wegen verschlechterter Marktbedingungen unter Vorjahr abschließen. Positiv wirken die auf Seite 24 erläuterten Mittelzuflüsse aus Schadensersatzansprüchen und Altforderungen.
- Zentralost-/Südosteuropa: Das Ergebnis des Bereichs wird aus heutiger Sicht unter dem hohen Vorjahreswert liegen, u.a. wegen rückläufiger Vertriebsmengen und Netzerlöse im tschechischen Gasgeschäft. In Ungarn belasten die neue Sondersteuer für Energieversorger sowie Einbußen beim Stromabsatz an Industrie- und Geschäftskunden die Ertragslage; allerdings dürften sich dort die Kraftwerksmargen verbessern. In Polen profitieren wir voraussichtlich von höheren Stromnetzentgelten.
- Erneuerbare Energien: Der fortschreitende Ausbau der Erzeugungskapazität von RWE Innogy wird zu Mehrerlösen und damit auch zu einer deutlichen Verbesserung beim betrieblichen Ergebnis führen. Wir gehen davon aus, dass die Auslastung unserer Windkraftanlagen deutlich besser sein wird als 2010. Gegenläufig wirkt, dass die aktuellen Investitionsprojekte mit hohen Vorlaufkosten verbunden sind.
- Upstream Gas & Öl: Auch RWE Dea wird voraussichtlich deutlich besser abschneiden als 2010. Basis dafür ist der starke Preisanstieg an den Öl- und Gasmärkten. Darüber hinaus rechnen wir mit positiven Effekten aus höheren Ölmengen. Mit zunehmender Förderung steigen allerdings auch die Produktionskosten. Weitere Belastungen ergeben sich aus der Anhebung des Abgabensatzes auf unsere deutsche Gasförderung und dem schwächeren US-Dollar.
- Trading/Gas Midstream: Wir erwarten hier einen betrieblichen Verlust, der deutlich höher ausfällt als 2010 (-21 Mio. €). Wie bereits erläutert, liegen unsere ölindezierten Beschaffungspreise für Gas seit 2009 über den am Markt realisierbaren Verkaufspreisen. Dies führt weiterhin zu erheblichen Belastungen – trotz erster positiver Ergebnisse bei den laufenden Preisrevisionen mit unseren Gaslieferanten. Im Energiehandel werden wir nach dem sehr enttäuschenden Verlauf der ersten drei Quartale voraussichtlich weit unter Vorjahr abschließen.

#### **Ausschüttungsquote von 50 bis 60%**

Der Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2011 wird sich an unserer üblichen Ausschüttungsquote von 50 bis 60% orientieren. Bemessungsgrundlage ist das nachhaltige Nettoergebnis. Wie bereits dargestellt, erwarten wir hier einen Rückgang um ca. 35%. Damit wird auch unsere Dividende niedriger ausfallen als die für 2010.

**Sachinvestitionen von 6,5 bis 7 Mrd. € geplant**

Unsere Investitionen in Sachanlagen belaufen sich 2011 voraussichtlich auf 6,5 bis 7,0 Mrd. €. Sie sind damit so hoch wie nie zuvor in der Geschichte von RWE, wenn auch etwas niedriger als zunächst geplant. Gegenüber 2010 (6,4 Mrd. €) erwarten wir besonders in den Unternehmensbereichen Erneuerbare Energien, Zentralost-/Südosteuropa und Upstream Gas & Öl steigende Ausgaben. Schwerpunkte der Investitionstätigkeit des RWE-Konzerns sind der Neubau hoch effizienter fossil befeuerter Kraftwerke, die Aufstockung unserer Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien, die Modernisierung der Netzinfrastruktur und die Entwicklung von Öl- und Gasfeldern. Wegen der zunehmenden Fertigstellung von Großprojekten werden die Sachinvestitionen ab 2012 wieder deutlich niedriger ausfallen.

**Nettoschulden mehr als drei Mal so hoch wie EBITDA**

Wie im Bericht zum ersten Halbjahr 2011 auf Seite 14 dargestellt, planen wir, durch Ausgabe neuer und Veräußerung im Eigenbestand gehaltener RWE-Aktien die Finanzkraft des Konzerns zu stärken. Wir versprechen uns davon einen Mittelzufluss in Größenordnung von 2,5 Mrd. €. Sollten wir die Kapitalerhöhung noch 2011 umsetzen können, dürften unsere Nettoschulden zum Jahresende trotz des umfangreichen Investitionsprogramms etwa auf dem Niveau liegen, das sie zum 31. Dezember 2010 hatten (29,0 Mrd. €). Der Verschuldungsfaktor, also das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA, wird sich gegenüber 2010 (2,8) deutlich erhöhen. Die Obergrenze von 3,0, an der wir uns orientieren, wird er damit ebenfalls überschreiten. Mittelfristig wollen wir ihn wieder an diese Marke heranführen.

**Ergebnisprognose für 2013**

Der veränderte energiepolitische Rahmen hat auch in den kommenden Jahren erheblichen Einfluss auf die Ergebnisentwicklung. Den damit verbundenen Ertragseinbußen stehen allerdings auch positive Effekte aus gestiegenen Öl- und Gaspreisen, verbesserten Strommargen sowie weiteren Effizienzsteigerungen gegenüber. Vor diesem Hintergrund haben wir im August 2011 unsere Prognose zur mittelfristigen Ergebnisentwicklung leicht angepasst: Für 2013 veranschlagen wir ein EBITDA von ca. 9,4 Mrd. €, ein betriebliches Ergebnis von ca. 5,9 Mrd. € und ein nachhaltiges Nettoergebnis von ca. 2,5 Mrd. €. In den Zahlen sind die ausstehenden Unternehmensverkäufe im Rahmen unseres Desinvestitionsprogramms allerdings noch nicht berücksichtigt.

## ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

### **Systematisches Risikomanagement wichtiger denn je**

Der Energiesektor gilt traditionell als krisenfeste Branche. Zuletzt sind die sektorspezifischen Risiken aber erheblich gestiegen. Unsichere politische Rahmenbedingungen, sich wandelnde Marktstrukturen und schwankende Strom- und Brennstoffpreise stellen uns vor unternehmerische Herausforderungen. Ein professionelles Risikomanagement ist daher wichtiger denn je. Risiken systematisch zu erfassen, zu bewerten und zu steuern ist für uns Kernelement guter Unternehmensführung. Ebenso wichtig ist es, Chancen zu identifizieren und zu nutzen. Über den Aufbau und die Prozesse unseres Risikomanagements, die zuständigen Organisationseinheiten und unsere Maßnahmen zur Steuerung und Überwachung wichtiger Risiken informieren wir ausführlich im Geschäftsbericht 2010 auf den Seiten 116 bis 126.

### **Gesamtbeurteilung der Risiko- und Chancensituation durch die Unternehmensleitung**

Als langfristig investierender Energieversorger ist RWE in besonderem Maße auf verlässliche politische Rahmenbedingungen angewiesen. Allerdings beobachten wir einen Trend zu regulatorischen Eingriffen in den Energiemarkt. Wegen der schwierigen Haushaltslage zahlreicher europäischer Staaten hat sich überdies das Risiko erhöht, dass die Regierungen der Wirtschaft neue Lasten aufbürden. Davon könnten insbesondere standortgebundene Unternehmen wie Energieversorger betroffen sein. Ein Beleg dafür ist die neue deutsche Brennelementesteuer. Diese Abgabe belastet unsere Ertragslage erheblich. Allerdings sehen wir gute Chancen, dass das Bundesverfassungsgericht – oder gegebenenfalls der Europäische Gerichtshof – sie als rechtswidrig einstuft und die Steuer somit keinen Bestand hat (siehe hierzu auch Seite 12). Allerdings kann es noch Jahre dauern, bis eine endgültige Entscheidung vorliegt.

Auch der plötzliche Kurswechsel in der deutschen Energiepolitik nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima belegt, dass die Risiken im Versorgersektor gestiegen sind. Mit der Anfang August in Kraft getretenen 13. Novelle des Atomgesetzes (AtG) wurde die im Vorjahr beschlossene Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke rückgängig gemacht. Zusätzlich legte die Bundesregierung für jeden Block einen spätestmöglichen Abschalttermin fest. Darüber haben wir im Bericht zum ersten Halbjahr 2011 auf Seite 13 informiert. Die gesetzlich vorgeschriebene Stilllegung von Biblis A und B macht es erforderlich, dass bereits auf Termin verkaufte Stromproduktion dieser Anlagen nun aus anderen Quellen zu teilweise wesentlich ungünstigeren Konditionen bereitgestellt werden muss. Mit Blick auf die Restlaufzeiten der noch im Betrieb befindlichen Kernkraftwerke besteht das Risiko, dass die gesetzlich festgelegten Reststrommengen vor den Abschaltterminen nicht vollständig genutzt werden können. Derzeit prüfen wir verfassungsrechtliche Aspekte der 13. AtG-Novelle. Gegen das Kernenergiemoratorium für Biblis A und B vom März 2011 haben wir beim Verwaltungsgerichtshof in Kassel Klagen eingereicht. Sollte letztinstanzlich entschieden werden, dass die beiden Stilllegungsverfügungen rechtswidrig sind, eröffnet uns dies die Möglichkeit, vor einem Zivilgericht Schadensersatzansprüche geltend zu machen.

Neben den politischen Rahmenbedingungen hat insbesondere die Entwicklung von Angebot und Nachfrage an den Strom- und Gasmärkten Auswirkungen auf unsere Ertragskraft. Sollte die Staatsfinanzkrise im Euro-Raum zu einer Rezession führen, könnte sich dies in einem Rückgang des Energieverbrauchs und der Energiepreise niederschlagen. Daraus ergeben sich Ergebnisrisiken für uns. Auch strukturelle Veränderungen an den Energie-

märkten können unsere Ertragslage massiv beeinflussen. Beispielsweise verdrängt der fortgesetzte Zubau von Windkraft- und Solarstromanlagen die konventionelle Erzeugung. Risiken und Chancen ergeben sich insbesondere aus Veränderungen der Kraftwerksmargen. Wie bereits dargestellt, verkaufen wir unseren Strom größtenteils frühzeitig über Terminkontrakte und sichern zugleich die für seine Produktion benötigten Brennstoffe und Emissionszertifikate preislich ab. Stark erhöht haben sich die Risiken im Gas-Midstream-Geschäft: RWE bezieht Gas u.a. auf Basis ölpreisgebundener Langfristverträge. Seit Mitte 2009 hat sich der Marktpreis von Gas von der Entwicklung des Ölpreises entkoppelt. Dies führt dazu, dass wir Gas teilweise teurer einkaufen, als wir es absetzen können. Derzeit laufen Preisrevisionen, durch die wir bessere Bezugskonditionen erreichen wollen. Ihr Ausgang wird maßgeblichen Einfluss auf unsere mittelfristige Ertragslage haben. Hier besteht das Risiko, dass die Ergebnisse der Preisrevisionen hinter unseren Erwartungen zurückbleiben, ebenso aber auch die Chance, dass wir günstigere Konditionen als angenommen durchsetzen können.

Trotz dieser und weiterer Unwägbarkeiten sind gegenwärtig keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand der RWE AG oder des RWE-Konzerns gefährden.

#### **Aktuelle Value-at-Risk-Kennzahlen**

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken (Fremdwährungsrisiken, Zinsrisiken, Risiken aus Wertpapieranlagen) steuern und überwachen wir u.a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR). Der VaR gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit und in einem gegebenen Zeithorizont nicht überschreitet. Den VaR-Werten im RWE-Konzern liegt grundsätzlich ein Konfidenzniveau von 95% zugrunde; für die Positionen wird eine Haltedauer von einem Tag unterstellt. Das bedeutet, dass der Tagesverlust die Höhe des VaR mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% nicht überschreitet.

Zentrale Steuerungsgröße für die Commodity-Positionen ist der Global VaR, der sich auf das Handelsgeschäft der RWE Supply & Trading bezieht und der 40 Mio. € nicht übersteigen darf. In den ersten drei Quartalen 2011 belief er sich auf durchschnittlich 16 Mio. €; der maximale Tageswert betrug 27 Mio. €.

Bei Zinsrisiken unterscheiden wir zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus unserem Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch unsere Finanzierungskosten. Der VaR für das Kurswertrisiko belief sich im Berichtszeitraum auf durchschnittlich 7 Mio. €. Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem Cash Flow at Risk. Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95% und eine Haltedauer von einem Jahr zugrunde. Der Cash Flow at Risk betrug in den ersten drei Quartalen durchschnittlich 20 Mio. €.

Zu den Wertpapieren, die wir in unserem Portfolio halten, zählen auch Aktien. Hier lag der VaR für das Risiko aus Kursveränderungen im Berichtszeitraum bei durchschnittlich 11 Mio. €. Der VaR für unsere Fremdwährungsposition betrug weniger als 1 Mio. €.

## KONZERNABSCHLUSS (VERKÜRZT)

## Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Jul – Sep 2011	Jul – Sep 2010	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010
<b>Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)</b>	<b>10.710</b>	<b>11.156</b>	<b>38.167</b>	<b>38.510</b>
Erdgas-/Stromsteuer	-456	-389	-1.856	-1.801
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>10.254</b>	<b>10.767</b>	<b>36.311</b>	<b>36.709</b>
Bestandsveränderung der Erzeugnisse/Andere aktivierte Eigenleistungen	111	66	322	190
Materialaufwand	-7.094	-6.614	-25.096	-24.144
Personalaufwand	-1.294	-1.209	-3.808	-3.577
Abschreibungen	-916	-658	-2.622	-2.060
Sonstiges betriebliches Ergebnis	-651	-1.004	-1.903	-2.032
<b>Ergebnis der betrieblichen Tätigkeit</b>	<b>410</b>	<b>1.348</b>	<b>3.204</b>	<b>5.086</b>
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	112	50	340	205
Übriges Beteiligungsergebnis	21	7	130	61
Finanzerträge	315	383	676	1.143
Finanzaufwendungen	-779	-822	-1.846	-2.369
<b>Ergebnis vor Steuern</b>	<b>79</b>	<b>966</b>	<b>2.504</b>	<b>4.126</b>
Ertragsteuern	-159	-340	-802	-1.274
<b>Ergebnis</b>	<b>-80</b>	<b>626</b>	<b>1.702</b>	<b>2.852</b>
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	80	32	242	215
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	14		44	
<b>Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG</b>	<b>-174</b>	<b>594</b>	<b>1.416</b>	<b>2.637</b>
<b>Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €</b>	<b>-0,33</b>	<b>1,11</b>	<b>2,65</b>	<b>4,94</b>

Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen<sup>1</sup>

in Mio. €	Jul – Sep 2011	Jul – Sep 2010	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010
<b>Ergebnis</b>	<b>-80</b>	<b>626</b>	<b>1.702</b>	<b>2.852</b>
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-219	226	-88	319
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	-69	14	-138	-17
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	-321	-130	-809	114
Anteiliges Other Comprehensive Income at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	-51	-19	-57	-87
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-444	-144	-598	-468
<b>Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)</b>	<b>-1.104</b>	<b>-53</b>	<b>-1.690</b>	<b>-139</b>
<b>Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)</b>	<b>-1.184</b>	<b>573</b>	<b>12</b>	<b>2.713</b>
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend	(-1.202)	(520)	(-225)	(2.524)
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend	(14)		(44)	
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend	(4)	(53)	(193)	(189)

<sup>1</sup> Beträge nach Steuern

## Bilanz

<b>Aktiva</b> in Mio. €	30.09.11	31.12.10
<b>Langfristiges Vermögen</b>		
Immaterielle Vermögenswerte	17.248	17.350
Sachanlagen	33.335	32.237
Investment Property	146	162
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	3.944	3.694
Übrige Finanzanlagen	919	750
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	4.382	3.881
Latente Steuern	2.567	2.391
	<b>62.541</b>	<b>60.465</b>
<b>Kurzfristiges Vermögen</b>		
Vorräte	3.424	3.293
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	7.018	9.485
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	10.011	13.773
Wertpapiere	2.991	3.196
Flüssige Mittel	1.634	2.476
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	101	389
	<b>25.179</b>	<b>32.612</b>
	<b>87.720</b>	<b>93.077</b>
<b>Passiva</b> in Mio. €	30.09.11	31.12.10
<b>Eigenkapital</b>		
Anteile der Aktionäre der RWE AG	12.480	14.574
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	1.738	1.759
Anteile anderer Gesellschafter	1.240	1.084
	<b>15.458</b>	<b>17.417</b>
<b>Langfristige Schulden</b>		
Rückstellungen	23.963	23.485
Finanzverbindlichkeiten	16.237	15.908
Übrige Verbindlichkeiten	3.785	3.584
Latente Steuern	2.007	2.185
	<b>45.992</b>	<b>45.162</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>		
Rückstellungen	4.512	5.572
Finanzverbindlichkeiten	4.100	3.902
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	6.753	8.415
Übrige Verbindlichkeiten	10.905	12.466
Zur Veräußerung bestimmte Schulden		143
	<b>26.270</b>	<b>30.498</b>
	<b>87.720</b>	<b>93.077</b>

## Kapitalflussrechnung

in Mio. €	Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010
Ergebnis	1.702	2.852
Abschreibungen/Zuschreibungen	2.625	2.064
Veränderung der Rückstellungen	-596	-643
Latente Steuern/Zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen/Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	437	1.012
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	372	-881
<b>Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit</b>	<b>4.540</b>	<b>4.404</b>
Investitionen in Anlagegegenstände/Akquisitionen	-4.832	-4.121
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen	928	270
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen	67	-18
<b>Cash Flow aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-3.837</b>	<b>-3.869</b>
<b>Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>-1.600</b>	<b>203</b>
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	-897	738
Einfluss von Wechselkursänderungen und sonstigen Veränderungen auf die flüssigen Mittel	-4	6
<b>Veränderung der flüssigen Mittel</b>	<b>-901<sup>1</sup></b>	<b>744</b>
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums	2.535	3.074
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen	-59	
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums lt. Konzernbilanz	2.476	3.074
<b>Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums lt. Konzernbilanz</b>	<b>1.634</b>	<b>3.818</b>

1 Davon -59 Mio. € Veränderung aufgrund der zum 31.12.2010 als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesenen flüssigen Mittel

## Veränderung des Eigenkapitals

in Mio. €	Gezeichnetes Kapital und Kapitalrücklage der RWE AG	Gewinnrücklage und Bilanzgewinn	Eigene Aktien	Accumulated Other Comprehensive Income	Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Anteile anderer Gesellschafter	Summe
<b>Stand: 01.01.10</b>	<b>2.598</b>	<b>11.537</b>	<b>-2.272</b>	<b>929</b>	<b>12.792</b>		<b>925</b>	<b>13.717</b>
Kapitaleinzahlungen						1.738	7	1.745
Dividendenzahlungen		-1.867			-1.867		-165	-2.032
Ergebnis		2.637			2.637		215	2.852
Other Comprehensive Income		-433		320	-113		-26	-139
Total Comprehensive Income		2.204		320	2.524		189	2.713
Übrige Veränderungen		-11			-11		34	23
<b>Stand: 30.09.10</b>	<b>2.598</b>	<b>11.863</b>	<b>-2.272</b>	<b>1.249</b>	<b>13.438</b>	<b>1.738</b>	<b>990</b>	<b>16.166</b>
<b>Stand: 01.01.11</b>	<b>2.598</b>	<b>12.970</b>	<b>-2.272</b>	<b>1.278</b>	<b>14.574</b>	<b>1.759</b>	<b>1.084</b>	<b>17.417</b>
Dividendenzahlungen		-1.867			-1.867	-81	-274	-2.222
Ergebnis		1.416			1.416	44	242	1.702
Other Comprehensive Income		-595		-1.046	-1.641		-49	-1.690
Total Comprehensive Income		821		-1.046	-225	44	193	12
Übrige Veränderungen		-2			-2	16	237	251
<b>Stand: 30.09.11</b>	<b>2.598</b>	<b>11.922</b>	<b>-2.272</b>	<b>232</b>	<b>12.480</b>	<b>1.738</b>	<b>1.240</b>	<b>15.458</b>

## ANHANG

### Rechnungslegungsmethoden

Die RWE AG mit Sitz am Opernplatz 1 in 45128 Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE“ oder „Konzern“).

Der Konzernzwischenabschluss zum 30. September 2011 ist am 8. November 2011 zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind.

Im Einklang mit IAS 34 wurde für die Darstellung des Konzernzwischenabschlusses der RWE AG zum 30. September 2011 ein gegenüber dem Jahresabschluss verkürzter Berichtsumfang gewählt. Im Konzernzwischenbericht werden – mit Ausnahme

der nachfolgend beschriebenen Änderungen und Neuregelungen – die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden angewendet wie im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2010. Für weitere Informationen verweisen wir auf die Gesetzesversion des Konzerngeschäftsberichts 2010, der die Basis für den vorliegenden Zwischenbericht darstellt.

Für Entsorgungsrückstellungen auf dem Gebiet der Kernenergie und für bergbaubedingte Rückstellungen wird ein Abzinsungsfaktor von 5,00 % (31.12.2010: 5,00 %) zugrunde gelegt. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden in Deutschland mit 5,25 % und im Ausland mit 5,50 % abgezinst (31.12.2010: 5,25 % bzw. 5,30 %).

### Änderung der Rechnungslegungsmethoden

Der International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben eine Reihe von Änderungen bei bestehenden International Financial Reporting Standards (IFRS) sowie einige neue IFRS und Interpretationen verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2011 verpflichtend anzuwenden sind:

- Verbesserungen der International Financial Reporting Standards (2010)
- Änderungen des IFRS 1 (2010) – Begrenzte Befreiung erstmaliger Anwender von Vergleichsangaben nach IFRS 7

- IAS 24 (2009) – Angaben über Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen
- Änderungen des IAS 32 (2009) – Einstufung von Bezugsrechten
- Änderungen des IFRIC 14 (2009) – Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen
- IFRIC 19 – Tilgung finanzieller Verbindlichkeiten durch Eigenkapitalinstrumente

Die erstmals anzuwendenden Standards und Interpretationen bzw. Änderungen an Standards und Interpretationen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

### Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards bzw. Änderungen an Standards verabschiedet, die in der Europäischen Union im Geschäftsjahr 2011 noch nicht verpflichtend anzuwenden sind. Teilweise sind diese noch nicht von der EU anerkannt.

**IFRS 9 (2010) „Financial Instruments“** ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 39 zur Klassifizierung und Bewertung von finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten. Die verabschiedeten Änderungen betreffen insbesondere die Reduzierung der Bewertungskategorien für finanzielle Vermögenswerte. IFRS 9 (2010) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IFRS 10 (2011) „Consolidated Financial Statements“** ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 27 und des SIC-12 zur Konsolidierung. Durch IFRS 10 (2011) erfolgt die Implementierung eines einheitlichen Beherrschungsmodells gemäß den folgenden drei Voraussetzungen, die kumulativ erfüllt sein müssen, damit Be-

herrschung vorliegt: Verfügungsgewalt über die relevanten Aktivitäten des Beteiligungsunternehmens, ein Recht auf variable Rückflüsse aus der Beteiligung und die Möglichkeit zur Beeinflussung der variablen Rückflüsse durch die Ausübung der Verfügungsgewalt. IFRS 10 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IFRS 11 (2011) „Joint Arrangements“** ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 31 und des SIC-13 zur Bilanzierung von Gemeinschaftsunternehmen. IFRS 11 (2011) regelt die bilanzielle Abbildung von Fällen, in denen gemeinschaftliche Führung über ein Unternehmen vorliegt oder eine gemeinschaftliche Tätigkeit ausgeübt wird. Eine wichtige Änderung gegenüber den bisherigen Regelungen ist die Abschaffung der Möglichkeit zur Quotenkonsolidierung von Gemeinschaftsunternehmen, die von RWE aber nicht genutzt wird. IFRS 11 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IFRS 12 (2011) „Disclosure of Interests in Other Entities“** umfasst die aus der Anwendung der Standards IFRS 10, IFRS 11 und IAS 28 resultierenden Angabepflichten. Durch die zu veröffentlichenden Angaben soll es den Abschlussadressaten ermöglicht werden, die Risiken und finanziellen Auswirkungen zu beurteilen, die aus Tochterunternehmen, Gemeinschaftsunternehmen und gemeinschaftlichen Tätigkeiten, assoziierten Unternehmen und nicht-konsolidierten Zweckgesellschaften resultieren. IFRS 12 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IFRS 13 (2011) „Fair Value Measurement“** definiert standardübergreifend einheitliche Bewertungsmaßstäbe für die Bewertung zum beizulegenden Zeitwert (Fair Value). Darüber hinaus führt IFRS 13 (2011) umfangreiche Anhangangaben für Fair Value-Bewertungen ein. IFRS 13 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**IAS 28 (2011) „Investments in Associates and Joint Ventures“** wurde im Rahmen der Neufassung um Regelungen zur Bilanzierung von Anteilen an Gemeinschaftsunternehmen ergänzt. IAS 28 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

**„Presentation of Other Comprehensive Income“ (Amendments of IAS 1)** betrifft die Darstellung der in der Gesamtergebnisrechnung im sonstigen Ergebnis enthaltenen Posten. Diese müssen

zukünftig in zwei Kategorien unterteilt dargestellt werden. Unterteilungskriterium ist die zukünftige Buchung der Posten über die Gewinn- und Verlustrechnung („recycling“). Die Änderungen sind erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Juli 2012 beginnen.

**Die Änderungen an IAS 19 „Employee Benefits“** umfassen die Abschaffung bisher bestehender Wahlrechte zur Erfassung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste sowie Neuregelungen zur Berücksichtigung der erwarteten Planrendite. Zudem werden die Angabepflichten im Anhang erweitert. Die Änderungen sind erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2013 beginnen.

Die Auswirkungen der Standardänderungen auf den RWE-Konzernabschluss werden derzeit geprüft.

Die nachfolgenden Standards und Änderungen an Standards werden voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben:

- IAS 27 (2011) – Separate Financial Statements
- Änderungen des IFRS 1 (2010) – Severe Hyperinflation and Removal of Fixed Dates for First-time Adopters
- Änderungen des IFRS 7 (2010) – Financial Instruments: Disclosures
- Änderungen des IAS 12 (2010) – Deferred Tax: Recovery of Underlying Assets

## Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss einbezogen sind neben der RWE AG alle wesentlichen in- und ausländischen Tochterunternehmen, die die RWE AG unmittelbar oder mittelbar beherrscht. Wesentliche assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert.

Die Veränderungen des Konsolidierungskreises in den ersten drei Quartalen 2011 betreffen 28 erstmals konsolidierte Gesellschaften, davon 12 im Segment Vertrieb/Verteilnetze und acht im Segment Erneuerbare Energien. 19 ehemals vollkonsolidierte Unternehmen sind aus dem Konsolidierungskreis ausgeschieden, davon drei im Segment Großbritannien und 12 im Segment Erneuerbare Energien; 23 wurden verschmolzen, davon acht im Segment Vertrieb/Verteilnetze, fünf im Segment Niederlande/Belgien und acht im Segment Erneuerbare Energien.

Der Konsolidierungskreis stellt sich wie folgt dar:

	30.09.11	31.12.10
Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen	431	445
Anzahl der at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	122	121

**Unternehmenserwerbe.** Folgende Unternehmenszusammenschlüsse sind zu erwähnen:

Im Rahmen der Essent-Akquisition im Jahre 2009 hatten wir uns vorbehaltlich bestimmter Voraussetzungen gegenüber den bisherigen Eigentümern zur Übernahme der Anteile (Put-Option)

an der Energy Resources Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande, (ERH) sowie zur Zahlung einer bedingten Gegenleistung für den Essent-Erwerb verpflichtet. Am 30. September hat RWE nunmehr 100% des stimmberechtigten Eigenkapitals der ERH erworben, die eine Beteiligung an der Kraftwerksgesellschaft EPZ, Borssele/Niederlande, hält.

Im Rahmen des Erwerbs der ERH wurden Zahlungen in Höhe von insgesamt 754 Mio. € geleistet. Hierdurch wurden die bedingte Kaufpreisverbindlichkeit in Höhe von 132 Mio. € sowie die Put-Option in Höhe von 193 Mio. € beglichen. Die Anschaffungskosten der Anteile an der ERH betragen 429 Mio. €.

Aufgrund des Kontrollerwerbs zum Stichtag wird die ERH-Gruppe mit den Bilanzwerten in den RWE Konzernabschluss einbezogen. Folgende Vermögenswerte und Schulden wurden übernommen:

Bilanzposten	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
in Mio. € (vorläufige Werte)	
Langfristige Vermögenswerte	359
Kurzfristige Vermögenswerte	145
Langfristige Schulden	71
Kurzfristige Schulden	8
<b>Nettovermögen</b>	<b>425</b>
Anschaffungskosten	429
<b>Geschäfts- oder Firmenwert</b>	<b>4</b>

Der beizulegende Zeitwert der in den kurzfristigen Vermögenswerten enthaltenen Forderungen und sonstigen Vermögenswerte belief sich auf 43 Mio. €.

Der Geschäfts- oder Firmenwert ist im Wesentlichen auf zu erwartende zukünftige Nutzen- und Synergieeffekte zurückzuführen.

Die erstmalige Bilanzierung des Unternehmenszusammenchlusses ist aufgrund der Nähe zum Bilanzstichtag noch nicht abschließend festgestellt.

Durch vertragliche Vereinbarung vom 10. Januar 2011 hat RWE die Beherrschung über die NVV AG (vormals Niederrheinische Versorgung und Verkehr AG), Mönchengladbach, (NVV) erlangt, die bisher nach der Equity-Methode in den Konzernabschluss

einbezogen wurde. Die übernommenen Vermögenswerte und Schulden sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Bilanzposten	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
in Mio. € (vorläufige Werte)	
Langfristige Vermögenswerte	639
Kurzfristige Vermögenswerte	335
Langfristige Schulden	307
Kurzfristige Schulden	319
<b>Nettovermögen</b>	<b>348</b>
Anteile anderer Gesellschafter	-204
Anschaffungskosten (nicht zahlungswirksam)	179
<b>Geschäfts- oder Firmenwert</b>	<b>35</b>

Der beizulegende Zeitwert der Altanteile betrug 137 Mio. €. Aus der Erstkonsolidierung der Altanteile resultierte ein Ertrag in Höhe von 42 Mio. €, der in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen wird.

Der beizulegende Zeitwert der in den langfristigen und kurzfristigen Vermögenswerten enthaltenen Forderungen und sonstigen Vermögenswerte belief sich auf 250 Mio. €.

Der Bewertung der Anteile anderer Gesellschafter lag das anteilige Nettovermögen der erstkonsolidierten Unternehmensgruppe zugrunde.

Der Geschäfts- oder Firmenwert ist im Wesentlichen auf zu erwartende zukünftige Nutzen- und Synergieeffekte zurückzuführen.

Seit der erstmaligen Konsolidierung hat die NVV-Gruppe 608 Mio. € zum Umsatz und 18 Mio. € zum Ergebnis des Konzerns beigetragen.

Die erstmalige Bilanzierung des Unternehmenszusammenchlusses ist aufgrund der komplexen Struktur der Transaktion noch nicht abschließend festgestellt.

**Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und Schulden (Assets and liabilities held for sale).** Im Juli 2011 hat die RWE AG eine Vereinbarung über den Verkauf eines Anteils von 74,9% an der Amprion GmbH getroffen. Käufer ist ein Konsortium überwie-

gend deutscher institutioneller Finanzinvestoren unter Führung der Commerz Real AG, einer Tochter der Commerzbank AG. Die RWE AG ist an dem Konsortium beteiligt und hält neben den verbleibenden 25,1% hierdurch indirekt weitere 10,8% der Anteile an der Amprion GmbH.

Der Verkauf der bisher unter „Sonstige, Konsolidierung“ ausgewiesenen Mehrheitsbeteiligung wurde im September 2011 abgeschlossen und die Gesellschaft im dritten Quartal 2011 entkonsolidiert. Der Ausweis der verbleibenden Beteiligung der RWE AG an der Amprion GmbH in Höhe von 25,1% erfolgt als at-Equity-bilanzierte Beteiligung. Da RWE die kurzfristige Weiterveräußerung der 10,8%igen Beteiligung am Erwerbkonkorsortium plant, wird diese unter dem Posten „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ bilanziert. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 58 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Vom Entkonsolidierungsgewinn entfielen 10 Mio. € auf den Ansatz der zurückbehaltenen Anteile und der at-Equity-bilanzierten Beteiligung zum beizulegenden Zeitwert.

Im Dezember 2010 hat RWE einen Vertrag über den Verkauf des 100%igen Anteils an der Thyssengas GmbH geschlossen. Die Transaktion stand unter dem Vorbehalt der Zustimmung der EU-

Kommission und der zuständigen Kartellbehörde. Die Kartellbehörde hatte im Dezember 2010 zugestimmt, die EU-Kommission Ende Januar 2011. Folgende Vermögenswerte und Schulden von Thyssengas wurden zum 31. Dezember 2010 als zur Veräußerung bestimmt ausgewiesen:

<b>Eckdaten von Thyssengas</b> in Mio. €	31.12.10
Langfristige Vermögenswerte	296
Kurzfristige Vermögenswerte	93
Langfristige Schulden	36
Kurzfristige Schulden	107

Im Februar 2011 wurde der Verkauf von Thyssengas abgeschlossen. Die Gesellschaft wurde im ersten Quartal 2011 entkonsolidiert. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 207 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen.

Die im Rahmen von Unternehmenstransaktionen erzielten Kaufpreise summierten sich auf 1.266 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 193 Mio. €); sie wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet.

## Umsatzerlöse

Erlöse aus Energiehandelsaktivitäten werden netto, d.h. mit der realisierten Rohmarge als Umsatz ausgewiesen.

## Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Die Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen lagen in den ersten drei Quartalen 2011 bei 93 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 106 Mio. €).

## Fremdkapitalkosten

In den ersten drei Quartalen 2011 wurden im Zusammenhang mit dem Erwerb, dem Bau bzw. der Herstellung qualifizierter Vermögenswerte 31 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 3 Mio. €) Fremdkapital-

kosten als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz lag zwischen 5,2 und 5,3% (Vorjahreszeitraum: 5,3 und 5,45%).

## Eigenkapital

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 22. April 2010 wurde die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 21. Oktober 2011 eigene Aktien bis zu insgesamt 10% des Grundkapitals zu erwerben. Dieser Beschluss wurde ersetzt durch den Beschluss der Hauptversammlung vom 20. April 2011, der die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 19. Oktober 2012 eigene Aktien bis zu insgesamt 10% des

Grundkapitals zu erwerben und unter bestimmten Bedingungen eigene Stammaktien unter Ausschluss des Bezugsrechts zu veräußern. Der Vorstand der Gesellschaft wurde zugleich ermächtigt, eigene Aktien einzuziehen. Wie beim vorangegangenen Beschluss dürfen die Aktien auch unter Einsatz von Put- und Call-Optionen erworben oder veräußert werden.

## Aktienkursbasierte Vergütungen

Im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2010 wurde über aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen berichtet.

Im Rahmen des Long-Term Incentive Plan für Führungskräfte („Beat 2010“) wurde im ersten Quartal 2011 eine weitere Tranche begeben.

## Gewinnausschüttung

Die Hauptversammlung der RWE AG hat am 20. April 2011 beschlossen, eine Dividende für das Geschäftsjahr 2010 in Höhe von 3,50 € (Geschäftsjahr 2009: 3,50 €) je dividendenberechtigter

Stückaktie auszuschütten. Die Ausschüttung betrug insgesamt 1.867 Mio. € .

## Übrige Verbindlichkeiten

Die übrigen Verbindlichkeiten enthalten 1.782 Mio. € (31.12.2010: 1.775 Mio. €) kurzfristige Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewähr-

ten Andienungsrechten (Put-Optionen) von Minderheitenanteilen, die gemäß IAS 32 anzusetzen waren.

## Finanzielle Verpflichtungen

Ende Juni 2011 wurden die letzten noch vorhandenen Cross Border Leases (CBL) bei Essent mit amerikanischen Investoren durch Vertrag beendet. Von den bisher bestehenden Haftungsrisiken aus CBL-Verträgen, über die im Konzernabschluss zum

31. Dezember 2010 berichtet wurde, verbleiben nur noch bestimmte über die Vertragsbeendigung hinaus wirksame Haftungsklauseln. Die Wahrscheinlichkeit einer Inanspruchnahme hieraus wird als äußerst gering eingeschätzt.

## Ergebnis je Aktie

		Jan – Sep 2011	Jan – Sep 2010
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	1.416	2.637
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	533.559	533.559
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	2,65	4,94

## Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Assoziierte Unternehmen gelten im RWE-Konzern als nahestehende Unternehmen. Die mit wesentlichen nahestehenden Unternehmen getätigten Geschäfte führten in den ersten drei Quartalen 2011 zu Erträgen in Höhe von 679 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 651 Mio. €) und Aufwendungen in Höhe von 204 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 210 Mio. €). Zum 30. September 2011 betragen die Forderungen 1.995 Mio. € (31.12.2010: 1.004 Mio. €) und die Verbindlichkeiten 113 Mio. € (31.12.2010: 12 Mio. €). Alle Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden und unterscheiden sich grundsätzlich nicht von den Liefer- und Leistungsbeziehungen mit anderen Unternehmen. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betragen 6.082 Mio. € (31.12.2010: 4.044 Mio. €).

Darüber hinaus gelten Unternehmen, bei denen der Vorstandsvorsitzende der RWE AG, Dr. Jürgen Großmann, Gesellschafter

ist, als nahestehende Unternehmen des RWE-Konzerns. Hierbei handelt es sich um die Georgsmarienhütte Holding GmbH und die RGM Gebäudemanagement GmbH. RWE-Konzernunternehmen haben für diese Gesellschaften in den ersten drei Quartalen 2011 Lieferungen und Leistungen in Höhe von 10,2 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 7,1 Mio. €) erbracht und haben von ihnen Lieferungen und Leistungen in Höhe von 2,0 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 1,8 Mio. €) erhalten. Zum 30. September 2011 bestanden Forderungen gegenüber den genannten Gesellschaften in Höhe von 0,4 Mio. € (31.12.2010: 0,8 Mio. €) und Verbindlichkeiten in Höhe von 0,7 Mio. € (31.12.2010: 0,5 Mio. €). Zudem bestanden gegenüber den genannten Gesellschaften Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften in Höhe von 0,7 Mio. € (31.12.2010: 6,2 Mio. €). Sämtliche Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden; die Geschäftsbeziehungen unterscheiden sich nicht von denen mit anderen Unternehmen.

## Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Ausführungen zu Ereignissen nach dem Bilanzstichtag enthält der Lagebericht.

# BESCHEINIGUNG NACH PRÜFERISCHER DURCHSICHT

## An die RWE Aktiengesellschaft, Essen

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus Gewinn- und Verlustrechnung und Aufstellung der erfassten Erträge und Aufwendungen, Bilanz, Kapitalflussrechnung, Veränderung des Eigenkapitals sowie ausgewählten erläuternden Anhangangaben – und den Konzernzwischenlagebericht der RWE Aktiengesellschaft, Essen, für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. September 2011, die Bestandteile des Quartalsfinanzberichts nach § 37x Abs. 3 WpHG sind, einer prüferischen Durchsicht unterzogen. Die Aufstellung des verkürzten Konzernzwischenabschlusses nach den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und des Konzernzwischenlageberichts nach den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, eine Bescheinigung zu dem verkürzten Konzernzwischenabschluss und dem Konzernzwischenlagebericht auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht abzugeben.

Wir haben die prüferische Durchsicht des verkürzten Konzernzwischenabschlusses und des Konzernzwischenlageberichts unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze für die prüferische Durchsicht von Abschlüssen unter ergänzender Beachtung des International Standard on Review Engagements „Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity“ (ISRE 2410) vorgenommen. Danach ist die prüferische Durchsicht so zu planen und durchzuführen, dass wir bei kritischer Würdigung mit einer gewissen Sicherheit ausschließen können, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der

Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind. Eine prüferische Durchsicht beschränkt sich in erster Linie auf Befragungen von Mitarbeitern der Gesellschaft und auf analytische Beurteilungen und bietet deshalb nicht die durch eine Abschlussprüfung erreichbare Sicherheit. Da wir auftragsgemäß keine Abschlussprüfung vorgenommen haben, können wir einen Bestätigungsvermerk nicht erteilen.

Auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Annahme veranlassen, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, oder dass der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind.

Essen, den 9. November 2011

PricewaterhouseCoopers  
Aktiengesellschaft  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Manfred Wiegand  
Wirtschaftsprüfer

Markus Dittmann  
Wirtschaftsprüfer

## AUFSICHTSRAT

**Dr. Manfred Schneider**  
Vorsitzender

**Frank Bsirske**  
Stellvertretender Vorsitzender

**Dr. Paul Achleitner**

**Werner Bischoff**

**Carl-Ludwig von Boehm-Bezing**

**Heinz Büchel**

**Dieter Faust**

**Roger Graef**  
- seit 20. April 2011 -

**Andreas Henrich**  
- bis 20. April 2011 -

**Manfred Holz**  
- seit 20. April 2011 -

**Frithjof Kühn**

**Hans Peter Lafos**

**Dr. Gerhard Langemeyer**  
- bis 20. April 2011 -

**Christine Merkamp**  
- seit 20. April 2011 -

**Dagmar Mühlenfeld**

**Dr. Wolfgang Reiniger**  
- bis 20. April 2011 -

**Günter Reppien**  
- bis 20. April 2011 -

**Dagmar Schmeer**

**Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz**

**Dr. Wolfgang Schüssel**

**Ullrich Sierau**  
- seit 20. April 2011 -

**Uwe Tigges**

**Manfred Weber**

**Dr. Dieter Zetsche**

## VORSTAND

**Dr. Jürgen Großmann**  
Vorsitzender

**Peter Terium**  
- seit 1. September 2011 -  
Stellvertretender Vorsitzender

**Dr. Leonhard Birnbaum**

**Alwin Fitting**

**Dr. Rolf Pohlig**

**Dr. Rolf Martin Schmitz**

Stand: 8. November 2011

# FINANZKALENDER 2012

6. März 2012	Bericht über das Geschäftsjahr 2011
19. April 2012	Hauptversammlung
20. April 2012	Dividendenzahlung
10. Mai 2012	Zwischenbericht über das erste Quartal 2012
14. August 2012	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2012
14. November 2012	Zwischenbericht über die ersten drei Quartale 2012

Der Zwischenbericht über die ersten drei Quartale 2011 ist am 10. November 2011 veröffentlicht worden.

Die Hauptversammlung und alle Veranstaltungen zur Veröffentlichung von Finanzberichten werden live im Internet übertragen. Aufzeichnungen der Internetübertragungen sind mindestens zwölf Monate abrufbar.

## **Zukunftsbezogene Aussagen**

Dieser Bericht enthält Aussagen, die sich auf die zukünftige Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie wirtschaftliche und politische Entwicklungen beziehen. Diese Aussagen stellen Einschätzungen dar. Wir haben sie auf Basis aller Informationen getroffen, die uns zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Sollten die zugrunde gelegten Annahmen nicht eintreffen oder weitere Risiken eintreten, können die tatsächlichen Ergebnisse von den zurzeit erwarteten Ergebnissen abweichen. Eine Gewähr können wir für diese Angaben daher nicht übernehmen.

**RWE Aktiengesellschaft**

Opernplatz 1  
45128 Essen

T +49 201 12-00  
F +49 201 12-15199  
I [www.rwe.com](http://www.rwe.com)

**Investor Relations**

T +49 201 12-15025  
F +49 201 12-15265  
E [invest@rwe.com](mailto:invest@rwe.com)

Für Privatanleger steht auch unsere  
Investor Relations Hotline zur Verfügung:

T +49 1801 451280