Steinkohle 2009

Globalisierung braucht Sicherheit

Gesamtverband Steinkohle

Steinkohle
Jahresbericht
2009

Gesamtverband Steinkohle

Ein Wort zuvor

„Globalisierung braucht Sicherheit", das ist das Motto des Steinkohlentags 2009 des Gesamtverbands Steinkohle und auch des vorliegenden Jahresberichts. Damit wollen wir betonen: Die Globalisierung ist für die gesamte Wirtschaft und somit auch für die Energie- und Kohlewirtschaft heute Normalität. Niemand kann sich mehr den globalen ökonomischen wie auch politischen Zusammenhängen entziehen. Daraus ergeben sich für eine Volkswirtschaft besondere Chancen, aber auch Risiken. Eindrucksvoll gezeigt haben das in diesem Jahr die Auswirkungen der globalen Wirtschafts- und Finanzkrise, die die deutsche Volkswirtschaft in die tiefste Rezession der Nachkriegszeit gestürzt hat. Dadurch wurden zeitweise auch der Steinkohlen- und Koksabsatz in Deutschland beeinträchtigt.

Deutschland ist eine führende Exportnation. Unser Wohlstand hängt langfristig von dem Erfolg auf den internationalen Märkten und von den Fähigkeiten ab, die Chancen der Globalisierung zu nutzen. Dafür ist unser Wirtschaftsstandort auf nationaler und europäischer Ebene auf geeignete Rahmenbedingungen wie Rechts- und Planungssicherheit, soziale Sicherheit und auch Energiesicherheit angewiesen. Dass gerade die Energiesicherheit hierzulande vor großen, in der öffentlichen Debatte allerdings wenig beachteten Herausforderungen steht, macht der vorliegende Jahresbericht deutlich.

Auch der deutsche Steinkohlenbergbau ist auf einen gesicherten politischen Rahmen angewiesen, um seinen gesetzlichen und vertraglichen Auftrag zuverlässig erfüllen zu können. Diesen Rahmen haben wir durch das Steinkohlefinanzierungsgesetz erhalten. Diesem Auftrag gemäß ist unsere Bergbauplanung darauf ausgerichtet, die subventionierte Steinkohlenförderung in Deutschland weiter sozialverträglich zurückzuführen und zum Ende des Jahres 2018 zu beenden. Wir sind aber auch darauf vorbereitet, im Falle einer Revision der Auslaufentscheidung durch den Deutschen Bundestag den heimischen Steinkohlenbergbau langfristig weiterzuführen.

Globalisierung ist notwendig. Globalisierung braucht in Zukunft gleichzeitig sichere Leitplanken, in den Regionen und vor Ort. Dazu zählen auch sichere Energiekonzepte. Wir werden hierzu unseren Teil beitragen.

Essen, im Oktober 2009

Bernd Tönjes

Vorsitzender des Vorstands des Gesamtverbands Steinkohle e. V.

Inhalt

Ein Wort zuvor ***3***

Globalisierung braucht Sicherheit **5**

Deutsche Steinkohle **9**

Besondere Herausforderungen für den Personalabbau 10
Konsultationsverfahren für die Verlängerung der EU-Ratsverordnung zur Genehmigung von Steinkohlebeihilfen 14
Innovative deutsche Bergbautechnik ist weltweit führend 22
Innovationen treiben die Technologieentwicklung voran 22

Klima und Umwelt **27**

Aktuelle Entwicklungen in der nationalen und internationalen Klimapolitik 28
CO_2-Abtrennung und -Speicherung (CCS) 32
Erneuerbare Energien und Grubengas 35
Potenziale der Kohlenutzung 36
Energieeffizienz und Industrieemissionen 38

Internationale Trends der Energie- und Steinkohlenmärkte **41**

Die Krise hat auch den Energiesektor getroffen 42
Globale Megatrends setzen sich fort 43
Entwicklung auf den internationalen Steinkohlenmärkten 2008/2009 46

Strategische Risiken der globalen Energiesicherheit *- Gastbeitrag von Dr. Frank Umbach* ***49***

Internationale Energienachfrage bis 2030 und die Frage der globalen Versorgungssicherheit *51*
Geopolitische Risiken und strukturelle Versorgungsengpässe *53*
Auswirkungen auf die europäische Energieversorgungssicherheit *54*

Herausforderungen für die europäische und deutsche Energiepolitik **57**

Die heimische Steinkohle im Zieldreieck der Energiepolitik 58
Die Suche nach einem energiepolitischen Gesamtkonzept 61
Gegenwärtige Situation und Trends der deutschen Energieversorgung 68
Staatliche und marktbestimmte Entwicklungen der Energiepreise 70
Importabhängigkeit, heimische Primärenergiegewinnung und Versorgungsrisiken 72
Perspektiven der Energieversorgung bis 2020 – gefährdete Energiesicherheit 75

Anhang

Statistik 82
Organisation des GVSt 86
Verzeichnis der Grafiken und Tabellen 87
Impressum 88
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau 2008 89

Globalisierung braucht Sicherheit

Im GVSt-Jahresbericht „Steinkohle 2008“ vom November 2008 wurde noch betont, wie sich die Preise von Rohstoffen und Energie in ungeahnte Höhen geschraubt hatten. Der darauf folgende massive Einbruch durch die globale Wirtschafts- und Finanzkrise überraschte Marktteilnehmer und Analysten gleichermaßen. Nun stehen die Auswirkungen der Krise und andere globale Zusammenhänge von energie-, umwelt- und rohstoffpolitischer Relevanz zusammen mit der Lage des deutschen Steinkohlenbergbaus im Mittelpunkt dieses neuen Jahresberichts „Steinkohle 2009“ des Gesamtverbands Steinkohle.

Der Anpassungsprozess wurde und wird entsprechend der durch das Steinkohlefinanzierungsgesetz vorgegebenen Beendigung des subventionierten Steinkohlenabbaus zum Ende des Jahres 2018 weitergeführt – auch wenn der Bundestag den Beschluss 2012 noch einmal energiepolitisch überprüfen wird. Der Bergbauplanung entsprechend ging die Belegschaft auf rund 30.000 Mitarbeiter (Ende 2008) und die Förderung auf 17 Mio. t zurück. Im Jahr 2009 hat sich diese Anpassung fortgesetzt. Staatliche Beihilfen müssen in der EU von der Europäischen Kommission genehmigt werden. Diese Genehmigung wiederum braucht eine gemeinschaftsrechtliche Grundlage. Gegenwärtig besteht dieser Rechtsrahmen in der Ratsverordnung 1407/2002 über die Steinkohlebeihilfen. Ihre Geltungsdauer endet 2010. Über eine Anschlussregelung wird derzeit intensiv beraten. Von der Europäischen Kommission wurde ein Konsultationsverfahren in Gang gesetzt, in dessen Rahmen auch die deutsche Steinkohle ausführlich ihren Standpunkt darlegte. Diese Position wird in dem vorliegenden Bericht näher erläutert. Ihr Kernpunkt: Grundsätzlich müssen zur Umsetzung der deutschen Steinkohlepolitik alle bisherigen Beihilfeinstrumente auch künftig verfügbar bleiben.

Klar ist: Der bisherige und vorgezeichnete weitere Anpassungsprozess des Steinkohlenbergbaus in Deutschland zieht neben den energiepolitischen Implikationen auch erhebliche regionalwirtschaftliche, soziale und sektorale Folgen nach sich. Sie müssen politisch ebenfalls bedacht und berücksichtigt werden. Die deutsche Zulieferindustrie treibt die Entwicklung modernster Techniken beim Abbau der Steinkohle sowie bei ihrer Nutzung gemeinsam mit dem deutschen Steinkohlenbergbau voran. Herausragende Leistungen bei der unternehmensinternen Entwicklung innovativer Techniken zeichnet die RAG Aktiengesellschaft jedes Jahr mit ihrem Forschungspreis aus.

Die Zukunft des Energieträgers Steinkohle insgesamt wird zunehmend von den Weichenstellungen in der Klimapolitik bestimmt. Eine CO_2-arme Energiegewinnung und -verwertung gehört seit den international eingegangenen Verpflichtungen im Kyoto-Protokoll zu den Zielvorgaben der deutschen Energiepolitik. Gerade hier wird deutlich, wie sehr Deutschland in ein globalisiertes Umfeld einge-

bettet ist, in dem es bislang eine internationale Vorreiterfunktion übernommen hat. Die in die Kyoto-Verpflichtungen zumindest bis zur Konferenz in Kopenhagen noch nicht eingebundenen großen CO_2-Emittenten USA, China und Indien haben mittlerweile erkannt, dass auch sie eigene Anstrengungen unternehmen müssen. Ob die Weltklimakonferenz in Kopenhagen jedoch zu einem neuen internationalen oder sogar wirklich globalen Abkommen führt, muss sich zeigen. Die Kohle, weltweit und hierzulande der Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung und der Energierohstoff mit den größten Vorkommen, wird unter dem Aspekt der CO_2-Emissionen als Problem angesehen. Sie kann aber auch Teil der Lösung der Klimafrage sein. Eine Lösung wird im globalen Maßstab nicht allein über erneuerbare Energien und Energieeinsparung zu erreichen sein, sondern auch auf innovative Kohletechnologien setzen müssen. Dazu sind weitere Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen nötig.

In besonderem Maße gilt dies für Techniken, mit denen CO_2 abgetrennt werden kann (CCS – Carbon Capture and Storage = CO_2-Abtrennung und -speicherung) aber auch für weitere Wirkungsgradverbesserung – die vielversprechendsten Methoden zur Emissionsbegrenzung. Dabei muss CCS noch in Pilotanlagen getestet und technologisch weiterentwickelt werden. Zudem muss für diese Technologie noch die Akzeptanz der Bevölkerung erreicht werden. Der Einsatz von CCS ist aber nicht nur beim Einsatz in Kraftwerken eine erfolgversprechende Maßnahme. Auch in Kohleverflüssigungsanlagen oder kombiniert bei einer untertägigen Kohlevergasung sind CCS-Technologien eine Möglichkeit, die CO_2-Emissionen zu verringern. Entsprechende Forschungen hierzu finden bereits statt. Eine weitere Klimaschutzmaßnahme ist die bewährte und zunehmende Absaugung und Nutzung von Grubengas.

Die globalen konjunkturellen Entwicklungen der vergangenen Monate überlagern die seit längerem vorhandenen Megatrends, wie der global steigende Energie- und Rohstoffbedarf. Die Weltbevölkerung wächst weiter – vorwiegend in den Entwicklungs- und Schwellenländern – und somit steigt dort der Energiebedarf überproportional. Die Rezession der vergangenen Monate hat auf den Energie- und Rohstoffmärkten zwar zu Nachfragerückgängen und Preiseinbrüchen geführt. Nachfrage und Preise sind hier aber trotz der Krise auf einem höheren Niveau als noch vor wenigen Jahren. Sie werden aller Voraussicht nach im nächsten Aufschwung wieder anziehen. Speziell China weist weiterhin ein hohes Wachstum auf und zeigt sich in der Baisse vorausschauend als Hauptakteur im Kampf um die Rohstoffe.

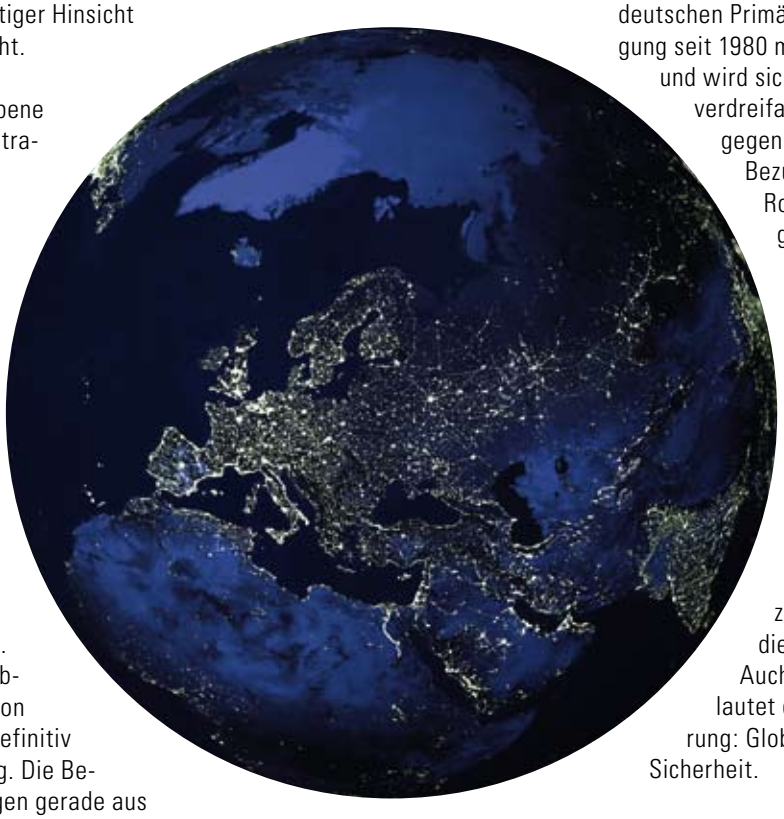
Der weltweite Energiemix wandelt sich nur allmählich. 2030 werden noch gut 80% des Energiebedarfs von fossilen Energieträgern gedeckt werden, so z. B eine IEA-Prognose. Selbst bei stärkerer Nutzung der regenerativen Energien würde dieser Anteil dann noch um die 70% betragen. Die Sicherheit der Versorgung mit Energierohstoffen wird angesichts des Wachstums insbesondere in China und Indien mit zunehmenden ökonomischen wie auch geopolitischen Risiken behaftet sein. Bestehende oder neu gebildete Allianzen Rohstoff produzierender Länder (OPEC, bzw. GECF – Gas Exporting Countries Forum) zeigen bereits auf, wie hoch die Machtballung in diesem Bereich ist.

Die Abhängigkeiten auf dem Energie- und Rohstoffsektor sind für einen Industriestandort wie Deutschland von herausragender Bedeutung. Heimische Rohstoffe, so auch die Steinkohle, haben deswegen einen besonderen Stellenwert. Es gilt dabei, das Zieldreieck der Energiepolitik – Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit – zu beachten, ohne dass die drei Ziele aus der Balance geraten. Wie diese Balance erreicht wird, hängt maßgeblich von den Entscheidungen der Politik ab. Ein energiepolitisches Gesamtkonzept, das allen drei zentralen Zielen gleichgewichtig Rechnung trägt, liegt seit Jahren nicht vor. Versuche gab es immer wieder. Anfang 2009 hat eine Projektgruppe Energiepolitisches Programm (PEPP)

des Bundeswirtschaftsministeriums neue energiepolitische Handlungsleitlinien vorgeschlagen. Auch das Bundesumweltministerium widmete sich dem Thema mit einer „Roadmap Energiepolitik 2020", die mit eigenen Akzenten die Vereinbarkeit bisheriger energiepolitischer Weichenstellungen auch in mittel- und langfristiger Hinsicht darzustellen versucht.

Auf europäischer Ebene wurden die drei zentralen Ziele der Energiepolitik ebenfalls verstärkt thematisiert, wenngleich mit dem EU-„Klimapaket" eher einseitige Akzente gesetzt worden sind. Die Energieversorgungssicherheit wird bislang nicht mit gleichem Gewicht in den Abwägungsprozess einbezogen. Der noch nicht verabschiedete Vertrag von Lissabon verlangt definitiv ihre Gewährleistung. Die Bedeutung dieser Fragen gerade aus europäischer Sicht hat der Gaskonflikt Russland/Ukraine im Januar 2009 drastisch unterstrichen.

In Deutschland ist der Energieträgermix breit angelegt. Doch er beginnt sich durch die gegenwärtigen klima- und energiepolitischen Maßnahmen deutlich zu verschieben. Im Strombereich haben erneuerbare Energien und Erdgas in den letzten Jahren ihren Anteil verdoppeln können, während Kohle und Kernenergie ihren Anteil verringerten. Diese Tendenz dürfte sich fortsetzen.



Fest steht auch: Die hohe und tendenziell zunehmende Abhängigkeit von Energieimporten aus Ländern mit teils hohen Risikokennziffern (nach HERMES oder OECD) hat das Energieversorgungsrisiko hierzulande steigen lassen und wird es weiter erhöhen. Nach 2020 wird Deutschland bei Mineralöl und Erdgas vollständig von Importen abhängig sein. Wenn es keine Revision der Auslaufentscheidung für den heimischen Steinkohlenbergbau gibt, gilt das auch für die Steinkohle. Das RWI hat dafür einen Indikator entwickelt: Demnach hat sich das Gesamtrisiko der deutschen Primärenergieversorgung seit 1980 mehr als verdoppelt und wird sich bis 2020 mehr als verdreifachen. Was kann gegen die zunehmenden Bezugsrisiken auf den Rohstoff- und Energiemärkten unternommen werden? Der Ausbau der erneuerbaren Energien allein wird nicht reichen. Der vorliegende Bericht zeigt einige wichtige Aspekte und Ansatzpunkte zur Beantwortung dieser Frage auf. Auch energiepolitisch lautet die Schlussfolgerung: Globalisierung braucht Sicherheit.

In einem Gastbeitrag geht Dr. Frank Umbach, Senior Associate für internationale Energiesicherheit am Centre for European Security Strategies (CESS), München-Berlin, auf „die strategischen Risiken der globalen Energiesicherheit" ein.

Deutsche Steinkohle

Fotos:
Steinkohlenmischhalle; im Streb

Die globale Finanz- und Wirtschaftskrise machte auch vor der deutschen Wirtschaft nicht Halt. Waren im Herbst 2008 erst nur die Finanzmärkte betroffen, zog die Krise anschließend nahezu alle Wirtschaftsbereiche in ihren Sog. So auch die deutsche Steinkohle. Das den deutschen Steinkohlenbergbau tragende Unternehmen RAG Aktiengesellschaft erlebte infolge der Rezession zu Jahresbeginn 2009 temporäre Störungen beim Kohleabsatz, die voraussichtlich bis zum Jahresende wieder ausgeglichen werden.

Das Jahr 2009 stand zunächst ganz im Zeichen der Umsetzung der Bergbauplanung, die der Vorstand und Aufsichtsrat der RAG im Sommer 2008 beschlossen hatten. Mit dem Steinkohlefinanzierungsgesetz vom Dezember 2007 und dem damit verknüpften Vertragswerk waren hierfür die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen. Damit ist der weitere Anpassungskurs vorgegeben. Gemäß § 1 Abs. 1 des Steinkohlefinanzierungsgesetzes wird „die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 beendet". Zugleich gibt es in § 1 Abs. 2 ein Überprüfungsgebot: Auf der Grundlage eines spätestens bis zum 30. Juni 2012 vorzulegenden Berichts der Bundesregierung prüft danach der Deutsche Bundestag *„unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele, ob der Steinkohlenbergbau weiter gefördert wird"*. Der Bundestag kann somit aus energiepolitischen Gründen auch die Weiterführung eines tragfähigen Steinkohlenbergbaus beschließen. Die RAG ist für beide Fälle gerüstet. Garant dafür ist das für den Personalabbau politisch zugesagte Prinzip der Sozialverträglichkeit. Die Umsetzung dieses Anpassungsprozesses hat für den Steinkohlenbergbau höchste Priorität.

Seit 2008 vereint die „neue" RAG Aktiengesellschaft mit Sitz in Herne unter ihrem Dach u. a. die RAG Deutsche Steinkohle AG, die RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH als reine Bergbaubetriebsgesellschaften sowie die RAG BILDUNG GmbH und die RAG Montan Immobilien GmbH. Mitte April 2009 kam als weitere Gesellschaft die RAG Mining Solutions GmbH hinzu. Ihre Aufgabe ist die internationale Vermarktung gebrauchter und erprobter Bergbauausrüstungen und des im Unternehmen vorhandenen Know-hows zur Förderung von Steinkohle.

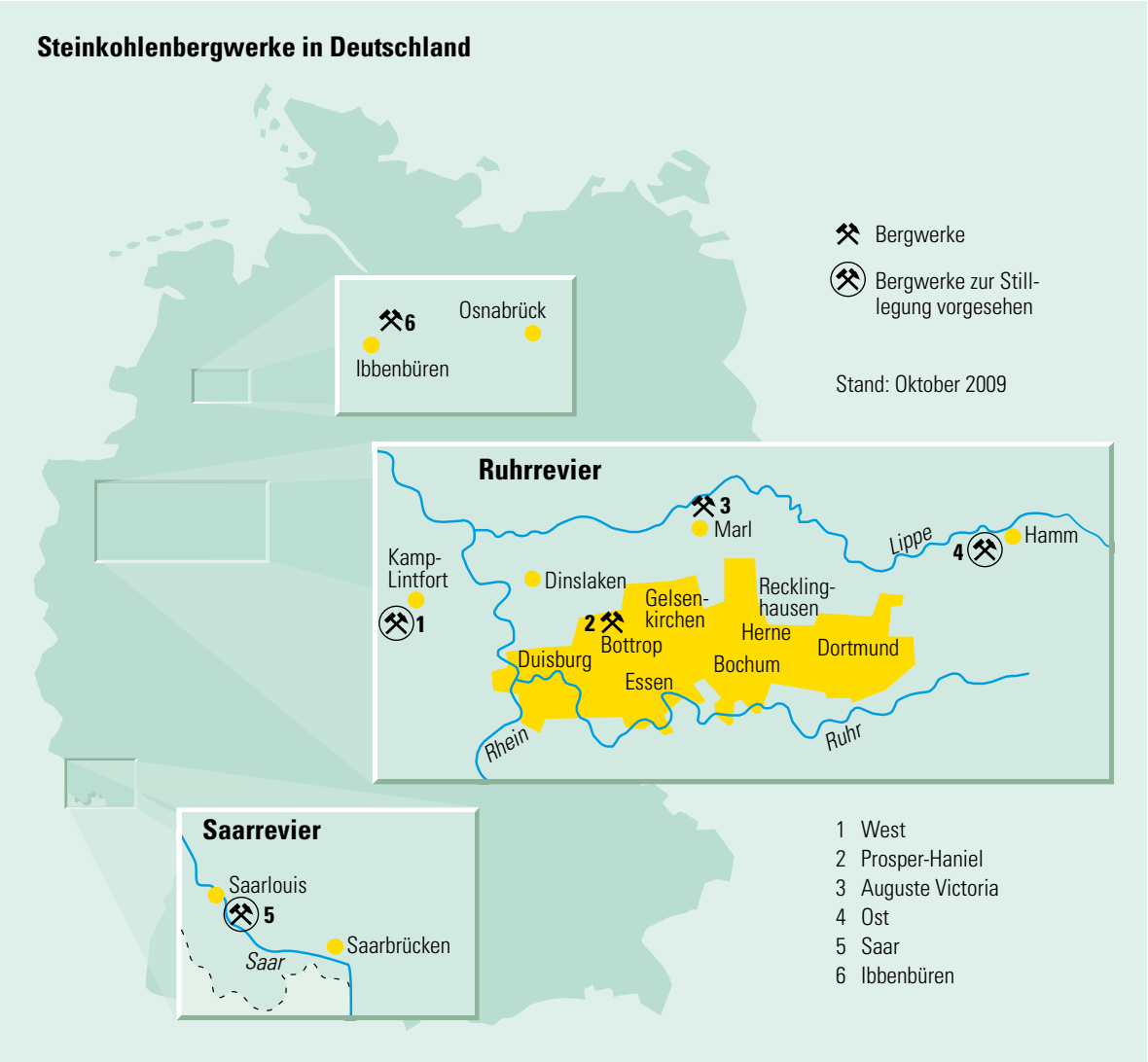
Im Berichtszeitraum wurde zum 1. Januar 2009 das Bergwerk Lippe in Gelsenkirchen stillgelegt. Die Stilllegung des Bergwerks Ost in Hamm ist zum 30. September 2010 festgelegt. Das letzte Bergwerk im Saarrevier, das Bergwerk Saar mit dem Förderstandort Ensdorf, stellt zum 1. Juli 2012 seine Förderung ein. Darüber hinaus sieht die Bergbauplanung das Ende des Bergwerks West in Kamp-Lintfort zum Jahreswechsel 2012/2013 vor, auch wenn es dazu noch keinen Gremienbeschluss gibt. So wird sich die heimische Steinkohlenförderung ab 2013 voraussichtlich auf nur noch drei Bergwerke in Nordrhein-Westfalen konzentrieren: Prosper-Haniel in Bottrop, Auguste Victoria in Marl und Ibbenbüren an der Grenze zu Niedersachsen.

Besondere Herausforderungen für den Personalabbau

Mit der Zahl der Bergwerke wird bis 2012 auch die Förderung von 17 Mio. t im Jahr 2008 auf unter 12 Mio. t/a zurückgehen. Zugleich wird sich die Mitarbeiterzahl auf etwa 15.000 verringern. Gerade die Belegschaftsanpassung stellt den Steinkohlenbergbau vor große Herausforderungen. Dies setzt weiterhin die Nutzung aller verfügbaren personal- und sozialpolitischen Anpassungsinstrumente voraus.

Darüber hinaus sind begleitende tarifvertragliche Regelungen getroffen worden, um die Ziele erreichen zu können.

Für die Personalanpassung gibt es ein vielfältiges Instrumentarium. Eine wesentliche Rolle spielt dabei auch in Zukunft das seit 1972 bestehende Anpassungsgeld (APG) für Arbeitnehmer im Steinkohlen-



bergbau. Danach können die Mitarbeiter bei Erfüllung bestimmter Voraussetzungen – etwa Überschreiten einer festgelegten Altersgrenze und Betriebszugehörigkeitsdauer – vorzeitig in den Vorruhestand wechseln. 2008 konnten damit 1.840 Mitarbeiter aus dem aktiven Arbeitsleben ausscheiden.

Allerdings können für z. Zt. noch rund 2.100 jüngere Mitarbeiter diese Regelungen nicht angewandt werden. Sie sollen bis 2012 das Unternehmen verlassen und eine andere Beschäftigung außerhalb des Bergbaubereichs finden. Auf diese Problematik hat die deutsche Steinkohle mit einem breit gefächerten personalpolitischen Instrumentarium reagiert. Es unterstützt in unterschiedlichster Form eine Integration der betroffenen Mitarbeiter in den allgemeinen

Arbeitsmarkt. Hervorzuheben ist die Einarbeitungsqualifizierung: Sie ermöglicht es, in einer mehrmonatigen „Kennenlernphase" Arbeitsplätze außerhalb des Bergbaus zu erproben. Des Weiteren können sich Mitarbeiter in bis zu dreijährigen Umschulungsmaßnahmen für zukunftsträchtige Berufsfelder außerhalb des Bergbaus qualifizieren. Darüber hinaus behalten auch weitere, in den vergangenen Jahren erfolgreich erprobte unternehmensinterne Programme ihre Gültigkeit. Sie geben jüngeren Mitarbeitern alternative berufliche Perspektiven innerhalb und außerhalb des RAG-Konzerns und bieten ihnen Anreize zur Förderung der Flexibilität.

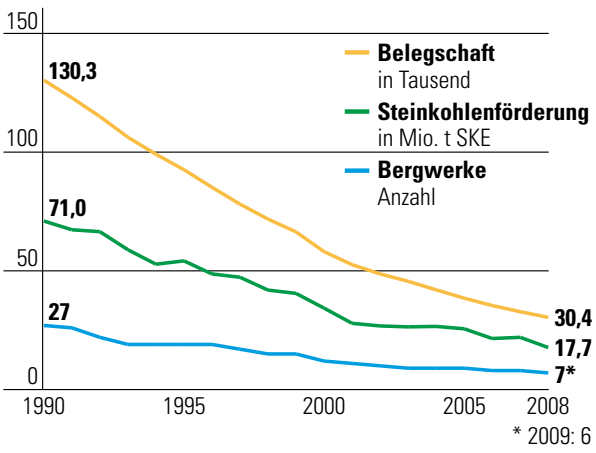
Ein geordneter Stilllegungsprozess des deutschen Steinkohlenbergbaus bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung einer mit Blick auf die Revisionsklausel funktionsfähigen Unternehmensstruktur: Mit diesem Ziel schlossen die Tarifparteien des Steinkohlenbergbaus – GVSt und IG BCE – im Juni 2009 den „Tarifvertrag zur sozialverträglichen Flexibilisierung des rheinisch-westfälischen und des Ibbenbürener Steinkohlenbergbaus". Er trat zum 1. Juli 2009 in Kraft und kann frühestens zum 31. Dezember 2012 gekündigt werden. Damit sollen die Interessen aller an dem Prozess Beteiligten zu einem angemessenen Ausgleich gebracht werden. So tragen seine Regelungen einerseits den Interessen der Mitarbeiter an einem höchstmöglichen Bestandsschutz ihrer Arbeitsverhältnisse Rechnung. Andererseits fordern sie im Gegenzug von den Arbeitnehmern aber ein sehr hohes Maß an Flexibilität – sowohl hinsichtlich Art und Ort ihrer Arbeitstätigkeit als auch der Bereitschaft zur Teilnahme an erforderlichen Qualifizierungen.

Mit diesen und ähnlichen Instrumenten ist es in den vergangenen 40 Jahren seit Gründung der Ruhrkohle AG gelungen, die Anzahl der Mitarbeiter von damals 280.000 auf rund 30.000 (Stand Ende 2008) – also um über 90 % – sozialverträglich, d. h. ohne betriebsbedingte Kündigungen zu reduzieren. Um das personalpolitische Ziel einer sozialverträglichen Anpassung der Belegschaft bis 2012 zu realisieren, wird es nötig sein, alle genannten Instrumente weiterhin anzuwenden. Erschwert werden die Bemühungen, den Personalabbau zu bewältigen, derzeit allerdings durch die Entwicklungen auf dem Arbeitsmarkt. Viele Betriebe leiden unter dem durch die Wirtschaftskrise ausgelösten Konjunktureinbruch und nehmen derzeit keine Neueinstellungen vor. Es ist nicht auszuschließen, dass sich die Arbeitsmarktlage in Deutschland und so auch in den Bergbauregionen noch spürbar verschärfen wird.

Auch der GVSt hat Anpassungen vorgenommen und seine Strukturen verändert. Bei seiner Gründung im Jahr 1968 vereinte er noch die Interessen von fünf Unternehmensverbänden des deutschen Steinkohlenbergbaus unter seinem Dach. Heute ist er die einzige Interessenvertretung der Branche. Nachdem der GVSt bereits die Aufgaben des Unternehmensverbandes Steinkohle (UVSt) übernommen hatte, wurde 2009 der traditionsreiche Verein für die bergbaulichen Interessen (VbI), der im letzten Jahr sein 150-jähriges Jubiläum gefeiert hatte, auf den GVSt verschmolzen. Außerdem wurde der Gesamtverband Steinkohle in das Vereinsregister eingetragen. Die Belegschaft wird parallel zur Anpassung im Steinkohlenbergbau verkleinert. Im Zuge der Anpassung wird der Verband seinen Sitz zum 1. Januar 2010 nach Herne verlegen – an den Standort seines wichtigsten Mitglieds, der RAG Aktiengesellschaft.

Trotz der Notwendigkeit, die Personalzahlen an die geringer werdende Förderung anzupassen, gehört der deutsche Steinkohlenbergbau noch immer zu den großen Ausbildern in Nordrhein-Westfalen und dem Saarland. Er kommt so seiner sozialen und regionalen Verpflichtung

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau



Aufgaben des Gesamtverbands Steinkohle e. V.

Der Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt) wurde am 11. Dezember 1968 als Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus gegründet. Heute vertritt und fördert er die allgemeinen Belange seiner Mitglieder aus Steinkohlenbergbau und verwandten Branchen, insbesondere auf wirtschaftspolitischem und sozialpolitischem Gebiet, und fungiert als Arbeitgebervereinigung und Tarifpartei für seine ordentlichen Mitglieder.

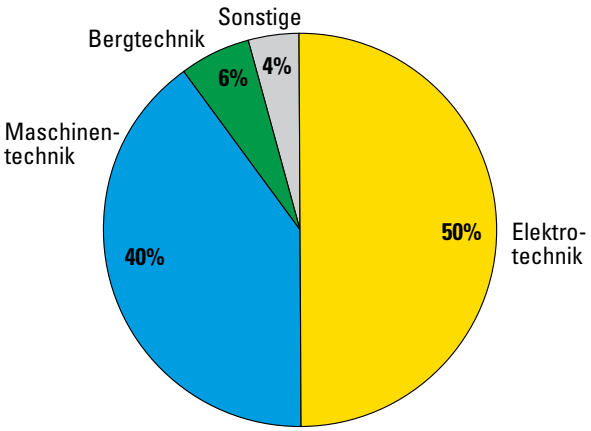
Wie andere Branchenverbände auch beteiligt er sich direkt und indirekt über Dachverbände an der politischen Willens- und Entscheidungsbildung in Deutschland. So ist der GVSt über die Vereinigung Rohstoffe und Bergbau e. V. (VRB) mittelbar im Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) vertreten. Als Arbeitgeberverband des deutschen Steinkohlenbergbaus ist der GVSt Mitglied der Bundesvereinigung der Deutschen Arbeitgeberverbände (BDA) sowie der Landesvereinigung der Arbeitgeberverbände NRW und ist in allen wichtigen Gremien der Sozialversicherungsträger vertreten. Der Verband pflegt als Interessenvertretung der Branche Kontakte zu den für den Steinkohlenbergbau maßgeblichen Instanzen in Politik, Ministerien, Behörden sowie zu Universitäten, Forschungseinrichtungen, Kirchen und der Öffentlichkeit.

Gerade der Montanbereich steht – und stand seit 1950 – unter einem besonderen europäischen Fokus. So ist der GVSt auch Gründungsmitglied des Dachverbands des europäischen Kohlebergbaus EURACOAL, dem mittlerweile 28 Verbände und Unternehmen aus fast allen Kohleländern Europas angehören. Er vertritt über sein Brüsseler Büro auch spezifische Belange der deutschen Steinkohle, so vor allem in der europäischen Umweltpolitik. Darüber hinaus wirkt er in weiteren internationalen Organisationen wie dem World Coal Institute (WCI) mit.

Gemeinsam mit dem Deutschen Braunkohlen-Industrie-Verein e. V. (DEBRIV) betreibt der GVSt den Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. Dieser Verein hat die Aufgabe, für die Kohleunternehmen die behördlich angeforderten Statistiken zu erstellen und im Rahmen dieses Zweckes Behörden und öffentliche Institutionen zu beraten.

nach. Auch im Jahr 2009 haben wieder rund 300 junge Menschen ihre Ausbildung bei der RAG begonnen. Damit beschäftigt das Unternehmen zu Beginn des Ausbildungsjahres 2009/10 insgesamt ca. 1.340 Auszubildende, wobei die Schwerpunkte in den Bereichen Industriemechaniker, Elektroniker für Betriebstechnik, Mechatroniker sowie im kaufmännischen Bereich liegen.

Auszubildende 2008 insgesamt 1.797



Fachrichtungen der Auszubildenden im Steinkohlenbergbau

Mit der personellen Anpassung eng verbunden ist die Notwendigkeit der Know-how-Sicherung. Mit jedem Mitarbeiter, der das Unternehmen verlässt, drohen auch dessen Fachwissen und Erfahrung verloren zu gehen. Um diesem Problem wirksam begegnen zu können, bedarf es zunächst eines Überblicks über alle unternehmensweit vorhandenen Qualifikationen. Hierfür hat die RAG das Know-how-Sicherungssystem (KHS) eingeführt, das die Qualifikationen und Kompetenzen aller Mitarbeiter umfassend abbildet. Dadurch wird es möglich, für die auftretenden Qualifikationslücken den bestmöglichen Know-how-Träger zu identifizieren. Er kann dann entsprechend dem Bedarf im Unternehmen eingesetzt oder qualifiziert werden.

Konsultationsverfahren für die Verlängerung der EU-Ratsverordnung zur Genehmigung von Steinkohlebeihilfen

Für den sozialverträglichen Anpassungsprozess des deutschen Steinkohlenbergbaus und die Umsetzung der steinkohlepolitischen Beschlüsse muss auch weiterhin die EU-rechtliche Genehmigung der gewährten Kohlehilfen möglich sein. Rechtsgrundlage dafür ist bis zum Jahr 2010 die geltende EU-Ratsverordnung 1407/2002 über staatliche Beihilfen für den Steinkohlenbergbau. Für die Zeit ab 2011 ist eine neue EU-Regelung der Kohlebeihilfen nötig. Andernfalls würden die allgemeinen Bestimmungen des EU-Vertrags Anwendung finden, die allerdings für die Zwecke des deutschen Steinkohlenbergbaus nicht ausreichen.

Auf europäischer Ebene ist 2009 ein Konsultationsverfahren zum Auslaufen der Gemeinschaftsregelungen der Steinkohlebeihilfen eingeleitet worden. Es hat eine Reihe von kohlepolitischen und beihilferechtlichen Grundsatzfragen aufgeworfen. In diesem Zusammenhang haben der GVSt und die RAG der Europäischen Kommission eine gemeinsame Stellungnahme vorgelegt.

Darin betonen sie, dass ein wesentlicher Aspekt des Steinkohlefinanzierungsgesetzes die Sozialverträglichkeit bei der Rückführung der Förderung ist. Ein Auslaufen der Subventionen zu einem früheren Zeitpunkt wäre angesichts der Altersstruktur der Belegschaft und der gerade in den Bergbauregionen schwierigen Arbeitsmarktsituation sozialverträglich unmöglich. Darauf weist auch der von der deutschen Bundesregierung in diesem Zusammenhang bei der EU-Kommission notifizierte Umstrukturierungsplan bis 2018 hin. Seine Genehmigung steht noch aus und ist in enger Verbindung zu sehen mit den Konsultationen in Zusammenhang mit dem Auslaufen der EU-Ratsverordnung 1407/2002.

Wettbewerb durch Beihilfen nicht beeinträchtigt

Auch aus Sicht der EU-Kommission haben die Steinkohlebeihilfen bisher nie zu Beeinträchtigungen des Wettbewerbs auf den wichtigsten Kohleabsatzmärkten geführt. Speziell in Deutschland hat sich gerade durch die stark rückläufige Steinkohlenförderung ein großer Raum für Steinkohlenimporte eröffnet. Insofern ist der Umstrukturierungsplan mit dem Gemeinschaftsrecht vereinbar. Die Kommission hat sich dieser Einschätzung nicht anschließen können.

In ihrer Stellungnahme weist die deutsche Steinkohle des Weiteren darauf hin, dass der Steinkohlenbergbau in den Ländern der EU größtenteils unter geologisch schwierigen Bedingungen stattfindet. Dies verhindert, dass sich seine Produktionskosten so weit verringern lassen, dass sie das Niveau von Importkohle aus Drittländern erreichen. Der Steinkohlenbergbau insgesamt wäre daher dauerhaft nicht überlebensfähig, wenn keine Maßnahmen zur Gewährung staatlicher Hilfen getroffen würden. Erst recht ist er auf Beihilfen zur Rücknahme der Fördertätigkeit angewiesen, die unter Wahrung des Prinzips der Sozialverträglichkeit durchgeführt werden sollen, wie es im deutschen Steinkohlenbergbau der Fall ist.

Heimische Steinkohle bedeutet Energieversorgungssicherheit

Die Europäische Kommission begründete die bestehende Verordnung bisher auch immer mit dem Beitrag der Steinkohlenförderung für die Energieversorgungssicherheit. Denn eine völlige Abhängigkeit von Importkohle aus Drittländern könnte nach Auffassung der Kommission die Risiken und Unwägbarkeiten bei der langfristigen Sicherheit der Energieversorgung der EU vergrößern. Gerade in einer immer stärker globalisierten Welt mit zunehmender Konkurrenz um die vorhandenen Ressourcen stellt die Versorgungssicherheit durch Zugang zu heimischen Steinkohlenvorkommen ein hohes Gut dar.

Es ist nämlich durchaus nicht sicher, dass Kohle immer in ausreichendem Maße in der gewünschten Qualität zu einem akzeptablen Preis auf dem Weltmarkt zur Verfügung steht. Einer Analyse vom Frühjahr 2008 zufolge wird bereits im Jahr 2011 wieder damit zu rechnen sein, dass Angebot und Nachfrage auf dem Weltkraftwerkskohlenmarkt die Kapazitätsgrenzen erreichen. Ab 2012 müssten sogar Engpässe erwartet werden („Development and Perspectives on Supply and Demand in the Global Hard Coal Market", Maggi Rademacher in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/2008, S. 67ff.). Durch die danach eingetretene globale Wirtschaftskrise ist eine zeitliche Verschiebung dieser Tendenz zu erwarten. Am Ergebnis der Analyse ändert dies im Grundsatz aber wenig.

Ähnliche Einschätzungen hat die im Jahr 2007 veröffentlichte Studie „The Future of Coal" des Energie-Instituts des Joint Research Center der EU-Kommission vertreten. Nach dieser Studie ist es nicht sicher, dass die zur Deckung der mittel- und langfristigen Kohlenachfrage erforderliche Steigerung des globalen Angebots erfolgen wird. Die Lieferperspektiven für Kohle auf dem Weltmarkt wären auf Dauer keineswegs so sicher wie häufig angenommen. Der Grund dafür ist die relativ rasche Abnahme der wirtschaftlich gewinnbaren Reserven sowie die sehr hohe Länder- und die steigende Unternehmenskonzentration. In jedem Fall würden die Weltmarktpreise erheblich steigen; ein Szenario, das 2008 – zunächst vorübergehend – auch eingetreten ist. Auf Grund der Studie erscheint eine umfassendere und effizientere Nutzung der heimischen Steinkohlenreserven der EU sinnvoll. Dies würde nicht nur die Importabhängigkeit reduzieren, sondern auch zusätzliche vorteilhafte Synergien wie z. B. eine Sicherung der Beschäftigung in Bergbau und Zulieferindustrie ermöglichen. Die Sicherung der Beschäftigung hat in Folge der Krise europaweit nach Auffassung der EU-Kommission höchste Priorität erlangt.

Auch wenn durch die Weltwirtschaftskrise ein anderes zeitliches Szenario eintreten wird, so ist eine Verknappung offenbar nur eine Frage der Zeit. Bereits vor Erreichen der Vollauslastung der Kapazitäten in der gesamten Kohlekette werden die Preise deutlich ansteigen, wie die Erfahrung im vergangenen Jahr zeigte.

Eine Umstellung der bestehenden Kohlekraftwerke auf Weltmarktkohle wäre im Übrigen nicht in jedem Fall möglich – und wenn, dann auch nur nach mehr oder weniger umfangreichem Umbau der Kraftwerke bzw. Umstellung der Transportinfrastruktur. Vor dem Hintergrund der öffentlichen Diskussion über den Neubau von Kohlekraftwerken sind daher zusätzliche Veränderungen im Kraftwerkspark zu Lasten eines ausgewogenen Energiemix in der Stromerzeugung absehbar(s. a. Kapitel Herausforderungen für die europäische und deutsche Energiepolitik).

Unter Umweltgesichtspunkten ist die Frage der Beihilfen für die Steinkohlengewinnung im Übrigen getrennt zu betrachten von den Auswirkungen der Steinkohlennutzung. Letztere treten beim Einsatz von Importkohle genauso ein. Die Probleme gelten unabhängig von der Herkunft der Kohlen. Dies gilt insbesondere für die Verringerung der CO_2-Emissionen aus Kohlekraftwerken. Denn die Umwelt- und Klimafreundlichkeit der Kohlekraftwerke hängt ab von den jeweiligen Emissionsstandards im Kraftwerkssektor und der Höhe der Wirkungsgrade, künftig auch von der Entwicklung und Durchsetzung der nahezu CO_2-freien CCS-Technologien.

Umgekehrt würde die Einstellung der Steinkohlenförderung in den Mitgliedstaaten der EU bedeuten, dass die Produktion auch für den europäischen Markt verstärkt in dritte Länder verlagert wird, in denen in der Regel erheblich geringere Umweltstandards als in der EU herrschen. Hinzu kämen unter Klimagesichtspunkten u. a. auch die Emissionen durch den zusätzlichen internationalen Kohletransport. Die globale „Ökobilanz" der Steinkohlenproduktion insgesamt würde dadurch keineswegs verbessert, sondern in aller Regel verschlechtert. Eine Mindestproduktion subventionierter heimischer Steinkohle dagegen hätte klare Vorteile. Sie würde – wie schon die bisher geltende EU-Regelung feststellt – die Anreize und Chancen in den Mitgliedstaaten erhöhen. Auch die

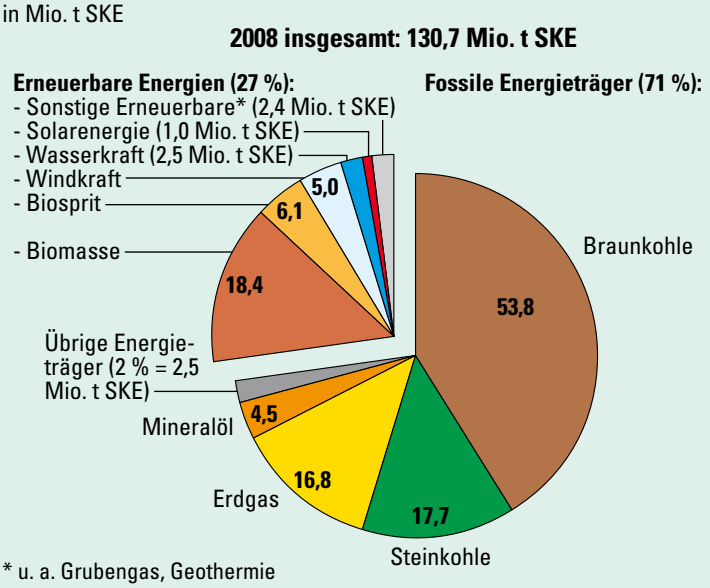
Führungsposition der europäischen Technologie würde gesichert werden, in der eine umweltschonende Förderung der Kohle, deren saubere Verbrennung und zugleich ein Transfer dieser Technologie zu den großen Kohle produzierenden Regionen außerhalb der EU ermöglicht würde.

Zugang zur Lagerstätte sichern

Eine Fortsetzung der Steinkohlenförderung sichert auch den Zugang zur Lagerstätte. Die technisch gewinnbaren Vorräte in den deutschen Steinkohlenlagerstätten sind die bei weitem größten Energievorräte innerhalb der EU. Bezogen auf Deutschland haben sie einen Anteil von 63% an den heimischen Energievorräten.

Die heimische Steinkohle liefert – bei einem Anteil von rund 4% am Primärenergieverbrauch und etwa einem Drittel bei der Stromerzeugung aus Steinkohle – nicht nur im Hinblick auf den Zugang zu den Vorkommen nach wie vor einen bedeutsamen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland. Sie könnte dies vor dem Hintergrund der vorhandenen Vorkommen auch noch für mehrere Jahrhunderte leisten. Anders als noch vor 25 Jahren dominiert heute mit einem Anteil von rund 77% der Absatz an die Stromwirtschaft. Der Anteil, der 2008 in die Stahlindustrie ging, betrug 21%. Kleinere Mengen werden daneben – subventionsfrei – in den Wärmemarkt geliefert (Anthrazitkohlen).

Primärenergiegewinnung in Deutschland
in Mio. t SKE



Dem infolge der einsetzenden Rezession bereits 2008 nahezu stagnierenden Stromverbrauch folgte 2009 auch ein monatelanger Abwärtstrend bei der Stromerzeugung – begründet im geringeren industriellen Verbrauch. So hat es beispielsweise bei der Rohstahlproduktion in Deutschland seit dem Jahresbeginn massive Einbrüche um bis zu 42% gegeben. Sowohl beim Absatz von Kraftwerkskohle als auch von Kokskohle und Koks ist es im ersten Halbjahr konjunkturell bedingt zu erheblichen Rückgängen gekommen. Die letzte unter dem Dach der RAG verbliebene Kokerei Prosper musste nach Jahren der Vollauslastung ihre Kapazitätsauslastung zeitweise auf die technische Untergrenze zurücknehmen, genauso wie alle übrigen sich im Besitz der Stahlproduzenten befindenden Kokereien in Deutschland auch.

Seit dem Sommer 2009 gibt es allerdings wieder deutliche Signale dafür, dass die konjunkturelle Talsohle durchschritten ist (Stand September 2009).

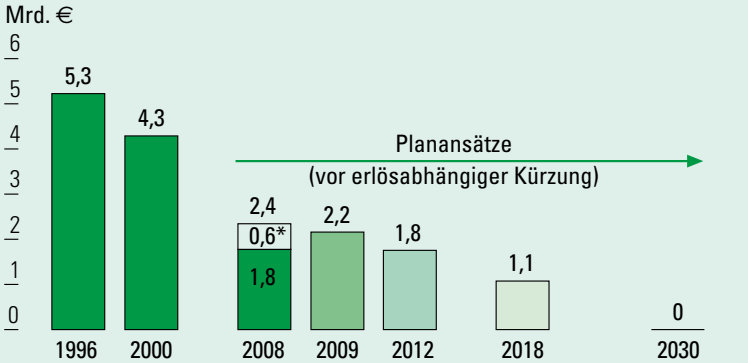
Öffentliche Hilfen

Für das Jahr 2008 waren für den deutschen Steinkohlenbergbau gemäß Haushaltsplan 2,378 Mrd. € an öffentlichen Hilfen für die laufende Förderung, Altlasten und Stilllegungsmaßnahmen bereitgestellt worden. Davon entfielen 1,862 Mrd. € auf den Bundes- und 0,516 Mrd. € auf den nordrhein-

westfälischen Landeshaushalt. Das Saarland beteiligt sich an diesen Kohlehilfen nicht. Auf Grund der auf dem Importkohlenmarkt zu verzeichnenden Preissteigerungen reduzierte sich der Bedarf jedoch, sodass Anfang 2009 ein um fast 600 Mio. € verminderter Betrag ausgezahlt wurde.

Wurden die Steinkohlesubventionen in den vergangenen Jahren gerade von Ökonomen sehr kritisch beurteilt, so scheint sich mittlerweile hier und da eine Neubewertung zu ergeben. Die Wirtschafts- und Finanzkrise und die dadurch initiierten umfangreichen staatlichen Rettungsmaßnahmen verschoben die Relationen im Subventionsgeschehen und im staatlichen Handeln sehr deutlich. So äußerte sich beispielsweise Prof. Peter Bofinger, Mitglied des Sachverständigenrats, in seinem Buch „Ist der Markt noch zu retten?" im Zusammenhang mit der Subventionsdebatte und speziell zu den Subventionsstudien des Kieler Instituts für Weltwirtschaft (IfW): *„Man kann sich bei jeder dieser Positionen streiten, ob dafür öffentliche Mittel eingesetzt werden sollten. Aber es gibt für die meisten dieser Subventionen durchaus eine ökonomische Rechtfertigung. Dies gilt selbst für die Steinkohle, die bei steigenden Energiepreisen durchaus wieder attraktiv werden kann."*

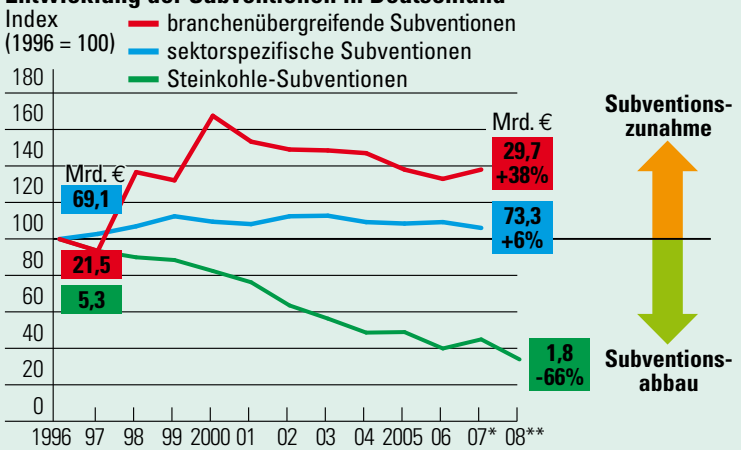
Öffentliche Hilfen für die deutsche Steinkohle



Ohne RAG-Eigenanteil; * erlösabhängige Kürzung

Bis 2008: gemäß Zusagen aus den kohlepolitischen Vereinbarungen 2003 (ohne Berücksichtigung der zeitlichen Zahlungsverschiebungen); ab 2009 Planansätze gemäß Rahmenvereinbarung 2007; 2018 unter Vorbehalt der Revision in 2012; ab 2019: keine Absatzhilfen

Entwicklung der Subventionen in Deutschland



* 2006/07: verringerter Abbau wegen Umstellung der Auszahlungsmodalitäten und Nachzahlung vorher verschobener Auszahlungen („Bugwelle")

** 2008: Kohlehilfen nach erlösabhängiger Kürzung

Quelle: IfW, Bundes- und Länderhaushalte

Fiskalische Folgekosten

Der Steinkohlenbergbau ist nach wie vor von beträchtlicher Bedeutung für die Städte und Gemeinden in den Revieren. Ein Anfang 2008 veröffentlichtes Gutachten der Prognos AG zur regionalwirtschaftlichen Bedeutung des Steinkohlenbergbaus im Ruhrgebiet zeigte Folgendes: Auf einen Bergbauarbeitsplatz kommen 1,3 weitere Arbeitsplätze im wirtschaft-

lichen Umfeld – davon rechnerisch ungefähr ein Arbeitsplatz in der Region selbst. So wird durch den Bergbau nicht nur direkt, sondern auch indirekt Arbeit geschaffen. Es handelt sich hier zum einen um Arbeitsplätze in der Zulieferindustrie, zum anderen aber auch um solche, die durch die Kaufkraft der Bergbaubeschäftigten zusätzlich gesichert werden – etwa im Handel oder im Handwerk der Region. In vielen ehemaligen Bergbauregionen und Bergbaurückzugsgebieten ist deshalb die Arbeitslosigkeit typischerweise überdurchschnittlich hoch.

Zu berücksichtigen sind auch die fiskalischen Folgekosten. Werden in der Folge von Bergwerksstilllegungen Steuern und Sozialversicherungsbeiträge nicht mehr geleistet, kann das trotz der eingesparten Subventionen per Saldo für viele Jahre sogar zu Nettobelastungen der öffentlichen Kassen führen. Erschwert wird somit auch die Finanzierung regionalpolitischer Strukturanpassungsmaßnahmen.

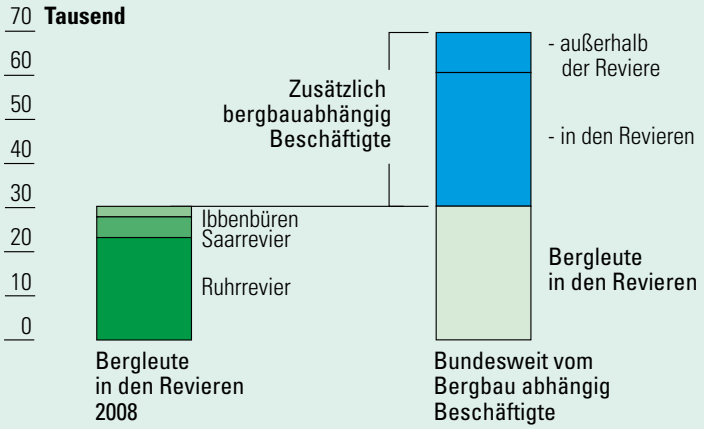
Fiskalische Folgekosten bei unterschiedlichen Arbeitsplatzersatzraten

Arbeitsplatz-ersatzrate p. a.	Arbeits-platzverluste in 2018 NRW	Fiskalische Folgekosten 2007 - 2018 NRW	Fiskalische Folgekosten 2007 - 2018 Deutschland
0%*	- 43.726	1,43 Mrd. €	9,54 Mrd. €
2,25%	- 37.390	1,30 Mrd. €	8,57 Mrd. €
4,5%**	- 32.963	1,18 Mrd. €	7,71 Mrd. €
9%	- 25.054	0,99 Mrd. €	6,25 Mrd. €

* Status quo mit Normaltrend ** Referenzfall UK

Quelle: Prognos, 2008

Beschäftigungseffekte des deutschen Steinkohlenbergbaus nach Regionen



Zwar hat es in der Vergangenheit vielfältige regionalwirtschaftliche Flankierungsmaßnahmen auch durch EU-Programme gegeben (z. B. RECHAR,RESIDER oder Ziel-2-Maßnahmen); doch sie konzentrierten sich auf das allgemeine Umfeld, nicht aber auf die unmittelbaren Auswirkungen der Arbeitsplatzverluste im Steinkohlenbergbau und den von ihm abhängigen Sektoren.

Bereits vor dem Beschluss im Jahr 2007, die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zu beenden, wurde die Förderung über Jahre hinweg deutlich, aber immer sozialverträglich zurückgeführt. Dies hat zumindest bruchartige Entwicklungen in den Bergbaurevieren verhindert. Das Auslaufdatum Ende 2018 wurde bewusst so gewählt, um größere negative soziale und regionale Auswirkungen vermeiden zu können.

Zusammenfassend ist über die Ende 2010 auslaufende EU-Ratsverordnung über Steinkohlebeihilfen daher festzuhalten: Sie hat sich bewährt und zu keinen gravierenden Problemen geführt, die Anlass zu einer Änderung während der Laufzeit der Verordnung gegeben haben. Dies hat die EU-Kommission in ihrem Monitoring-Bericht zu dieser Verordnung selbst festgestellt. Der deutsche Steinkohlenbergbau hatte sich deshalb schon 2006 in seiner Stellungnahme im Rahmen der Konsultation zum Monitoring-Bericht für eine – modifizierte – Fortschreibung dieser Verordnung ausgesprochen. Dies sehen auch etliche andere Kohleländer so. Künftig sollten in jedem Fall alle bisher bestehenden Beihilfeinstrumente im EU-Rahmen zulässig bleiben.

“Arbeitsauftrag”,
Foto und Montage:
Andreas Ermert, 2009.

Innovative deutsche Bergbautechnik ist weltweit führend

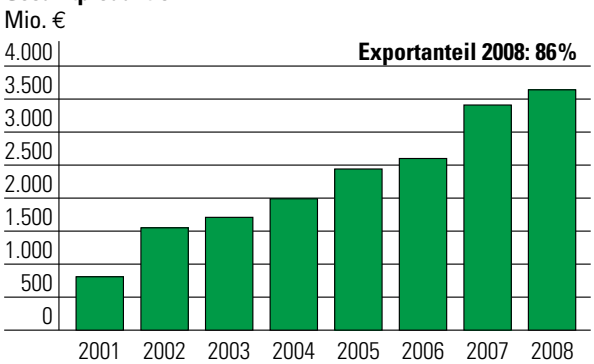
Die geordnete und schrittweise Rückführung des deutschen Steinkohlenbergbaus hat nicht nur regionale und soziale Folgen abgefedert, sondern zugleich auch die Anpassungsprozesse der Zulieferindustrie. Der gute Ruf der deutschen Bergbautechnik ist nicht zuletzt auf die Herausforderungen zurückzuführen, die die geologischen und klimatischen Bedingungen an einen Bergbau in Tiefen von bis zu 1.500 m stellen. So beträgt die durchschnittliche Gewinnungsteufe im heimischen Steinkohlenbergbau aktuell rund 1.150 m. Bis zum Jahr 2012 wird sie etwa um weitere 100 m zunehmen. Beispiellos auf der Welt sind darüber hinaus die hierzulande anerkannt hohen Standards für die Arbeitssicherheit, den Arbeits- und Gesundheits- sowie den Umweltschutz. Die inländische Bergbauzulieferindustrie hat hierzu im Verbund mit dem heimischen Steinkohlenbergbau entscheidende Beiträge geleistet und ist auf dem Weltmarkt nicht nur wettbewerbsfähig, sondern auch an der Spitze der technologischen Entwicklung. Ihr Beitrag ist in der EU, in Osteuropa sowie in Ländern wie China und Indien von großer Bedeutung.

Die Entwicklung in Deutschland zeigt inzwischen aber, dass mit Rückführung der Steinkohlenproduktion der Bestand einzelner Bergbauzulieferer gefährdet ist und bereits Insolvenzen einzelner Unternehmen zur Folge hatte. Zudem dürften einige deutsche Anbieter finanziell kaum in der Lage sein, technische Neuerungen in weit entfernten Bergwerken im Einsatz zu testen und zur Marktreife zu führen.

Der überwiegende Teil der Bergbauzulieferbetriebe ist mit seinen Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotenzialen in den Bergbaurevieren angesiedelt. 80% aller Bergbauzulieferer Deutschlands sind z. B. in Nordrhein-Westfalen ansässig. 115 überwiegend mittelständische Unternehmen mit mehr als 13.500 Beschäftigten decken die gesamte Palette der Tief- und Tagebautechnik in allen Bergbauzweigen ab. Die Branche verzeichnet seit Jahren steigende Umsätze, die den geringer werdenden Anteil des heimischen Markts mehr als kompensieren. Zuletzt betrug der Zuwachs 7% für das Jahr 2008.

Die führende Position der deutschen Bergbaumaschinenindustrie auf dem Weltmarkt ist laut Fachverband Bergbaumaschinen im Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) allerdings gefährdet, sollte der Auslaufbeschluss für den deutschen Steinkohlenbergbau tatsächlich umgesetzt werden. Zur Aufrechterhaltung des weltweit hohen technologischen Standards der deutschen Bergbautechnik ist nach Ansicht des VDMA ein lebensfähiger heimischer Steinkohlenbergbau unverzichtbar: Die erforderlichen Innovationen erfolgen und gelingen gerade durch die Erprobung und Weiterentwicklung unter den anspruchsvollen Bedingungen in der heimischen Lagerstätte.

Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie



Quelle: VDMA, 2009

Innovationen treiben die Technologieentwicklung voran

Produktivitätssteigerungen und Prozessinnovationen sind heutzutage mitentscheidend für den wirtschaftlichen Erfolg von Bergbauunternehmen. Weltweit geht der Trend zu immer leistungsfähigeren Tiefbaubetrieben: Zum einen, weil die im Tagebau gewinnbaren Vorräte langsam aber sicher zur Neige gehen; zum anderen, weil auch andernorts die Anforderungen an einen umweltschonenderen Umgang mit der Landschaft über

Änderungen im Berufsfeld Bergbautechnologe

Zum 1. August 2009 startete in der Nachfolge des Bergmechanikers der neue Ausbildungsberuf des „Bergbautechnologen". Mit diesem Berufsfeld trägt die Ausbildungspolitik den veränderten Rahmenbedingungen für den Steinkohlenbergbau sowie dem Strukturwandel der bergbaulichen und bergbaunahen Berufstätigkeiten in Deutschland Rechnung.

Berufsanfänger können sich zwischen den Spezialisierungen Tiefbohrtechnik und Tiefbautechnik entscheiden. Die Tiefbohrtechnik setzt Schwerpunkte in den Bereichen Geologie sowie der Bohrlochkonstruktion und -kontrolle. Die Tiefbautechnik besitzt ihre Einsatzfelder neben dem Steinkohlenbergbau hierzulande im Kali-, Deponie-, Sanierungs- und neuerdings auch wieder im Erzbergbau. Ausbildungsschwerpunkte liegen dabei auf Fragen des Grubengebäudes, sowie der Wetter- und Klimatechnik, die für die Tiefbohrtechnik nicht relevant sind.

Künftig können auch Frauen in diesem Beruf ausgebildet werden: Der Deutsche Bundestag hat das Beschäftigungsverbot für Frauen unter Tage am 20. Januar 2009 aufgehoben. Zuvor hatte der Europäische Gerichtshof die EU-Länder verpflichtet, ein Übereinkommen der Internationalen Arbeitsorganisation aus dem Jahr 1935 zu kündigen, das jegliche Untertagearbeiten von Frauen verbot, da es gegen eine europäische Richtlinie verstoße.

Tage steigen. Dort, wo ohnehin bereits Steinkohle unter Tage gewonnen wird, dringt man inzwischen ebenfalls in immer größere Teufen vor und lernt zunehmend die damit verbundenen Anforderungen hinsichtlich steigender Gebirgsdrücke, höherer wetter- und klimatechnischer Anforderungen und ähnlichem kennen.

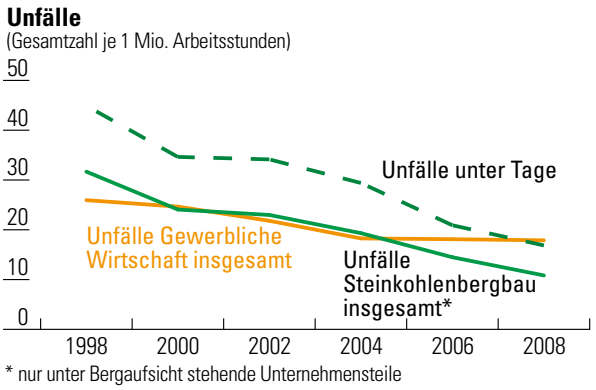
Arbeits-, Gesundheits- und Umweltschutz besitzen im deutschen Steinkohlenbergbau seit jeher einen hohen Stellenwert. Sie zählen zu den wichtigen Grundsätzen innerhalb der Unternehmensstrategie und zu den Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Produktion. Die Arbeit in Steinkohlenbergwerken ist durch die natürlichen Gegebenheiten für die Bergleute in besonderer Weise nicht ohne Gefahren. Dennoch konnten die Unfallzahlen im deutschen Steinkohlenbergbau seit Anfang der 1990er Jahre um fast 90% gesenkt werden. Sie erreichten zuletzt einen historischen Tiefstwert. Im internationalen Vergleich wie auch im Vergleich zu anderen Branchen in Deutschland nimmt damit der heimische Steinkohlenbergbau einen Spitzenplatz bei der Arbeitssicherheit ein.

Zum Selbstverständnis des deutschen Steinkohlenbergbaus zählt auch der verantwortungsvolle Umgang mit der Umwelt. Dies zeigt sich insbesondere bei den im Vorfeld aller Abbauvorhaben durchgeführten Umweltverträglichkeitsprüfungen. Diese setzen sich mit den erwarteten Umweltauswirkungen auseinander und legen die erforderlichen Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen sowie deren kontinuierliche Überwachung fest.

Ausschlaggebend für weitere Produktivitätssteigerungen sind Innovationen in den Bereichen Automatisierung, Kommunikation und Infrastruktur. Diese umfassen Verbesserungen in der Antriebs- und Gewinnungstechnik, Logistik, Instandhaltung, Planung und Organisation. Um dabei weitere Fortschritte zu erzielen, arbeitet die deutsche Steinkohle eng mit Einrichtungen aus Wissenschaft und Forschung zusammen.

Zur Förderung der innerbetrieblichen Anstrengungen zugunsten

Unfallrückgang im Steinkohlenbergbau



* nur unter Bergaufsicht stehende Unternehmensteile

Quelle: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung; RAG

Prozessleitwarte der Zukunft

stetiger Innovationen vergibt die RAG Aktiengesellschaft einen Forschungspreis.

Eine zentrale Rolle bei der Vergabe des Forschungspreises spielen die Anstrengungen zur Automatisierung der Arbeitsprozesse. Dazu zählt die Entwicklung einer neuen Hobeltechnik: Sie führte in den Betrieben der RAG zu einer deutlichen Steigerung der Tagesförderung bei halbiertem Aufwand für Wartung und Instandhaltung sowie längerer Lebensdauer der Anlagen. Ferner geht es um ein neues Antriebssystem für Kohleförderer: Es ermöglichte eine deutliche Produktivitätssteigerung und damit verbundene Kostensenkungen. Zum dritten wurde ein vollautomatisiertes Transportsystem entwickelt.

Für die Chancen auf dem Weltmarkt ist neben der Weiterentwicklung dieser Techniken auch das Know-how über das Verhalten des Gebirges und den Umgang mit ihm von unschätzbarem Wert. Für dieses Wissen wurde unter Einsatz modernster IT-Systeme und -Strukturen bei der RAG ein geotechnisches Bewertungssystem entwickelt. Es liefert Planern ein transparenteres Bild über die Gesteinsschichten. Zur besseren Gebirgsbeherrschung in Flözstrecken wurde eine selbstlernende Datenbank aufgebaut. Sie spiegelt die Erfahrungen aus über hundert Jahren Steinkohlenbergbau in Deutschland wider. Diese Datenbank liefert erstmalig ein umfangreiches, vernetztes Zahlen- und Formelwerk, das für die Planung und Auffahrung neuer Strecken genutzt wird. Insbesondere das Wissen und die Erfahrungen der letzten 25 Jahre sind dabei weltweit einzigartig. Eine ähnliche Datenbank wurde auch für das Grubenrettungswesen entwickelt. Sie hilft nicht nur, die Sicherheit in deutschen Bergwerken zu erhöhen und Know-how zu sichern: Deutsche Standards werden damit weltweit bekannt gemacht und weitere Impulse gesetzt.

Daneben wurden auch Arbeiten mit dem RAG-Forschungspreis ausgezeichnet, die nicht direkt mit den Vorgängen unter Tage in Verbindung gebracht werden. In einem Fall wurde ein Planungs- und Steuerungssystem für eine umfassende und effiziente Abwicklung des Flächenrecyclings und vergleichbarer Großprojekte entwickelt. Bei einem weiteren Projekt („MINEO“) handelt es sich um ein Forschungsvorhaben zur Umweltüberwachung in Bergbaugebieten mit neuen Fernerkundungsmethoden.

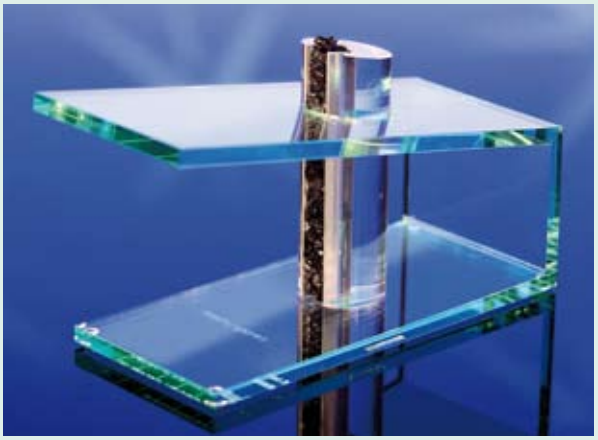
Den Forschungspreis 2008 verlieh die RAG für ein System, das die computergestützte Übermittlung von Sprache, Bildern und Daten möglich macht. Der Elektriker unter Tage repariert eine hochkomplizierte Anlage. Visuell und akustisch zugeschaltet wird ein Experte der Herstellerfirma. Ohne Zeitverlust durch Anreise, ohne stundenlange Stillstände im Betrieb, ist der Schaden schnell behoben. In der Komplexität der Untertage-Welt waren viele Voraussetzungen zu schaffen, um diese Technologie

Der Forschungspreis der RAG Aktiengesellschaft

Die RAG Aktiengesellschaft verleiht seit 2002 einmal jährlich einen Forschungspreis an Mitarbeiter für außerordentliche Leistungen aus dem Bereich Forschung und Entwicklung. Hierfür bewertet eine Jury unter Vorsitz des RAG-Vorstandsmitglieds Jürgen Eikhoff Ideen und Verbesserungen, die dem Unternehmen neue Impulse geben und somit Innovationen vorantreiben. Die besonders anspruchsvolle Geologie der Lagerstätte sowie die weltweit führenden deutschen Standards bei Arbeitssicherheit und Umweltschutz erfordern eine ständige Weiterentwicklung der deutschen Bergbautechnologie, um eine immer höhere Effizienz zu erreichen. Hinzu kommen die Anstrengungen, trotz Personalabbau vorhandenes Know-how zu erhalten und weiterzuentwickeln.

An der Verleihung des Preises – einem stilisierten Schildausbau aus Kohle und Acrylglas – an die Preisträger nehmen Vertreter aus Politik, Wirtschaft und der Tages- und Fachpresse teil.

Die bisherigen Veranstaltungen stoßen auf positive Resonanz. So betonte im Jahre 2003 die damalige Ministerin für Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen, Hannelore Kraft, dass der Forschungspreis zum einen die strategische Bedeutung der Forschungs- und Entwicklungsarbeit für den deutschen Steinkohlenbergbau unterstreiche und zum anderen die Innovationskraft nordrhein-westfälischer Forscherinnen und Forscher verdeutliche. Zwei Jahre später unterstrich dies auch Dr. Michael Stückradt, Staatssekretär im NRW-Ministerium für Innovation, Wissenschaft, Forschung und Technologie. Die deutsche Bergbautechnologie ist weltweit führend. Stückradt: *„Der Garant, dass diese stolze Bilanz auch in Zukunft erhalten bleibt, ist Exzellenz in Forschung und Entwicklung und deren Umsetzung."*



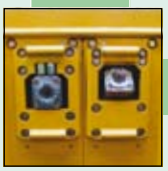
Auch die Berichterstattung der Medien fiel durchweg positiv aus. Hierbei ging neben der Innovationskraft der Mitarbeiter auch die des deutschen Steinkohlenbergbaus im internationalen Zusammenspiel hervor. Eine Partnerschaft, die bis in den Weltraum reicht, wie der Auftritt von Gastredner und Astronaut Dr. Ulf Merbold bei der Forschungspreisverleihung im Jahr 2004 zeigte.

zu realisieren. Das Projekt wurde von der Europäischen Kommission gefördert.

Der Konzentrationsprozess im deutschen Steinkohlenbergbau hat zu einem großen Angebot an gebrauchter, erprobter Bergbautechnik geführt. Was unter den hiesigen schwierigen Bedingungen unter Tage funktioniert, kann oft auch anderswo genutzt werden. Um diesen Markt in Zukunft zu bedienen, hat die RAG als weiteres Unternehmen unter ihrem Konzerndach in diesem Jahr die Tochtergesellschaft RAG Mining Solutions gegründet. So wurden bereits mit Bergbaugesellschaften in Polen, Tschechien und der Ukraine Kon-

Der Forschungspreis 2009

Zur visuellen Unterstützung wurden auf beiden Walzentragarmen Videokameras und Scheinwerfer installiert. Die Kameras liefern kontinuierlich Bilder.



Zur Vollautomation zählt auch die Möglichkeit der Grenzschichterkennung zwischen Kohle und Nebengestein. Dies erfolgt mit zwei kohlenstoßseitig installierten Infrarotkameras. Mit der Infrarottechnik werden Texturen im Flöz erkannt, die mit dem bloßen Auge kaum sichtbar sind.

Nach 20 Jahren Entwicklungsarbeit ist es bei der RAG gelungen, den sogenannten Schrämwalzenlader – eine Abbaumaschine – „intelligent" zu machen. Leistungsfähige Rechner und Kommunikationssysteme sowie modernste Sensorik wie Infrarotkameras, Radar und Schwingungsmesser machen das möglich. Die Maschine erkennt selbstständig Hindernisse und die Grenzen zwischen Kohle und Gestein. Ein effektiver und Material schonender Abbau von Steinkohle unter Tage ist das Ergebnis. Das Projekt wurde im Jahr 2009 mit dem Forschungspreis der RAG-Aktiengesellschaft ausgezeichnet.

takte und Geschäftsbeziehungen aufgebaut zur Vermarktung des hochmodernen Equipments – für das es zum Teil hierzulande keine Einsatzmöglichkeiten mehr gibt – sowie des vorhandenen Know-hows. Darüber hinaus gibt es zunehmend Anfragen aus China, der Türkei, Russland und Mexiko.

Die Beispiele zeigen, dass die Entwicklung der Bergbautechnik trotz des gesunkenen Fördervolumens in Deutschland Jahr für Jahr bis heute wesentliche Fortschritte gemacht hat und immer noch macht. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass die Förderung von Kohle aus einer der tiefsten Lagerstätten der Welt technische Höchstleistungen und umfangreiches Know-how erfordert. Messbarer Ausdruck der weltweiten Wertschätzung der Innovationsanstrengungen des deutschen Steinkohlenbergbaus ist das große Interesse, das die Präsentationen von Mitarbeitern der deutschen Steinkohle auf international besetzten Kolloquien und Tagungen finden.

Foto:
Grubengas-BHKW
der Stadtwerke Herne
am Standort der
ehemaligen Schachtanlage
Mont Cenis

Klima und Umwelt

Aktuelle Entwicklungen in der nationalen und internationalen Klimapolitik

Die nationale und europäische Klimapolitik wurde in der zweiten Jahreshälfte 2008 und 2009 durch die Umsetzung des europäischen Klimaschutzpaketes vom Januar 2008 („Green Package") geprägt. Zentraler Teil des Green Package ist die Novellierung des europäischen Emissionshandelssystems für die Zeit nach 2012, dem Ende der zweiten Handelsperiode und der Verpflichtungsperiode unter dem Kyoto-Protokoll. Kernelement der Novellierung des europäischen Emissionshandelssystems, die im Europäischen Parlament am 17. Dezember 2008 mit überwältigender Mehrheit verabschiedet wurde, ist die deutliche Verringerung der Emissionen im Rahmen des Emissionshandels in der Zeit 2013 bis 2020. So sollen die dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen ihre Emissionen bis 2020 um 21% gegenüber 2005 verringern. Der überwiegende Teil der Emissionsrechte wird an die Stromerzeugungsunternehmen zugeteilt. Diese Rechte sollen nicht – wie in der Vergangenheit – kostenfrei, sondern mit einem Auktionsverfahren kostenpflichtig zugeteilt werden. Dies führt absehbar zu einem erheblichen Kostenschub bei den Strompreisen, den sowohl die industriellen als auch die privaten Stromverbraucher der Europäischen Union schultern müssen.

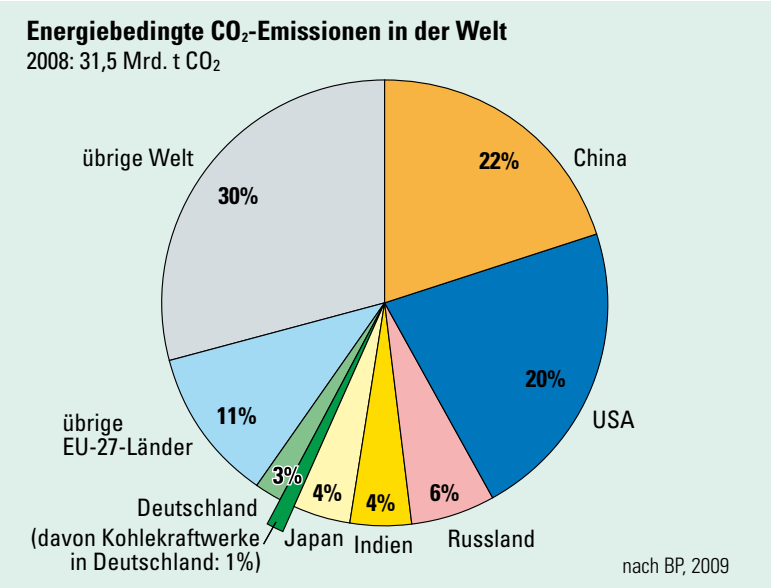
Die Vollauktionierung von Emissionsrechten im Bereich der Stromerzeugung wird die kohlenstoffreichen Primärenergieträger Braun- und Steinkohle besonders hart treffen, da sich die Stromerzeugungskosten hier am stärksten erhöhen. Absehbar ist eine „Dekarbonisierung" besonders im Bereich von Neuanlagen, da Neuinvestitionen auf Stein- und Braunkohlebasis nur getätigt werden, wenn die Vollkosten am Strommarkt durchgesetzt werden können. Der Emissionshandel favorisiert kohlenstoffarme Primärenergieträger, wie Gas. Preisniveau und Preisrisiken ließen diese im Wärmemarkt mit großen Nutzungsvorteilen angesiedelten Energieträger in Deutschland bislang nicht zu grundlastfähigen Energieträgern in der Stromerzeugung werden. Durch den Emissionshandel droht jedoch eine Verschiebung. Bei den übrigen Industrieanlagen soll ein stufenweiser Einstieg in die Auktionierung erfolgen, wobei die kostenlose Zuteilung im Jahr 2013 80% beträgt, bis 2020 auf 30% und bis 2027 auf 0% abgesenkt wird.

Die vom EU-Rat im März 2009 verabschiedete Richtlinie enthält eine Reihe von Regelungslücken, die die Kommission noch vor Beginn der dritten Handelsperiode im Januar 2013 schließen muss. Hierzu gehören insbesondere die Abgrenzung der Carbon Leakage-Sektoren, die im internationalen Wettbewerb stehen, und die Definition von Benchmarks für eben jene Sektoren.

Um die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrien nicht zu stark zu beeinträchtigen, sollen für energieintensive Wirtschaftszweige – wie beispielweise auch die Kokereien – gewisse Ausnahmen vom Einstieg in die Auktionierung geschaffen werden. Diese Ausnahmen sehen eine kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten für die 10% der effizientesten Anlagen im jeweiligen Wirtschaftszweig vor, wobei die übrigen Anlagen des Carbon Leakage-Sektors die ihnen zugeteilten Emissionsrechte letztendlich doch zumindest teilweise kostenpflichtig erwerben müssten. Zudem wird die Anzahl der im gesamten Emissionshandelssystem zugeteilten Rechte – egal ob kostenfrei oder kostenpflichtig – zwischen 2013 und 2020 um 1,74% pro Jahr reduziert, sodass gegen Ende des Zeitraums von einer erheblichen Verknappung von Emissionsrechten ausgegangen werden muss.

Auf internationaler Ebene wird die klimapolitische Diskussion im Jahr 2009 durch die Vorbereitung auf die 15. Vertragsstaatenkonferenz (COP15) geprägt, die im Dezember 2009 in Kopenhagen stattfindet. Auf ihr sollen ein Nachfolgeabkommen für das Kyoto-Protokoll aus dem Jahr 1997 verabschiedet und klimapolitische Zielvorgaben

für die Zeit nach 2012 festgelegt werden. Die Europäische Union hat sich im Vorfeld dieser Verhandlungen im Januar 2009 unilateral auf eine Minderungsverpflichtung von 20% gegenüber 1990 festgelegt und sich dazu bereit erklärt, ihre CO_2-Emissionen um 30% zu senken, falls andere Industriestaaten vergleichbare Emissionsminderungen beschließen. Sie fordert ferner, den globalen Temperaturanstieg auf 2°C zu begrenzen und zur Erreichung dieses Ziels, die globalen Emissionen bis 2050 um 50% gegenüber 1990 zu senken. Die endgültige Verhandlungsposition der EU soll auf einem Ratsgipfel im Oktober 2009 verabschiedet werden.



Die europäischen Forderungen wurden vom G8-Gipfel im italienischen L'Aquila im Juli 2009 aufgegriffen. Die G8-Staaten wollen ihre Klimagasemissionen bis 2050 um 80% reduzieren, wobei die weltweiten Emissionen um 50% verringert werden sollen. Um dieses Ziel zu erreichen, müssten auch die Entwicklungs- und Schwellenländer ihre Emissionen gegenüber heute bis 2050 um mindestens 30% reduzieren, je nach dem, welcher Basiszeitraum seit 1990 als Ausgangspunkt für die Emissionsminderung gewählt wird. Diese implizite Forderung des G8-Gipfels wird die internationale Klimapolitik vor neue, schwierige Herausforderungen stellen.

Vergleicht man dies mit den CO_2-Minderungszielen, die die Entwicklungsländer den Industriestaaten abverlangen (etwa 40% gegenüber 1990 bis 2020), so fallen die bislang publik gemachten Reduzierungsabsichten deutlich dahinter zurück. Die UN-Klimaverhandlungen werden weiter dadurch erschwert, dass die Entwicklungsländer von den Industriestaaten jährliche Zahlungen für „Klimaschäden" im Bereich von ca. 200 Mrd. US-$ fordern, Forderungen, die vor dem Hintergrund der gegenwärtigen Wirtschafts- und Finanzkrise wenig realistisch anmuten. Die Entwicklungsländer selbst, hauptsächlich China und Indien, die maßgeblich für den drastischen Emissionsanstieg der letzten zehn Jahre verantwortlich sind, sind dagegen nicht bereit, verpflichtende Emissionsbegrenzungszusagen zu machen. Sie haben aber zu erkennen gegeben, dass sie generell bereit sind, aus Gründen des Klimaschutzes zumindest ihre Energieeffizienz (d. h. Energieeinsatz bzw. CO_2-Emission pro Einheit Bruttosozialprodukt) bis 2020 deutlich zu verbessern, bzw. ihre CO_2-Emissionen ab ca. 2030 sogar zu stabilisieren. Dies würde gegenüber den Trendannahmen zu einer Emissionsminderung auch in den Entwicklungsländern, insbesondere China und Indien führen.

In den USA wurde nach dem Einzug von Präsident Barack Obama ins Weiße Haus im Januar 2009 umgehend versucht, eine klimapolitische Kurswende einzuleiten. Dies führte zur raschen Vorlage und Verabschiedung eines Gesetzentwurfs durch den Kongress, der nach Angaben des World Resources

Institute in der Summe die 28%-ige Senkung der Treibhausgasemissionen der USA bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 2005 zur Folge hätte. Die Verabschiedung durch den US-Senat steht noch aus und wird als unsicher eingeschätzt. Dieses Klimaschutzprogramm ist in seiner Breite noch umfassender als das europäische Green Package oder die deutschen klimapolitischen Beschlüsse von Meseberg/ Brandenburg (August 2007). Es umfasst nämlich alle sechs Kyoto-Gase und deckt vergleichsweise erheblich größere Bereiche der amerikanischen Wirtschaft ab als das europäische Emissionshandelssystem. Die Gesamtemissionsminderungen des Gesetzentwurfs von Waxman-Markey werden auf ca. 17% bis 2020 im Vergleich zu 1990 veranschlagt. Dies ist relativ ambitioniert, insbesondere im Vergleich zu den gegenwärtigen Emissionen, und dürfte im Vergleich zum Bezugsjahr 2005 auf stärkere Emissionsminderungsvorgaben als in der Europäischen Union hinauslaufen. Abgesehen von der Europäischen Union und den USA ist jedoch in den übrigen OECD-Ländern gegenwärtig nicht zu erkennen, ob Bereitschaft besteht, die Klimagasemissionen bis 2020 in vergleichbarem Maße zu mindern.

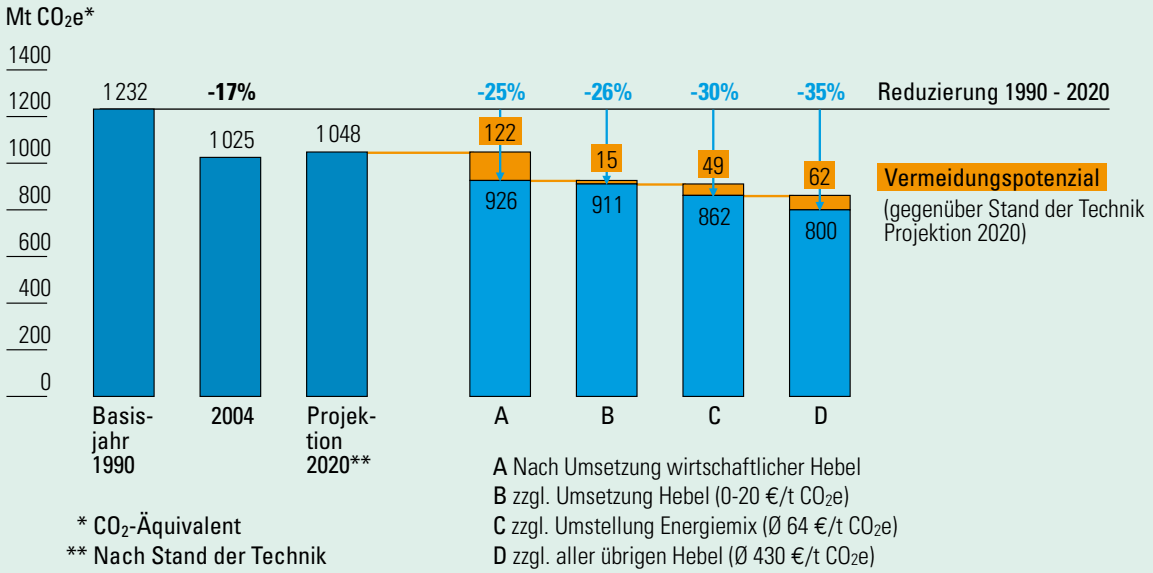
In Deutschland wird in der klimapolitischen Diskussion verstärkt eine CO_2-Minderung um mindestens 40% bis 2020 mit dem Hinweis darauf gefordert, dass der Klimawandel sich in den letzten Jahren beschleunigt habe und dass es auch aus diesem Grund erforderlich sei, die Klimagasemissionen noch deutlicher und nachhaltiger zu reduzieren als man es noch vor wenigen Jahren für erforderlich hielt. Für die Öffentlichkeit nicht erkennbar besteht in der Wissenschaft ein Meinungsspektrum darüber, in welchem Maße anthropogene Treibhausgasemissionen für den Temperaturanstieg der letzten Jahrzehnte verantwortlich sind. In den Medien und der Politik finden weitgehend diejenigen Wissenschaftler Gehör, die dem „alarmistischen" Ende dieses Spektrums angehören und möglichst drastische CO_2-Minderungen verlangen, obwohl sich der Klimawandel – beschrieben z. B. durch die globale Mitteltemperatur, den Meeresspiegelanstieg oder die Hurricane-Häufigkeit – in den letzten Jahren nach Aussagen anderer Wissenschaftler nicht beschleunigt habe. So wird ausführlich von mehreren Autoren im Bulletin of the American Meteorological Society (Peterson und Bariger, Hrsg.: Special Supplement „State of the Climate 2008", Vol. 8, Aug. 2009) auf die Entwicklung auch der letzten Jahre im Vergleich zu früheren Zeiträumen eingegangen. Im Beitrag von Knight et al. (ebenda), der Werte bis einschließlich Dezember 2008 verwendet, heißt es sogar *„Observations indicate that global temperature rise has slowed in the last decade"*.

> *„Die Weltuntergangshysterie, die manche Medien verbreiten, wird von den wissenschaftlichen Schätzungen nicht unterstützt."*
>
> *Prof. Dr. Richard S. J. Tol, Umweltökonom und Mitarbeiter des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), zitiert von Philip Plickert in der FAZ vom 14. September 2009.*

Die Initiative des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI) „Wirtschaft für Klimaschutz", der 40 Unternehmen und Verbände angehören, u. a. auch der GVSt, hat Ende März 2009 im Rahmen einer klimapolitischen Veranstaltung des BDI eine aktualisierte Fassung der erstmals 2007 vorgelegten McKinsey-Studie „Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland" veröffentlicht. Damit verfügt Deutschland als erstes Land der Welt über eine detaillierte Bewertung aller bekannten Klimaschutztechniken in „€/t CO_2". Wesentliches Kriterium für die „Vertretbarkeit" von entsprechenden Umstellungs- und Vermeidungsinvestitionen war, ob sie zu Einbußen an Wirtschaftswachstum, Wettbewerbsfähigkeit und Lebensqualität führen oder nicht.

Die bis 2020 für tragbar erachtete Reduktion der Treibhausgas (THG)-Emissionen wird auf 30% veranschlagt. 25% Reduktion könnten demnach im Zielzeitraum durch wirtschaftliche Hebel realisiert

Reduzierung von Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020



Quelle: McKinsey-Studie, 2009 (Basisszenario) im Auftrag der BDI-Initiative „Wirtschaft für Klimaschutz". Die Daten berücksichtigen die Beibehaltung des Kernkraftausstiegs

werden. 30% sind möglich, wenn mit politischer Unterstützung – bzw. Mehrkosten von bis zu 49 €/t CO_2-Äquivalent (CO_2e) – zusätzlich die Umstellung des Energiemix auf einen höheren Anteil erneuerbarer Energien erfolgt. 40% THG-Minderung werden hingegen erst bis 2030 für tragbar gehalten, sofern nach 2020 die CCS-Technologie zum Durchbruch gelangt.

In die Untersuchung wurden neben dem Energiesektor auch die Sektoren Gebäude, Transport und Industrie einbezogen. Unterstellt wurde die Beibehaltung des Kernenergieausstiegs wie auch des EEG. Zu den Ergebnissen gehörte, dass die kostengünstigsten Einsparpotenziale keineswegs im Energiesektor zu finden sind, sondern im Gebäudesektor sowie in Teilen der industriellen Produktion (insbesondere Antriebssysteme). Innerhalb des Energiesektors zählen Retrofit-Maßnahmen bei Kohlekraftwerken zu den kostengünstigsten Optionen, teilweise als sich selbst rechnende „wirtschaftliche Hebel". Deutlich gemacht hat die Studie auch, dass über die Ernte der wirtschaftlichen und tragbaren Vermeidungspotenziale hinaus mit relativ steil ansteigenden Grenzvermeidungskosten zu rechnen ist, d. h. zusätzliche Reduktionen erfordern dann je Tonne CO_2-Äquivalent immer höhere Vermeidungskosten.

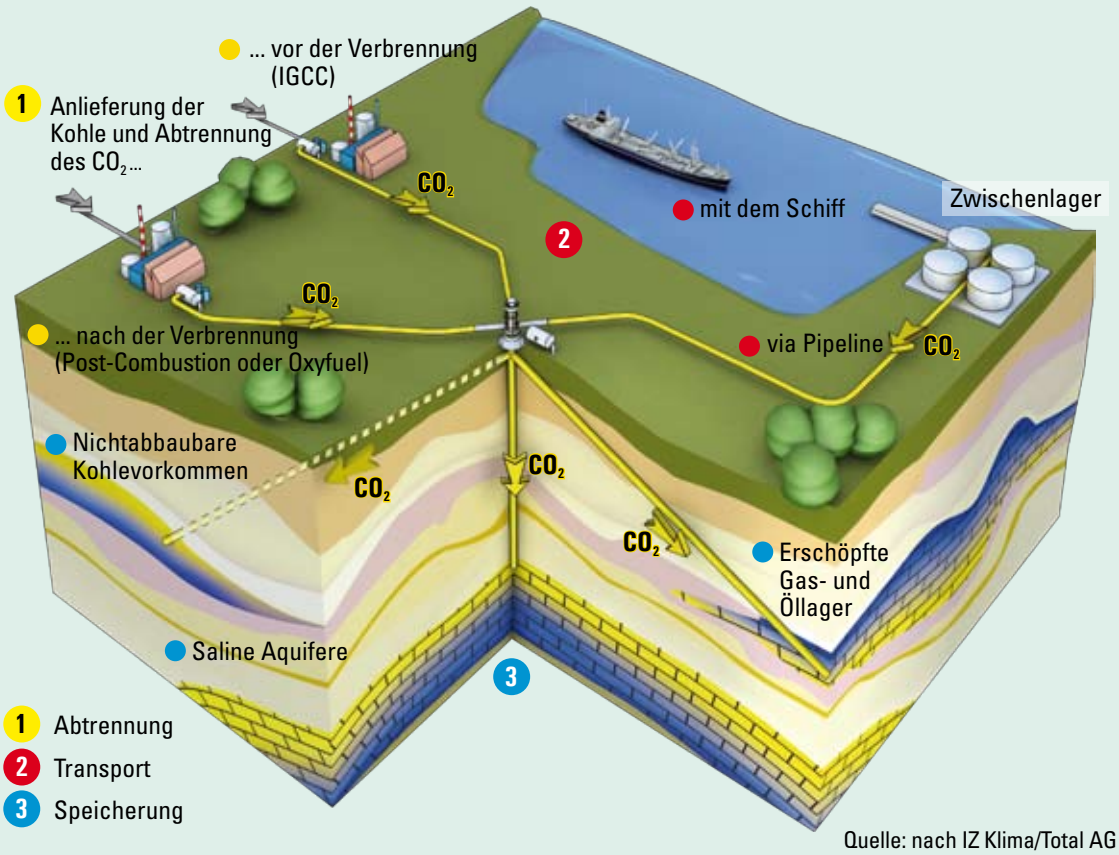
BDI-Präsident Hans-Peter Keitel sieht die Studie als Beleg dafür, dass sich Klimaschutz und Wirtschaftswachstum miteinander verbinden lassen und auch in der Wirtschaftskrise an den Klimaschutzzielen festzuhalten ist. Die Klimapolitik müsse aber so ausgestaltet werden, dass sie Anreize für nachhaltiges Wachstum setzt und fairen Wettbewerb ermöglicht. Unabhängig von der Höhe des Ölpreises und selbst bei extremen Preisschwankungen gebe es ein enormes Potenzial zur Vermeidung von Treibhausgasen.

CO_2-Abtrennung und -Speicherung (CCS)

Der Klimawandel ist ein globales Thema, Lösungen werden intensiv gesucht, Europa und vor allem Deutschland wollen einerseits eine Vorreiterfunktion einnehmen, können andererseits aber allein das Klima nicht „retten". Deshalb muss eine nachhaltige Klimaschutzpolitik in internationale Klimaschutzstrategien und -vereinbarungen eingebettet sein, um die Wettbewerbsfähigkeit der Volkswirtschaft nicht zu schwächen und Arbeitsplätze zu sichern. Neue Energietechnologien für die Stromerzeugung, im Verkehr, zum Heizen und zum Kühlen werden erforscht und an den Markt gebracht. Carbon Capture and Storage (CCS) – die Abtrennung von CO_2 aus dem Rauchgas von Kraftwerken und das sichere Verpressen des CO_2 in unterirdische Lagerstätten – ist eine solche Technologie, die aber noch nicht großtechnisch einsatzreif ist.

Der Ministerrat und das Europäische Parlament konnten sich im Rahmen eines Trilogs am 13. Dezember 2008 auf einen Kompromiss zur Richtlinie über die Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid (CCS-Richtlinie) eini-

CCS-Technologie: Möglichkeiten der CO_2-Abtrennung und CO_2-Speicherung



Quelle: nach IZ Klima/Total AG

gen. Die Richtlinie wurde endgültig im Frühjahr 2009 formal verabschiedet und erschien am 5. Juni 2009 im Amtsblatt. Die vom Umweltausschuss im Europäischen Parlament vorgenommenen Veränderungen des EU-Kommissionsvorschlags wurden wieder auf ein praktikables Maß zurückgefahren. Die Richtlinie sieht u. a. vor, dass die Genehmigung von Feuerungsanlagen ≥ 300 MW zukünftig an ihre „capture readiness" geknüpft wird. D. h., eine Neuanlage soll räumliche Kapazitäten für die Abscheidung und Komprimierung von CO_2 vorsehen, sofern Speicherstätten verfügbar und der CO_2-Transport und die Nachrüstung der Kraftwerke technisch machbar und ökonomisch tragbar sind. Der vom Europäischen Parlament geforderte CO_2-Grenzwert für Neuanlagen wurde zurückgenommen, jedoch enthält die Richtlinie eine Revisionsklausel, die im Jahr 2015 eine Neubewertung der Bestimmungen erlauben soll. Die Anforderungen an die capture readiness werden in der Richtlinie nicht konkret definiert. Damit wird die Aufstellung präziser Kriterien den nationalen Behörden überlassen.

Die zeitgleich beschlossene Emissionshandelsrichtlinie besagt zudem, dass bis Dezember 2015 bis zu 300 Mio. CO_2-Emissionszertifikate aus dem Emission Trading System (ETS)-Neuanlagenreservefond 2013 bis 2020 für die Förderung von bis zu zwölf kommerziellen CCS-Demonstrationsprojekten für Technologien erneuerbarer Energien zur Verfügung stehen. Die EU-Kommission hat darüber hinaus im Rahmen des European Energy Programme for Recovery (EEPR) für CCS-Projekte 1,05 Mrd. € bereit gestellt.

Die CCS-Richtlinie muss innerhalb von zwei Jahren nach der Veröffentlichung in nationales Recht umgesetzt werden. Die meisten großen Energieversorgungsunternehmen, die sich mit der Kohleverstromung befassen, drängten auf eine schnelle nationale Umsetzung, um Rechtssicherheit für ihre Investitionen in die CCS-Projekte zu erhalten. Bereits am 1. April 2009 wurde der „Gesetzentwurf zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid" vom Kabinett verabschiedet. Die Eile war geboten, damit der Entwurf noch in der im September 2009 endenden Legislaturperiode hätte verabschiedet werden können.

Mit den CCS-Technologien wird Neuland betreten. Da die Forschungs- und Entwicklungsphase viele Jahre in Anspruch nehmen wird und um zügig voran zu kommen, haben Unternehmen wie Vattenfall Europe, RWE Power und E.ON die Arbeiten bereits aufgenommen und Pilotprojekte gestartet. Letztendlich fand aber der Regierungsentwurf der Koalition keine Mehrheit. Von der Verschiebung des Gesetzes auf die Zeit nach der Bundestagswahl am 27. September 2009 verspricht man sich, die noch offenen Fragen lösen zu können. So hatte u. a. der Sachverständigenrat für Umweltfragen, ein wissenschaftliches Beratungsgremium der Bundesregierung, in seiner Stellungnahme zum Gesetzentwurf auf viele technische, ökologische und finanzielle Fragen im Zusammenhang mit den CCS-Technologien, die derzeit noch ungeklärt seien, hingewiesen. Verlässliche Zahlen zum Umfang der Speicherkapazitäten in Deutschland lägen nicht vor, sicher sei nur, dass sie begrenzt sind. Die ökologischen Risiken der Lagerung von CO_2 seien weitgehend unerforscht. Eine befriedigende gesetzliche Regelung der Anwendung von CCS in großem Maßstab sei zum heutigen Zeitpunkt nicht möglich. Zudem würden die zu erwartenden Akzeptanzprobleme im Hinblick auf den Transport von CO_2 in Rohrleitungen und der unterirdischen Speicherung des CO_2 unterschätzt. Auf dem BDEW-Kongress im Juni 2009 hob Bundeskanzlerin Angela Merkel die Bedeutung der CCS-Technologien für die deutsche Exportwirtschaft hervor. Sie verwies auf die Gefahr einer Schädigung des Industriestandortes Deutschland, wenn Deutschland nicht an den europäischen CCS-Pilotprojekten teilnehmen könne. Sie sagte aber auch, sofern die noch offenen Fragen nicht geklärt werden können, *„lassen wir lieber die Finger davon, als dass wir ein falsches Infrastrukturgesetz machen."*

Bei einem zweiten Anlauf für ein CCS-Gesetz nach der Bundestagswahl ist neben den technischen Lösungswegen die größte Herausforderung die Schaffung der Akzeptanz in der breiten Öffent-

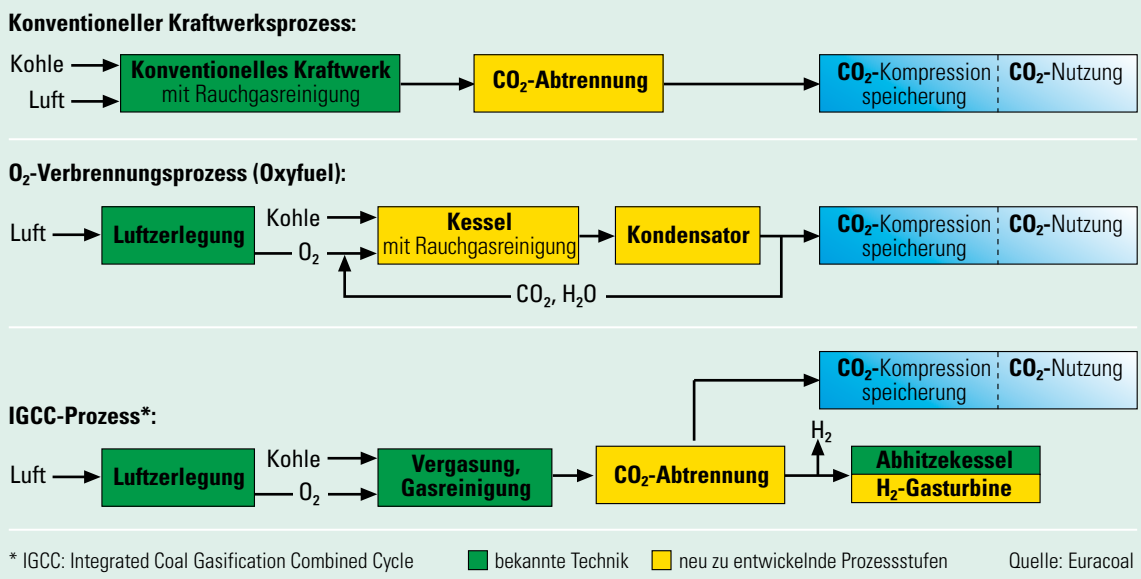
lichkeit. Dies gelingt nur durch eine frühzeitige, glaubwürdige, sachlich umfassende Informationsarbeit, vor allem vor Ort. Wenn durch fehlende Rücksichtnahme auf die Befindlichkeiten vor Ort neue Ängste entstehen, werden neue technische Optionen verhindert.

Die SPD beabsichtigte in ihrem Regierungsprogramm, die Technologie zur Abscheidung von Kohlendioxid in Deutschland weiterzuentwickeln – auch durch geförderte Demonstrationsprojekte der Europäischen Union. Die CDU/CSU sagt in ihrem Regierungsprogramm: *„Die Technologie kann zur Abscheidung und Speicherung von CO_2 (CCS) einen wichtigen Beitrag zur klimafreundlichen Nutzung fossiler Energieträger leisten."*

Eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit der CCS-Technologien ist bisher nur sehr grob möglich, da sich die einzelnen Prozessschritte noch weitgehend in der Forschungs- und Entwicklungsphase befinden. Dennoch lässt sich auf Basis der von verschiedenen Institutionen bereits angestellten Berechnungen ein ökonomischer Vergleich zwischen der Anwendung herkömmlicher Kohletechnologie nach aktuellem technischem Standard, Clean-Coal-Technologies (CCT) – d. h. mit heute darstellbaren und den für 2020 erwarteten Wirkungsgraden – und von CCS vornehmen. Ein solcher Vergleich der Wirkungsgrade und der Stromgestehungskosten zeigt den bei der Anwendung von CCS zu erwartenden Rückgang der Kraftwerkswirkungsgrade – was letztlich einen höheren Brennstoffeinsatz für die erzeugte Strommenge bedeutet – und nahezu eine Verdopplung bei den Kosten.

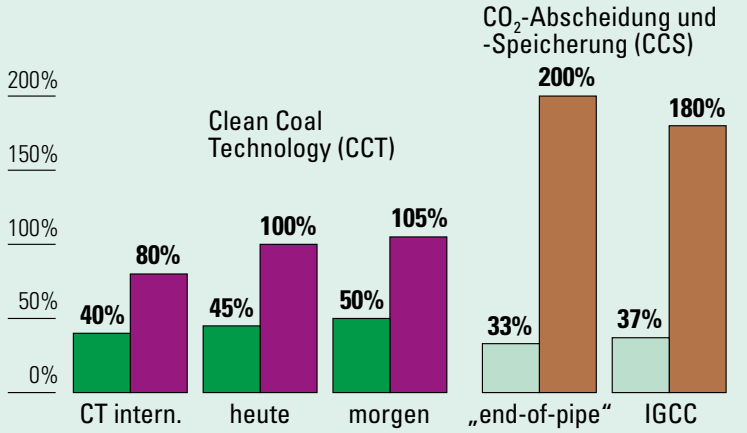
Gemäß einer Studie der Beratungsgesellschaft McKinsey & Company mit dem Titel „CCS: Assessing the Economics" vom September 2008 könnten die CCS-Kosten mit Eintreten in die kommerzielle Phase ab etwa 2020 in den Bereich der zukünftigen – geschätzten – CO_2-Zertifikatspreise sinken. Dieser Überlegung liegt die Erwartung zugrunde, dass die Zertifikatspreise für CO_2-Emissionen aus konventionellen Kraftwerken in etwa vergleichbar sind mit den Kosten für CCS pro Tonne CO_2. Unter

CO_2-Abtrennungsverfahren



* IGCC: Integrated Coal Gasification Combined Cycle — bekannte Technik — neu zu entwickelnde Prozessstufen — Quelle: Euracoal

Wirkungsgrad und Kosten von CCT und CCS



CT: Kohletechnologie
IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle

Quelle: STEAG/VGB PowerTech, 2007

Kostengesichtspunkten würde dann CCS-Kraftwerken kein Nachteil mehr entstehen. Insgesamt lässt sich aus heutiger Sicht des Kohlebergbaus in der EU festhalten, dass CCS vor dem Hintergrund klimapolitischer Anforderungen durchaus eine sinnvolle Strategie darstellen kann.

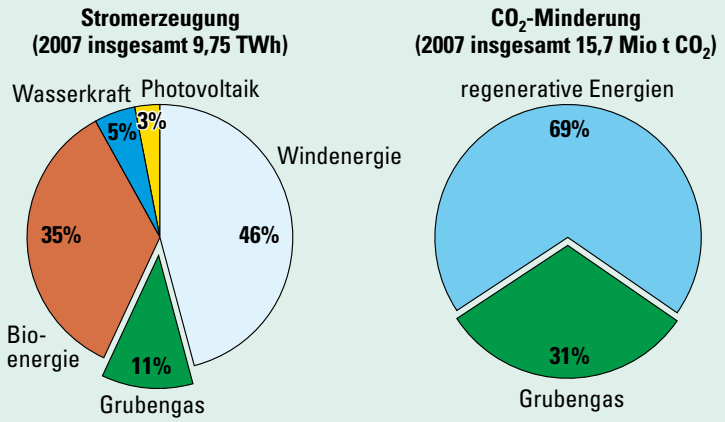
Diese Einschätzung hängt aber von einer Reihe von Rahmenbedingungen ab. Insbesondere die Verlängerung der Restlaufzeit der deutschen Kernkraftwerke könnte einen erheblichen Einfluss auf den CO_2-Zertifikatepreis und damit die Realisierungschancen der CCS-Technologie haben.

Erneuerbare Energien und Grubengas

Im August 2007 hatte das Bundeskabinett in Meseberg ein ambitioniertes Energie- und Klimaprogramm mit 29 Eckpunkten beschlossen. Hierzu wurde im Dezember 2007 und im Mai 2008 ein Paket mit 21 Gesetzen und Verordnungen geschnürt. Die meisten Vorhaben konnten bis heute umgesetzt werden, so u. a. die Novellen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), des Energiewirtschaftsgesetzes zum Ausbau des Stromnetzes, der Energieeinspar- und der Heizkostenverordnungen. In einem Monitoring sollen die Zielerreichung und die Effekte der beschlossenen Maßnahmen kontrolliert werden. Im November 2010 und danach folgend alle zwei Jahre sollen die beteiligten Ressorts dem Bundeskabinett einen Bericht vorlegen, der die Wirkung des Klima- und Energiepakets darstellt. Grundlage des Berichts sind Erhebungen unabhängiger Gutachter.

Der Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschland am gesamten Endenergieverbrauch wurde im Zeitraum 2000 bis 2007 auf 9,8% mehr als verdoppelt. Ziel der Bundesregierung ist es, bis zum Jahr 2010 12,5% des Bruttostromverbrauchs mit erneuerbaren Energien zu decken. Bereits 2007 wurde es mit 14% deutlich überschritten. Der Deutsche Bundestag hat am 6. Juni 2008 das neue EEG und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) beschlossen. Beide Gesetze sind am 1. Januar 2009 in Kraft getreten. Für 2020 möchte die Bundesregierung den Beitrag der erneuerbaren Energien zur Strombereitstellung auf mindestens 30% steigern und danach kontinuierlich weiter erhöhen. Bei Neubauten legt das EEWärmeG Pflichten für die Nutzung erneuerbarer Energien fest. Bis 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung auf 14% (heute 7,7%) ansteigen. Nach den vorläufigen Abschätzungen der Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE-Stat) werden durch den Einsatz erneuerbarer Energien rund

Stromerzeugung und CO_2-Minderung durch regenerative Energien und Grubengas in NRW



Quelle: Bez. Reg. Arnsberg; IWR

115 Mio. t CO_2 pro Jahr in Deutschland vermieden – davon sind allein 57 Mio. t auf das EEG zurückzuführen.

Seit dem Jahr 2000 wird Grubengas mittels EEG-Förderung energiepolitisch gezielt erschlossen. Im Vordergrund steht dessen Nutzung als Energieträger, mit Vorteilen für die Grubensicherheit und die Umwelt. Im Ruhrrevier und im Saarland hat sich ein Industriezweig dynamisch und mit neuen Arbeitsplätzen im Umweltbereich entwickelt. Im Bereich stillgelegter Bergwerke werden noch vorhandene Rohrsysteme genutzt oder Bohrungen nach Auswertung vorliegender Karten und Daten dort durchgeführt, wo vermutet wird, dass die Gashöffigkeit am größten ist. Im aktiven Bergbau gelangt abgesaugtes Grubengas über Leitungen nach über Tage. Der in Blockheizkraftwerken (BHKW) erzeugte Strom wird in regionale Netze eingespeist. Die Gesamtverstromung von Grubengas aus laufenden und bereits stillgelegten Bergwerken leistet einen nicht unerheblichen Beitrag zur kommunalen Stromversorgung an über 50 Standorten. Im Jahr 2008 erzeugten rund 150 BHKWs mit einer installierten Leistung von 228 MW über 1,3 Mrd. kWh. Die Wärmeerzeugung beläuft sich auf rund 710 GWh und wird soweit möglich zur Wärmeversorgung der Bergwerke bzw. Dritter eingesetzt. Mit 5,9 Mio. t CO_2-Äquivalent vermiedener Treibhausgasemissionen leisten die Grubengasverwertungsgesellschaften einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz. In NRW liegt der Anteil des Grubengases an der Stromerzeugung durch regenerative Energien bei 11%, der Anteil an der CO_2-Minderung sogar bei 31%.

Potenziale der Kohlenutzung

Auf der Suche nach möglichen Alternativen zur Nutzung von Erdöl im Transportbereich erlebt die Kohlehydrierung derzeit weltweit eine Renaissance. Mit den seit langem erforschten Verfahren der Kohleverflüssigung, bei denen je nach Prozess verschiedene flüssige Kohlenwasserstoffe wie z. B. Vergaser- und Dieselkraftstoffe, Methanol (als Beimischung zu Benzin oder als Grundstoff) oder Kohleöl als Heizmittel hergestellt werden können, ließe sich in Deutschland und der EU die Abhängigkeit vom Rohöl nachhaltig verringern. Aus einer Tonne Kohle lassen sich rund zwei Barrel (1 bl = 159 l) Flüssigkraftstoff gewinnen. Kohle hat von den fossilen Energieträgern die weitreichendsten Vorkommen und steht in Deutschland und der EU, anders als Rohöl, aus großen eigenen Vorräten zur Verfügung. Allerdings ist die Bereitstellung von Treibstoffen aus Rohöl im Vergleich mit der aus Kohle gegenwärtig energiegünstiger. Zudem stoßen solche Pläne auf starke klimapolitische Vorbehalte, da dabei

insgesamt mehr CO_2 emittiert wird als bei der Verwendung von Rohöl. Andererseits könnten die Kohleverflüssigungsanlagen mit CCS verknüpft werden. Bei Anwendung des Fischer-Tropsch-Verfahrens muss das CO_2 ohnehin aus dem Synthesegas entfernt werden, so dass keine zusätzlichen Abspaltungskosten entstehen. Ohne adäquate politische Rahmensetzung und Unterstützung sind Investitionen in Kohleverflüssigungsprojekte allerdings nicht realisierbar. Internationale Entwicklungen und Impulse sowie Überlegungen zu einer nationalen Rohstoffstrategie könnten es in einem neuen Licht erscheinen lassen. Die einstmals hierzulande hoch entwickelte Technologie wird in anderen Ländern wie China oder den USA mittlerweile in einer Reihe von Projekten realisiert.

Eine Möglichkeit, auch geringmächtige oder tiefliegende Kohleflöze, die mit modernen Abbaumethoden nicht betrieben werden können oder solche, die unwirtschaftlich wären, zu nutzen, ist die untertägige Kohlevergasung (Underground Coal Gasification – UCG). Die Kohle wird in situ, d. h. in ihrer Lagerstätte, in ein Synthesegas umgewandelt. Dabei wird die Kohle über ein Bohrloch gezündet, kontrolliert erhitzt, sodass keine Verbrennung erfolgt, und das entstehende Gas über ein weiteres Bohrloch abgezogen. Pro Tonne Kohle können so etwa 2.700 m³ Gas produziert werden. Dieses Synthesegas kann zur Stromerzeugung, als chemischer Grundstoff oder zur Treibstoffgewinnung eingesetzt werden. Aktuell gibt es weltweit bereits zahlreiche UCG-Projekte, z. B. in den USA, in Russland, China und Australien. China betreibt zurzeit mit 16 Projekten das größte UCG-Programm.

Seit wenigen Jahren wird auf internationaler Ebene geforscht, ob sich die durch den UCG-Prozess ausgegasten Flözbereiche möglicherweise auch als CO_2-Speicher eignen können. Beim Vergasungsprozess bläht sich die Kohle auf und verändert ihr plastisches Verhalten. Brüche und Poren der entstandenen Kavernenoberfläche werden dadurch versiegelt und verhindern damit Leckagen. Für den Speichervorgang können die für die Vergasung benutzten Bohrungen ein zweites Mal benutzt werden. Das spart Kosten, da die Bohrkosten den größten Teil der gesamten Speicherkosten ausmachen. Die Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen arbeitet zusammen mit der DMT GmbH & Co. KG, Essen, im Projekt CO2SINUS an der Implementierung eines innovativen Konzepts zur CO_2-Speicherung in durch Kohlevergasung umgewandelten Kohleflözen mit der Bewertung von Umweltauswirkungen und einer Wirtschaftlichkeitsanalyse der entwickelten UCG-CCS-Technologie. Die wissenschaftlichen Arbeiten sollen die Durchführung eines Pilotprojekts im großtechnischen Maßstab vorbereiten.

Weltweit wird mit einem Potenzial von rund 70 Mrd. t konventionell nicht förderbaren, für den UCG-Prozess

Kohleverflüssigungsanlagen und -projekte weltweit

Weltmarktführer im Bereich der Kohleverflüssigung ist das südafrikanische Unternehmen Sasol. Der staatseigene Betrieb wurde in den 1950er Jahren gegründet und produziert heute rund 150.000 Barrel/Tag (bl/d).

Chinas größtes Kohleunternehmen, die Shenhua Group, ist mit Projekten in Shaanxi, in der Inneren Mongolei, Ningxia und Xinjiang aktiv. In der Inneren Mongolei wurde 2004 das erste chinesische Kohleverflüssigungsprojekt im Direktverfahren begonnen. Jährlich sollen aus rund 9,7 Mio. t Kohle etwa 5 Mio. t Benzin, Kerosin, Diesel u. a. hergestellt werden (Investition: rund 3 Mrd. US-$). Insgesamt will die Shenhua Group bis 2020 Kapazitäten zur Kohleverflüssigung von 30 Mio. t in den vier Nordprovinzen Chinas aufgebaut haben.

In den USA hat das Pentagon ein Forschungsprogramm zur Gewinnung von Flugzeugkraftstoff aus Kohle aufgelegt. Elf Projekte mit einer Kapazität von mehr als 230.000 bl/d sind in Planung bzw. in der Umsetzungsphase.

aber nutzbaren Kohlereserven gerechnet. Von daher erscheint UCG in Verbindung mit CCS als eine interessante nutzbare Zukunftstechnologie.

Ob in Europa wieder in die Kohleverflüssigung und -vergasung investiert wird, hängt nicht allein von der Wirtschaftlichkeit ab. Wenn die Infrastruktur fehlt und die Erfahrung abgewandert ist, bedarf es zusätzlicher Anreize, um Versäumtes aufzuholen. Umso wichtiger ist es, die Forschung und Entwicklung in diesem Bereich in Deutschland wieder zu beleben und die mit der Rohstoffreserve Kohle verbundenen Optionen nicht völlig zu verspielen.

Energieeffizienz und Industrieemissionen

Ein Begriff, der in jüngster Zeit im Zusammenhang mit Klimaschutz immer wieder auftaucht, ist die Energieeffizienz. Studien werden zitiert, denen zufolge durch Effizienzsteigerung mehrere Milliarden Kilowattstunden Strom eingespart werden könnten. Für die privaten Haushalte klingt das sinnvoll, wenn ihr Budget den Umstieg auf effiziente Techniken zulässt. Industrieunternehmen haben ohnehin ein hohes Eigeninteresse daran, ihre Kosten – inkl. der Energiekosten – zu minimieren. Deswegen entwickeln und setzen sie maßgeschneiderte Energiemanagementsysteme zur Senkung der Energiekosten ein; auch die Unternehmen der Kohlegewinnung und -nutzung. Da die Verhältnisse in jeder Branche sehr unterschiedlich sind, verfolgt jede für sich andere Ansätze zur Reduzierung des Energieeinsatzes. Insofern ist es nicht zielführend, diese betrieblich zugeschnittenen Energiemanagementsysteme staatlich zu regulieren. Dies gilt auch für den Versuch der Bundesregierung bei der Umsetzung der europäischen Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen in nationales Recht. Richtig ist, dass im Meseberg-Paket beschlossen worden ist, spätestens bis 2013 mit der deutschen Wirtschaft eine Vereinbarung über die Kopplung von Steuerermäßigungen/Ausnahmeregelungen an die Einführung eines Energiemanagementsystems treffen zu wollen. Dies bedeutet jedoch keine allgemeine Verpflichtung der Industrie zur Anwendung eines Energiemanagementsystems; erst recht keine vorzeitige Einführung. Denn im Hinblick auf die CO_2-Minderungszusagen der Wirtschaft in der Klimaschutzvereinbarung von November 2001 hat die Bundesregierung als Gegenleistung auf die Einführung eines verbindlichen Energieaudits verzichtet. Ein faktenorientierter Umweltschutz wägt Kosten und Nutzen ab. Die Wege zur Erreichung von Umweltschutzzielen sollten jedoch dem Wettbewerb überlassen werden.

Im Klimaschutz sollte man sich der globalen Dimension gewärtig sein. Eine Vorreiterrolle Deutschlands reicht nicht aus, die globalen Emissionszuwächse zu mindern. Viel wichtiger ist die Vorbildfunktion – die Entwicklung und Zurverfügungstellung neuer Technologien.

Der Umweltministerrat einigte sich am 25. Juni 2009 über die Richtlinie zu Industrieemissionen, die die bisherige Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-Richtlinie) und sechs weitere Sektorenrichtlinien, zu denen die Großfeuerungsanlagen- und die Abfallverbrennungs-Richtlinie gehören, zusammenfasst. Von der Richtlinie werden rund 52.000 Industrieanlagen in der EU erfasst, u. a. auch die Kohlekraftwerke. In ihr werden z. B. für Feuerungsanlagen strengere Grenzwerte für SO_2, NO_x und Staub festgelegt. Größere Beachtung sollen die künftig in allen Amtssprachen der EU übersetzten Merkblätter mit den besten verfügbaren Techniken (BVT) finden. Den nationalen Genehmigungsbehörden wird somit der Spielraum für Ausnahmeregelungen bei Anlagen mit schlechten Emissionsgrenzwerten eingeschränkt. Innerhalb von fünf Jahren müssen Genehmigungen nach Herausgabe eines neuen BVT-Merkblattes auf den neuesten Stand gebracht werden. Dennoch können wie bisher geographische, technische und ökologische Erwägungen bei der Festlegung der Genehmigungsbe-

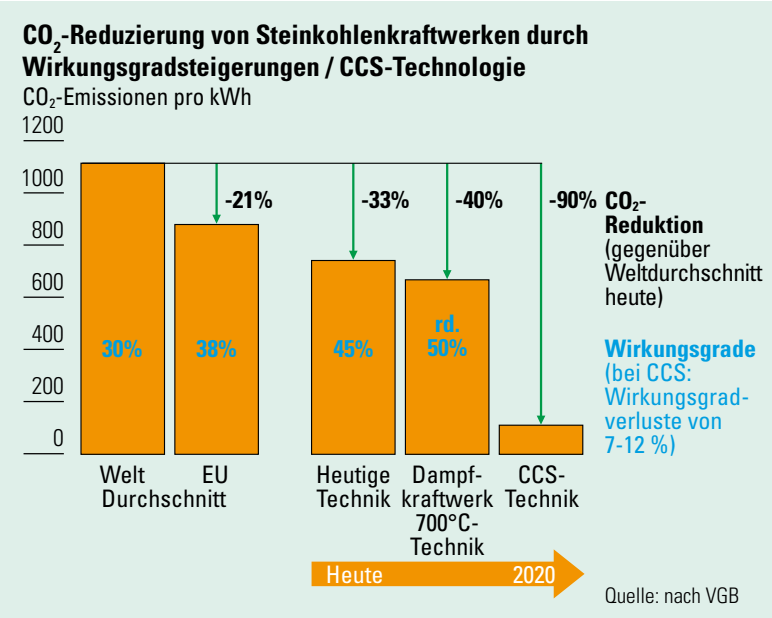
dingungen berücksichtigt werden. Die unzureichende Anwendung der BVT und die unvollständige Einhaltung und Durchsetzung der Rechtsvorschriften können auf Gemeinschaftsebene den Umweltschutz behindern. In Deutschland hat die Industrie ihre SO_2-Emissionen in den letzten zehn Jahren um mehr als 80% reduziert. Der Anteil der Industrie an den NO_x-Emissionen beträgt lediglich 15%.

Mit ihrem Ende März 2007 herausgegebenen „Grünbuch" kündigte die EU-Kommission an, weitere Schritte in Richtung marktbasierter Instrumente umzusetzen. So kommentierte das Kommissionsmitglied Stavros Dimas: *„Marktbasierte Instrumente wie Emissionshandel, Umweltsteuern und gezielte Beihilfen setzen die Marktkräfte zum Schutz der Umwelt ein. Dieser flexiblere und kosteneffizientere Ansatz hat seine Wirksamkeit unter Beweis gestellt, wird aber noch nicht ausreichend genutzt."* So könnte es innerhalb der nächsten Jahre zur Einführung eines NO_x-/SO_2-Emissionshandelssystems kommen. Bisher haben die Niederlande und die Slowakei ein solches Handelssystem. Die Generaldirektion Umwelt ist der Ansicht, dass Emissionsminderungen durch den Einsatz von BVT sehr lange auf sich warten lassen, hingegen ein Handelssystem dies sehr viel schneller bewerkstelligen könne. Die oben genannten SO_2- und NO_x-Emissionsmengen für Deutschland legen dar, dass es hierzulande keines Handelssystems bedarf, wenn die Rechtsvorgaben stringent eingehalten werden. Zudem schafft das Ordnungsrecht Planungssicherheit, während ein Handelssystem massiv in die Planungen eines Unternehmens eingreift. Offensichtlich fehlt es in einigen europäischen Mitgliedstaaten an einer entschlossenen und stringenten Umweltpolitik. Dieses grundsätzliche Problem wird durch den Wechsel der Instrumente nicht gelöst.

Kraftwerk Walsum

Im Kompetenz-Netzwerk Kraftwerkstechnik NRW arbeiten Experten entlang der gesamten Wertschöpfungskette unternehmensübergreifend an Strategien und Lösungen innovativer Kraftwerkstechnik, wie der 700-Grad-Technologie und dem CO_2-armen Kraftwerk. Aufgabe der Politik ist es für günstige Rahmenbedingungen zu sorgen, allerdings weist das Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie NRW darauf hin, dass die europäischen Beschlüsse zum Emissionshandel besonders hart das Land Nordrhein-Westfalen treffen.

Heute werden Kraftwerke i. d. R. mit einem Wirkungsgrad zwischen 40 und 45% geplant, zukünftig werden es sogar mehr als 50% sein. Ein Beispiel für ein hoch effizientes Steinkohlenkraftwerk ist der durch die Evonik Steag GmbH derzeit im Bau befindliche modernste Steinkohlenkraftwerksblock „Walsum 10" mit ca. 46% Wirkungsgrad und einer Leistung von 750 MW. Rein rechnerisch reicht das aus, um mehr als 1,3 Millionen Einfamilienhaushalte mit Strom zu versorgen. Das neue Kraftwerk setzt mit dem genannten Wirkungsgrad internationale Maßstäbe. Einen besseren Wert



hat bislang noch kein vergleichbares Steinkohlenkraftwerk in Europa erreicht. Als weltweiter Durchschnittswert gelten heute rund 30% Wirkungsgrad. In Deutschland liegt der Durchschnitt bei rund 38%.

Ein höherer Wirkungsgrad heißt: Ein Kraftwerk braucht weniger Kohle, um die gleiche Menge Strom zu erzeugen – was einerseits eine Schonung der Ressource Kohle bedeutet, andererseits eine Reduzierung der Emissionen, insbesondere der CO_2-Emissionen. Erreicht wird dies bei Walsum 10 u. a. durch höhere Dampftemperaturen, höhere Dampfdrücke und einen leistungsfähigen, 181 m hohen Kühlturm. Dieser erlaubt eine hohe Ausnutzung der Dampfenergie in der Turbine. Das aufwändigste Einzelbauteil des Kraftwerks ist der rund 106 m hohe Großdampferzeuger (Kessel). Im Großdampferzeuger wird künftig extrem heißer (über 600°C) und unter sehr hohem Druck (rund 270 bar) stehender Wasserdampf erzeugt. Der Dampf strömt anschließend in eine Turbine, ein angeschlossener Generator wandelt die Bewegungsenergie in elektrische Energie um.

Bundesumweltminister Sigmar Gabriel zollte schon bei der Grundsteinlegung am 20. November 2006 Lob: *„Solche Investitionen in hohe Wirkungsgrade mit weniger CO_2 kommen zum richtigen Zeitpunkt. Wir haben hier eine Technologie, die zum Umweltschutz beitragen kann."* Einen noch größeren Umweltbeitrag könnte die Technik leisten, wenn sie auch international Schule macht – etwa in China, wo bis zum Jahr 2015 mehr als 550 neue Kohlekraftwerke gebaut werden sollen. Würde weltweit der Wirkungsgrad von 30 auf 45% erhöht, könnten die globalen CO_2-Emissionen um knapp 2 Mrd. t jährlich sinken. *„Den wichtigsten landesspezifischen Beitrag zum Klimaschutz kann die Erneuerung des Kohlekraftwerksparks leisten. Zu hocheffizienten, modernsten Kohlekraftwerken wie Walsum 10 gibt es keine Alternative"*, so NRW-Wirtschaftsministerin Christa Thoben anlässlich der Kesseldruckprobe am 2. Juli 2009. Die Landesregierung setze auf moderne Kraftwerkstechnologien, weil sie maßgeblich zur Reduktion des CO_2-Ausstoßes in Nordrhein-Westfalen bis 2020 beitragen sollen.

Internationale Trends der Energie- und Steinkohlenmärkte

Fotomontage: Börse

Die Krise hat auch den Energiesektor getroffen

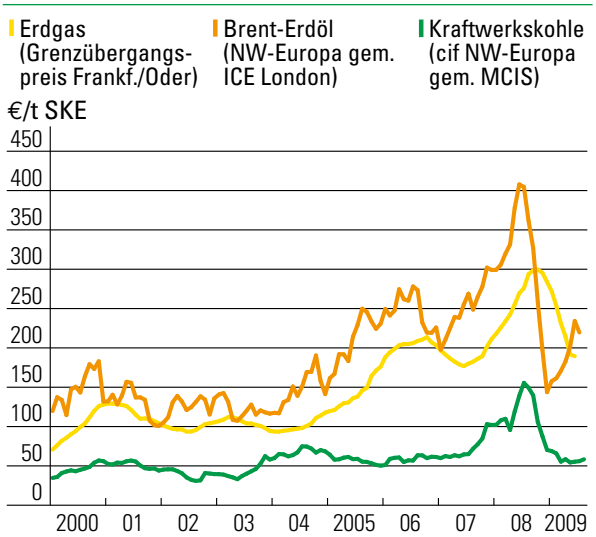
Die globale Wirtschafts- und Finanzkrise hat seit dem Jahreswechsel 2008/2009 auch im Energiesektor erhebliche Verwerfungen verursacht. Die Internationale Energieagentur (IEA) hat den Einfluss der weltweiten Krise auf das laufende Jahr zwischenzeitlich in einer neuen Studie als Hintergrundpapier für das G-8-Treffen im Mai 2009 genauer untersucht. Demnach sind die Investitionen in allen nachfrage- und angebotsseitigen Bereichen des Energiesektors massiv zurückgegangen. Der weltweite Stromverbrauch könnte 2009 zum ersten Mal seit dem zweiten Weltkrieg um über 3% sinken. Die Investitionen insbesondere im Kraftwerkssektor drohen drastisch einzubrechen. Besonders besorgt zeigte sich die IEA um Investitionen in Energieeffizienz und saubere Energien („clean energy").

Gemäß der IEA-Studie dürfte insbesondere die weltweite Kohleindustrie mit einem Investitionsrückgang um rund 40% gegenüber dem Vorjahr sehr stark betroffen sein. Mitte des letzten Jahres lagen Spotpreise für Kraftwerkskohle bei über 200 US-$/t und Kontraktpreise für Kokskohle bei über 300 US-$/t. Sie führten vorübergehend zu einer enorm gesteigerten Profitabilität und – bei anhaltend hoher Nachfrage – zu einem stark gestiegenen Investitionsvolumen. Das allerdings waren zum Teil auch Nachholeffekte gegenüber manchen in den Vorjahren aufgelaufenen Investitionsdefiziten in bergbauliche Produktionsbetriebe und Infrastrukturkapazitäten. Unter dem Einfluss der Weltwirtschaftskrise und des Preisverfalls infolge der schwindenden Nachfrage brachen die zunächst geplanten Investitionen dann in der gesamten Kohlelieferkette stark ein. Für die mittel- und langfristige Entwicklung der Förderkapazitäten im internationalen Kohlebergbau bedeutete dies einen starken Rückschlag. Auch die internationalen Ölfirmen haben ihre Investitionen um ein Viertel gekürzt, nachdem sich die Ölpreise, ausgehend von ihren Rekordständen Mitte Juli 2008, zwischenzeitlich um fast zwei Drittel verringert hatten. Anfang August 2009 ging Fatih Birol, Chefökonom der IEA, nach weltweiter Untersuchung von mehr als 800 Ölfeldern, zudem davon aus, dass die meisten der großen Ölfelder der Welt ihren Produktions-Zenit bereits überschritten hätten und in ca. fünf Jahren versiegen würden.

Die niedrigen Investitionen im Energiesektor, nicht nur in der Öl- und Kohleindustrie, werden sich nach Ansicht der IEA in wenigen Jahren erneut sehr ungünstig auf die Weltkonjunktur auswirken. Die IEA hält deshalb für die Zeit um 2013 herum eine neue Energie- und eventuell auch Weltwirtschaftskrise infolge mangelnder Ölvorräte und entsprechender Versorgungsengpässe für möglich.

Rückblende: Nur ein Jahr zuvor schien die gesamtwirtschaftliche Lage für einen großen Teil der Weltwirtschaft und so auch für Bergbauunternehmen und die damit verbundenen Wirtschaftszweige noch in Ordnung zu sein. Zwar war die Finanzkrise schon zum Ausbruch gekommen. Sie wurde aber in ihren realwirtschaftlichen Auswirkungen in der übrigen Welt zunächst unterschätzt. Nicht nur Industrieunternehmen verzeichneten noch Rekordumsätze und -gewinne. Speziell die Energie- und Rohstoffpreise stießen in Regionen vor, die bis dahin niemand für möglich gehalten hätte. Das Angebot konnte mit der sich explosionsartig entwickelnden Nachfrageentwicklung insbesondere der Schwellenländer nicht mehr mithalten. Teilweise kam es zu Engpässen, denn Produktionskapazitäten und Infrastruktur waren unzureichend: Es war in

Einfuhrpreisentwicklung von Erdöl, Erdgas und Steinkohle



Quelle: BAFA / Mc Closkey's Coal Report / Enerlgate /Intercontinental Exchange (ICE), London / Eigene Berechnungen

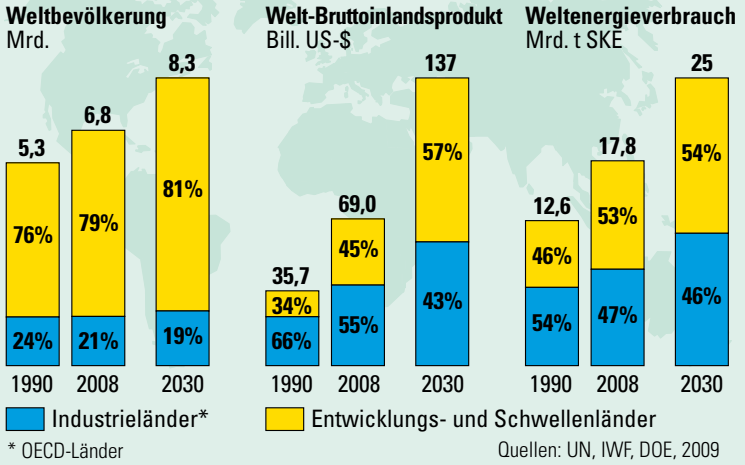
den Vorjahren zu wenig investiert worden. Teilweise entdeckten auch Spekulanten diese Märkte für sich. Die Tagesnotierung für Rohöl der Nordseesorte Brent schnellte in der Folge Anfang Juli 2008 auf mehr als 145 US-Dollar pro Barrel (US-$/bl) hoch. Zur gleichen Zeit musste für Kraftwerkssteinkohle ein Spotpreis cif ARA von knapp 220 US-$/t gezahlt werden.

Doch diese historische Hausse auf den Rohstoff- und Energiemärkten währte nicht lange. Infolge der realwirtschaftlichen Auswirkungen der globalen Krise sackte die Nachfrage z. B. im Stahlmarkt dramatisch ab und dann auch auf den damit verbundenen Märkten für Stahlschrott, Kokskohle, Koks und mineralische Rohstoffe. Im weiteren Krisenverlauf kam es auf nahezu sämtlichen Rohstoff- und Energiemärkten zu mehr oder minder drastischen Nachfrageeinbrüchen und rapide sinkenden Preisen. Dem Preisboom des Vorjahrs folgte ein drastischer und abrupter Absturz unerwarteten Ausmaßes, der zu Kapazitätsanpassungen und auch Marktaustritten geführt hat. Im Energie- und Rohstoffsektor zeichnen sich daher krisenbedingt starke Strukturveränderungen ab. Sie dürften in den kommenden Jahren eine gänzlich veränderte Unternehmenslandschaft bewirken.

Globale Megatrends setzen sich fort

Im Jahr 2008 stieg der Weltenergieverbrauch (Welt-PEV) gegenüber dem Vorjahr trotz der ersten Auswirkungen der Krise um 1,7% auf 17,8 Mrd. t SKE. Dabei deckten fossile Energieträger den weltweiten Primärenergieverbrauch zu gut 80%. Die Dominanz der fossilen Energieträger wird auch in Zukunft weiter bestehen bleiben, wie es nicht nur die Prognosen des US-Department of Energy (DOE) sondern auch die Prognosen der IEA erwarten lassen.

Energieverbrauch im Vergleich zur Weltbevölkerung und zum Bruttoinlandsprodukt



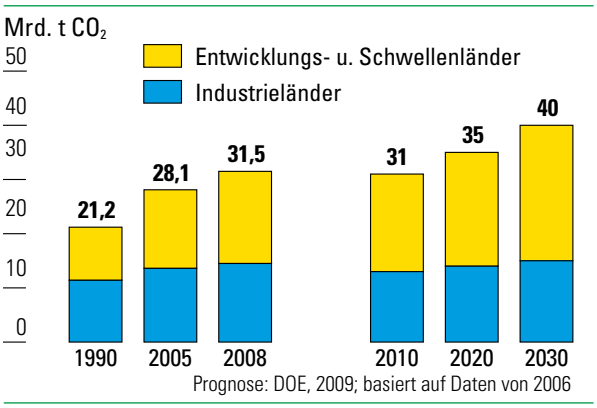
* OECD-Länder

Quellen: UN, IWF, DOE, 2009

Auch wenn die oben skizzierten Entwicklungen die internationale Energiewirtschaft in sehr kurzer Zeit gehörig durcheinander gebracht haben, gibt es globale Megatrends, die auch in und nach der Krise weiterhin ihre Bedeutung behalten. Dazu zählt vor allem ein weltweit anhaltend steigender Energie- und Rohstoffbedarf, der die internationale Konkurrenz um knappe Energieträger und Rohstoffe verschärfen wird. Diese Tendenz beruht wiederum auf fundamentalen tieferen Ursachen.

So setzt sich das Weltbevölkerungswachstum weiter fort. Nach UN-Angaben wird die Weltbevölkerung von derzeit 6,8 Mrd. Menschen (2008) die 7-Milliarden-Marke in 2012 überschreiten. Für das Jahr 2050 gehen die UN von rund 9,1 Mrd. Menschen aus, wobei der größte Teil des Zuwachses auf die Entwicklungs- und Schwellenländer entfallen wird. Dagegen werde sich die Bevölkerungsgröße der Industrieländer in diesem Zeitraum absolut kaum verändern.

Durch das stärkere Bevölkerungswachstum und den wirtschaftlichen Aufholprozess der Entwicklungs- und Schwellenländer werden sich zugleich die wirtschaftlichen Gewichte in der Welt verschieben.



Energiebedingte CO_2-Emissionen in der Welt

Noch wird der größere Teil des weltweiten Bruttoinlandsprodukts in den Industrieländern erzeugt. Doch schon in wenigen Jahren wird dieser Anteil auf unter 50% sinken und weiter zurückgehen. Damit verlagern sich die Produktions- wie auch die Nachfragezentren der Weltwirtschaft. Im Energiebereich geht diese Entwicklung sogar schneller voran. Im vergangenen Jahr haben die nicht der OECD angehörenden Länder nach Einschätzung des aktuellen „BP Statistical Review of World Energy" mit einem Anteil von gut 53% am Weltenergieverbrauch die OECD-Staaten überholt.

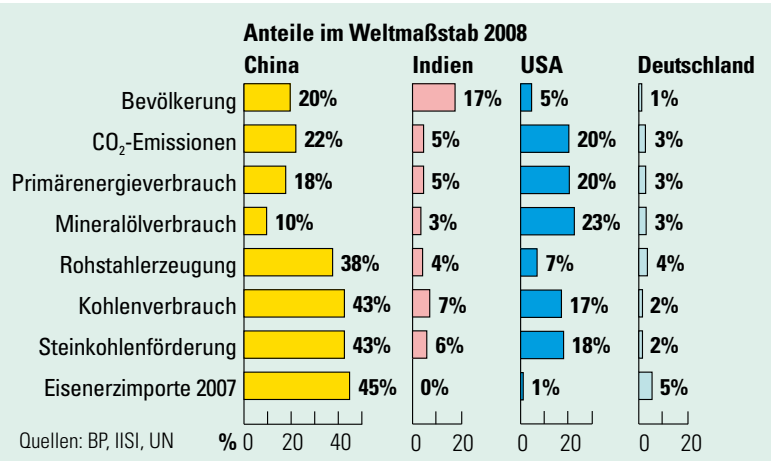
Gleichzeitig kommt es dabei zu erheblichen weiteren regionalen Verlagerungen, vor allem in Richtung auf China und den asiatischen Raum. Das Wachstum des weltweiten Energieverbrauchs in 2008 entfiel bereits zu 87% auf den asiatisch-pazifischen Raum und wurde neben China vor allem von Indien, Indonesien, Thailand, Südkorea und den anderen sog. Tigerstaaten verursacht. Ähnliche Tendenzen zeichnen sich auch bei den nichtenergetischen Rohstoffen ab.

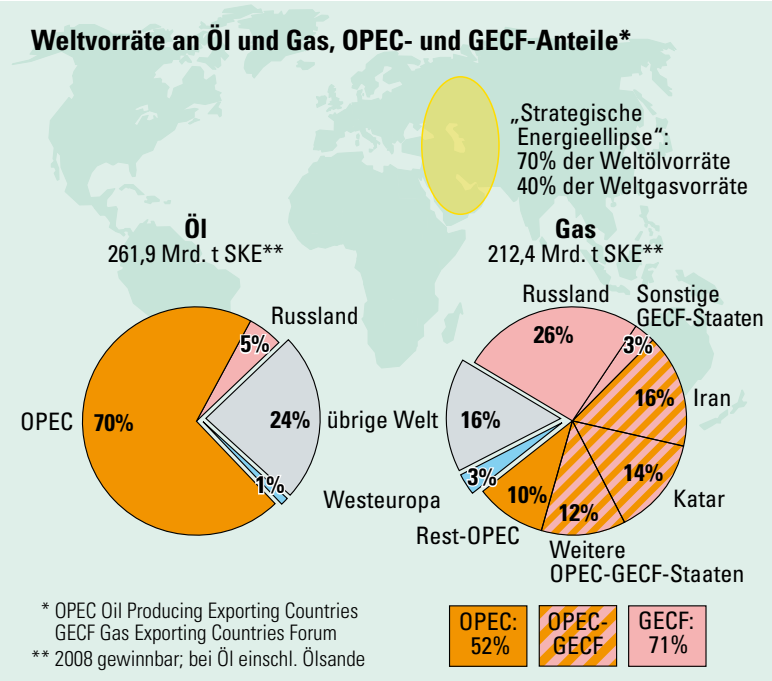
Zu den anhaltenden globalen Megatrends gehört auch die zunehmende Urbanisierung. Seit 2007 leben zum ersten Mal in der Geschichte mehr Menschen in Städten als auf dem Land. Nach UN-Prognosen werden in 25 Jahren knapp zwei Drittel der Weltbevölkerung in Städten leben. Auch die Städte selbst werden immer bevölkerungsreicher. „Megacities" mit mehr als 10 Mio. Einwohnern – z. B. Tokio mit fast 36 Mio., New York oder Mexiko-Stadt mit jeweils 19 Mio. Menschen – werden in sich immer größer und ihre Anzahl nimmt zu. Mit der Größe wachsen jedoch die Probleme der Städte auch bei der Energieversorgung.

Nicht nur in den Städten, sondern ebenfalls und gerade auf dem Land bleibt zudem die Elektrifizierung eine zentrale Herausforderung. Nach Angaben des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ) haben derzeit weltweit etwa 1,6 Mrd. Menschen noch immer keinen Zugang zu elektrischem Strom.

Zu den globalen Megatrends zählen auch das weiter zunehmende Umweltbewusstsein und die politischen Maßnahmen zur Begrenzung des globalen Klimawandels. Ihr Schwerpunkt ist derzeit noch vorwiegend auf die Minderung der CO_2-Emissionen ausgerichtet. Diese lagen nach BP-Angaben im Jahr 2008 bei rund 31,5 Mrd. t CO_2. Gegenüber 1990 entsprach dies allerdings einer weltweiten Steigerung um 49%.

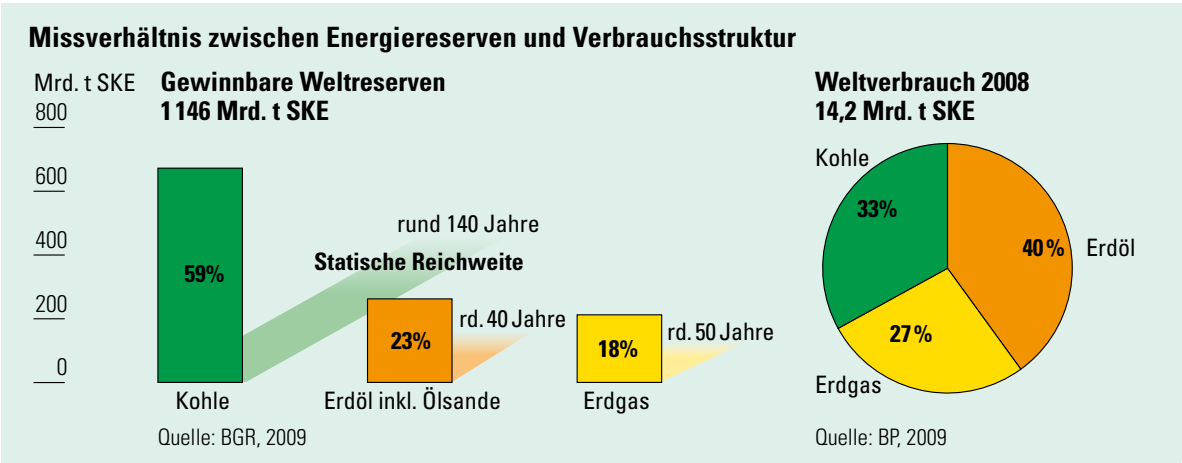
Die globalen Megatrends im Energiebereich werden auch von den weltweiten Ressourcen und Reserven an Energierohstoffen sowie deren Verfügbarkeit geprägt sein. Gemessen am Welt-PEV reichen gemäß jüngster Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die weltweit gewinnbaren Ölreserven noch rund 40 Jahre, die Erdgasreserven rund 50 Jahre. Kohle (Stein-





und Braunkohle) reicht noch für rund 140 Jahre: Sie ist mit einem Anteil an den gewinnbaren Weltreserven von fast 60% der am reichlichsten vorhandene Energierohstoff.

Bei Mineralöl und Erdgas ist auch die besonders starke Konzentration auf geopolitische Unruhezonen zu beachten, deren strategische Risiken in dem Gastbeitrag dieses Jahresberichts beschrieben werden. Dass die starke Konzentration der weltweiten Öl- und Gasvorräte besondere ökonomische Interessen weckt, liegt auf der Hand. Ende Dezember 2008 fand in Moskau ein Treffen der Energieminister der zwölf bedeutendsten Exporteure von Erdgas im Rahmen des Gas Exporting Countries Forum (GECF) mit folgendem Ziel statt: Es galt „die Zusammenarbeit zu vertiefen“ und künftig auch institutionell auf eine festere Grundlage zu stellen, um auf einem immer stärker globalisierten Markt Angebot und Preise zu stabilisieren. Mitglieder des GECF sind neben Russland u. a. zahlreiche OPEC-Länder. Viele Beobachter sehen als Ziel dieses Forums, einen der OPEC ähnlichen Zusammenschluss zu erreichen („Gas-OPEC“). Russland hatte zuvor schon mit dem Iran und Katar eine internationale Troika zur Marktführerschaft vereinbart und war die treibende Kraft bei diesem Treffen.



Entwicklung auf den internationalen Steinkohlenmärkten 2008/2009

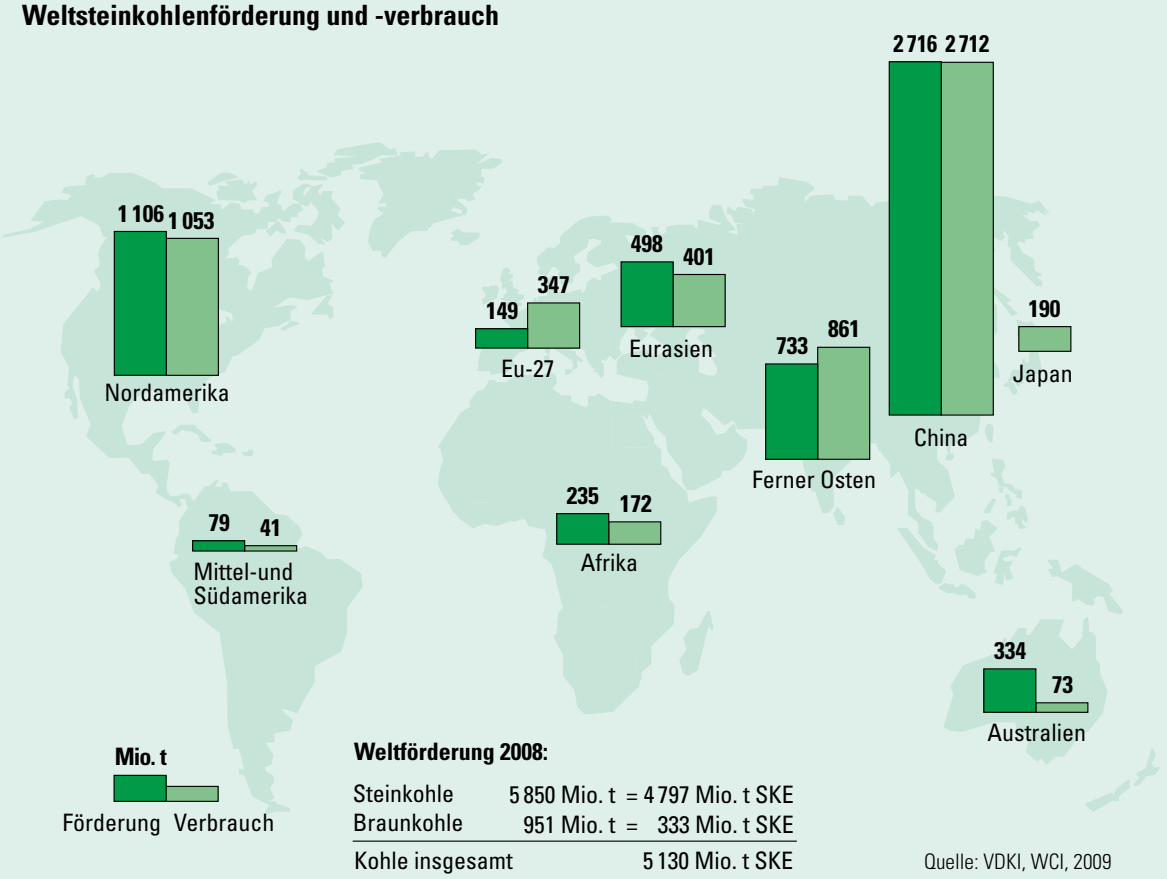
Im Jahr 2008 erhöhte sich die Weltsteinkohlenförderung gegenüber dem Vorjahr um rund 550 Mio. t oder um 11% auf 5,9 Mrd. t. Die bedeutendsten Förderländer waren China (2,7 Mrd. t) und die USA (1,1 Mrd. t). Größter Steinkohlenexporteur war jedoch Australien mit 261 Mio. t.

Lediglich rund 16% der Weltproduktion gelangten in den internationalen Handel (Binnen- und Seehandel), rund 14% in den Überseehandel. Insgesamt wurden 839 Mio. t über den Seeweg gehandelt, wobei davon rund 25% auf Kokskohle und 75% auf Kesselkohle entfielen.

Im Jahr 2009 wirkt sich die Weltwirtschaftskrise mit voller Wucht auf den Weltsteinkohlenmarkt aus. Nach Angaben von EURACOAL ist der seewärtige Weltsteinkohlenmarkt im ersten Halbjahr signifikant (-8%) geschrumpft. Der Rückgang betraf vor allem Koks und Kokskohle, die vom Einbruch in der internationalen Stahlkonjunktur besonders hart betroffen waren.

Dabei entwickelten sich die einzelnen Kohlemärkte auch in geo-

Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch



Weltförderung 2008:

Steinkohle	5 850 Mio. t	= 4 797 Mio. t SKE
Braunkohle	951 Mio. t	= 333 Mio. t SKE
Kohle insgesamt		5 130 Mio. t SKE

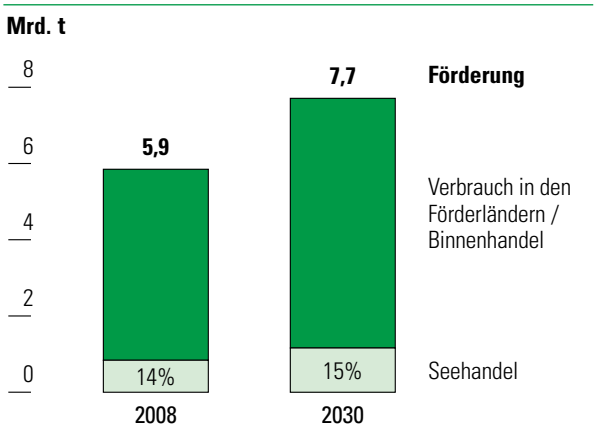
Quelle: VDKI, WCI, 2009

grafischer Differenzierung sehr unterschiedlich. Deutlich ist eine erheblich stärkere Verschiebung der Gewichte vom atlantischen in den pazifischen Markt zu beobachten. Während die Exporte im atlantischen Kraftwerkskohlenmarkt stark rückläufig waren, konnte der pazifische Markt insbesondere infolge der wieder stärkeren chinesischen Nachfrage leicht hinzugewinnen. Dies war vor allem den steigenden australischen Exporten zu verdanken. Alle anderen Exportländer in diesem Teilmarkt lieferten deutlich weniger als im Vorjahr. Im atlantischen Kraftwerkskohlenmarkt reichten die Zuwächse bei den südafrikanischen und russischen Exporten nicht aus, die geringeren Lieferungen der restlichen Anbieter zu kompensieren. Das geringe Handelsvolumen am nordwesteuropäischen Kraftwerkskohlenmarkt ist vorwiegend auf die zuletzt relativ schwache Nachfrage in Europa zurückzuführen. Insbesondere die nordeuropäische Steinkohlenverstromung hat rezessionsbedingt nachgelassen. Doch auch die Kokskohlen- und Koksnachfrage der Stahlindustrie verzeichnete 2009 massive Einbrüche. Eine Besserung der Situation wird sich nur langsam einstellen können, da die nordwesteuropäischen Kohlelagerkapazitäten ihre Auslastungsgrenzen schon überschritten haben.

Der internationale Markt für Kokskohle ging 2009 ebenfalls stark zurück. Allein im ersten Quartal 2009 sank die Nachfrage um rund 30%. Dies war eine direkte Folge der Drosselung der Stahlerzeugung vor allem in den Industrieländern Asiens, Amerikas und Europas. Australien, die USA und Kanada meldeten historische Tiefststände bei ihren Kokskohlenexporten. China wandelte sich bei Kraftwerks- wie Kokskohle zum Nettoimporteur. Für die vorwiegend in Küsten- und Hafennähe angesiedelte chinesische Stahlindustrie waren Importe günstiger als Kokskohle aus heimischer Förderung, die erst über lange Entfernungen auf dem Landweg herangeschafft werden müsste. Für das gesamte Jahr 2009 wird ein Rückgang des Weltkokskohlenmarktes um rund 40 bis 50 Mio. t erwartet.

Im Koksmarkt war China in den letzten Jahren mit einem Marktanteil von fast 50% der dominierende Anbieter. In den ersten Monaten des Jahrs 2009 brach der Markt für China-Koks jedoch nahezu vollständig ein. Trotz der Freigabe von Exportlizenzen in annähernd gleicher Höhe wie im Vorjahr fand sich zumindest bis August 2009 weltweit kein Markt für chinesischen Koks. Insbesondere infolge der hohen Koksexportsteuer von 40% war chinesische Ware – politisch gewollt – viel zu teuer für den Weltmarkt. Bedeutendste Anbieter sind daher vorerst Kanada und die USA.

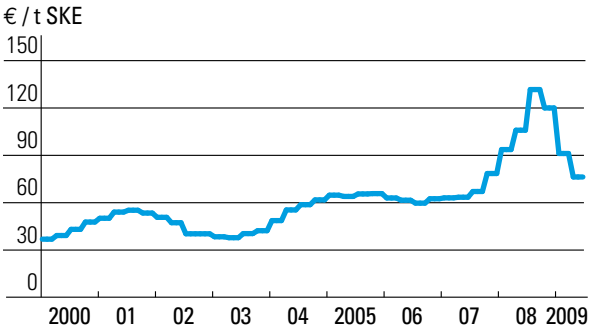
Die chinesische Wirtschaft weist trotz der Weltwirtschaftskrise eine vergleichsweise robuste Verfassung auf. Nach Einschätzung der OECD könnte China wie auch Indien in diesem Jahr wieder eine vergleichsweise hohe Wachstumsrate erzielen. Das macht sich bereits nicht nur beim Koks, sondern auch auf den internationalen Kraftwerkskohlen- und Kokskohlenmärkten bemerkbar. Die starke Nachfrage Chinas insbesondere nach Kohle und Erzen hat 2009 vor australischen Beladungs- und chinesischen Entladungshäfen schon zu langen Staus von Massengutfrachtschiffen geführt, die auf Abfertigung warten. Dadurch wurde Schiffsraum



Quellen: BP, VDKI, DOE; 2009

Welthandelsintensität bei Steinkohle

Preise für Kraftwerkskohle

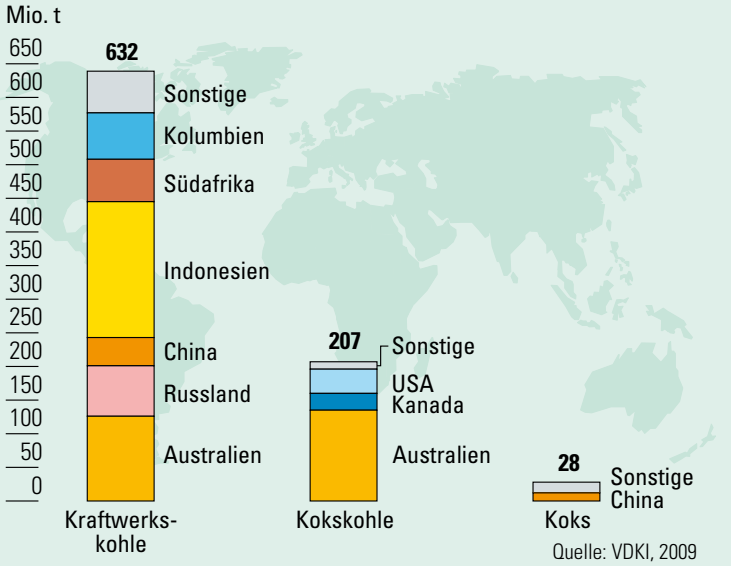


Quelle: BAFA, Quartalspreise für Kraftwerkskohle

gebunden, der an anderer Stelle fehlte und zeitweilig wieder zu steigenden Frachtraten führte, so auch im atlantischen Markt. Im Zuge der weltweit stark rückläufigen Nachfrage nach Massengütern waren auch die Seefrachtraten seit Ende 2008/Anfang 2009 von historischen Höchstständen auf ein teilweise ruinöses Niveau gefallen. Dies hatte zu zahlreichen Marktaustritten geführt. Aufgrund von Aufgabe und Umwidmung von Exportkapazitäten werden Verknappungen am internationalen Steinkohlenmarkt künftig wahrscheinlicher.

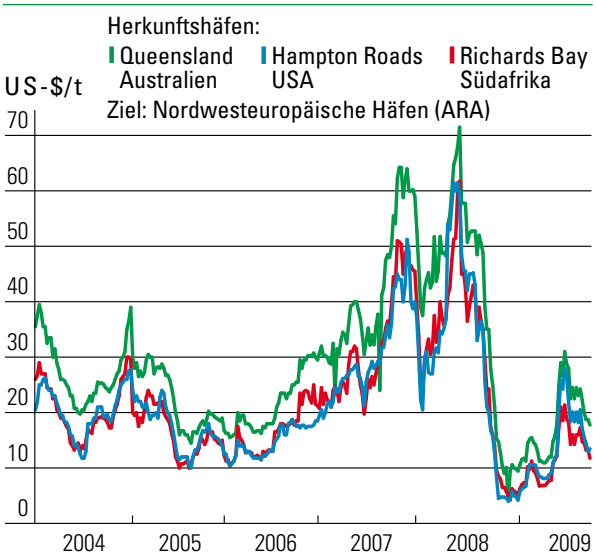
Abzusehen ist bereits auch: Der Kampf um die Einflussnahme auf die Rohstoffvorkommen der Welt wird generell deutlich härter. Mitte 2009 nahmen chinesische Sicherheitsbehörden Mitarbeiter des australischen Bergbaukonzerns Rio Tinto unter dem Verdacht der Industriespionage fest. Zuvor war der Versuch des staatlichen chinesischen Aluminiumkonzerns Chinalco gescheitert, seinen Mehrheitsanteil an Rio Tinto – vor allem wegen des Eisenerzes in Westaustralien – aufzustocken. Dieses Ansinnen wurde durch Intervention der australischen Regierung, Medienproteste und Einreden weiterer Anteilseigner vereitelt. Dies hat zu erheblichen diplomatischen Differenzen zwischen den beiden Staaten geführt. Zuvor war Ende 2007 bereits ein Übernahmeversuch seitens BHP Billiton, das wie Rio Tinto zu den „Big Four" der internationalen Rohstoffwirtschaft zählt, vorerst gescheitert. Mitte 2009 verbanden sich die beiden Unternehmen allerdings durch Joint-Ventures im Eisenerz- und Kohlegeschäft auf andere Art stärker miteinander. China ist seit Frühjahr 2009 wieder verstärkt auf den internationalen Rohstoffmärkten aktiv: So hat es 2009 beispielsweise den internationalen Markt für Industriemetalle nahezu leer gekauft. Es bemüht sich darüber hinaus um die Beteiligung und Kontrolle an Bergbauunternehmen in Australien wie in anderen Ländern – dies auch im Hinblick auf den Zugriff auf Produktionskapazitäten im Kohlesektor (Felix Resources). Neben einer zunehmenden Unternehmenskonzentration auf den internationalen Steinkohlenmärkten zeichnet sich also auch hier, wie schon auf anderen Rohstoffmärkten, eine verstärkte Einflussnahme von einzelstaatlichen Rohstoffsicherungsstrategien ab.

Steinkohlen- und Koks-Exporte weltweit 2008



Quelle: VDKI, 2009

Frachtraten nach Europa



Quelle: McCloskey Coal Report, Wochennotierungen

Strategische Risiken der globalen Energiesicherheit

Gastbeitrag

Foto: LNG-Tankschiff

Gastbeitrag

Dr. Frank Umbach, *Senior Associate für Internationale Energiesicherheit*
Centre for European Security Strategies (CESS), München-Berlin

Der Energiemarkt ist ein „Verkäufermarkt"

Im Zuge der stark gefallenen internationalen Rohöl- und Erdgaspreise seit Sommer 2008 scheinen die großen Besorgnisse über die globale Energieversorgung und die Auswirkungen der Rohstoffhausse auf die Stabilität der internationalen Beziehungen zunächst einmal verflogen zu sein. Doch die moderaten Energiepreise dürften nur temporär sein und nicht die langfristigen strategischen Trends der internationalen Energiepolitik hinsichtlich hoher volatiler Öl- und Gaspreise sowie Versorgungsengpässe in Frage stellen. Mittelfristig könnte die weltweite Energieversorgung durch den weiteren Aufschub zeitkritischer Investitionen in neue Explorationsprojekte und sonstige Energieinfrastruktur sogar noch stärker gefährdet sein. Auch die geopolitischen Risiken und Auswirkungen auf die globalen ordnungspolitischen Strukturen werden sich nicht verflüchtigen. Dies gilt umso mehr, als der weltweite Markt für die fossilen Energieträger Öl, Gas und Kohle vor einem dramatischen Strukturwandel steht. In 2008 haben die Entwicklungsländer mit China an der Spitze erstmals die OECD-Staaten beim Verbrauch von Primärenergie übertroffen. 79% der Weltbevölkerung erwirtschaften 45% des globalen Bruttoinlandsproduktes und benötigen dafür 53% der Weltenergie. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren verstärken und erheblich die Preise beeinflussen sowie neue Herausforderungen für die internationale Energiesicherheit und die Anstrengungen der Weltgemeinschaft haben, den globalen Klimawandel zumindest zu verlangsamen. Damit steht die Welt vor einer doppelten Herausforderung: einerseits eine bezahlbare Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten, andererseits aus Gründen des globalen Klimawandels vor allem in den Nicht-OECD-Staaten auf höhere Energieeffizienz mit gleichzeitig niedrigerem CO_2-Ausstoß strukturell umzusteuern.

Bereits seit Ende der 1990er-Jahre hat sich das Machtverhältnis zwischen Energieproduzenten und -konsumenten zugunsten der Energieproduzenten und dem Entstehen eines weltweiten „Verkäufermarktes" sukzessiv verändert. Diese internationalen Machtverschiebungen zugunsten der asiatischen und arabischen Schwellenländer, aber auch Russlands und anderer Energieexporteure und die internationale Expansion ihrer Staatsfonds in die USA und nach Europa waren wesentlich durch die hohen Öl- und Gaspreise sowie die Rohstoffhausse bei nichtenergetischen Ressourcen erklärbar. So hat sich seit 2002 nicht nur der Ölpreis auf bis zu 147 US-$ pro Barrel (bl) im Juli 2008 verfünffacht, sondern auch die Preise für Eisenerz und Stahlschrott waren zwischen 2003 und 2006 um 100% sowie der Nichteisenmetalle um über 128% und anderer Metalle sogar um über 500% gestiegen. Die Frage der Versorgungssicherheit von Energie- und anderen Rohstoffen rückte damit auf die politische Tagesordnung der westlichen Regierungen, da die Energie- und Rohstoffsicherheit die zentrale Voraussetzung für die Stabilität der gesamten wirtschaftlichen Wertschöpfungskette ist.

Im Zuge der globalen Rohstoffhausse und ihren rapiden Preissteigerungen, einer steigenden Angebotskonzentration auf immer weniger Länder und Unternehmen, zunehmenden Handels- und Wettbewerbsverzerrungen durch politisch induzierte Einschränkungen der Rohstoffverfügbarkeit, der Subventionierung des Energieverbrauchs sowie vermehrter Strategien der staatlich forcierten Rückwärtsintegration durch zunehmende Beteiligungen an Bergbauunternehmen im Ausland (direkter Zugriff und Kontrolle der Lagerstätten im Ausland) stellten sich vermehrt Fragen hinsichtlich der Lieferfähigkeit der Rohstoffexporteure – und damit Fragen, die über 20 Jahre von der EU nicht mehr diskutiert worden sind. Zudem spiegelt sich beim „Ressourcenfluch" nicht nur ein enger Zusammenhang zwischen hohen Ölpreisen und „Rentierökonomien" wider, sondern auch jener zwischen hohen Ölpreisen und der mangelnden Reformbereitschaft sowie der Demokratisierung in der Innenpolitik und einer konfrontativeren Außenpolitik vieler reicheren Produzentenstaaten.

All dies wirft zentrale Fragen nicht nur für die internationale Energiepolitik, sondern auch für die weltweite regionale Ordnungspolitik und Außen-, Sicherheits- und Entwicklungspolitik des Westens und damit auch für die GASP (Gemeinsame Außen- und Sicherheitspolitik) sowie Nachbarschaftspolitik der EU auf. Im Zuge einer globalen Energie- und Rohstoffhausse sowie

Verknappung können somit weltweit künftige gewaltsame Konflikte und Kriege vor allem um die knapper werdenden Rohstoffe (vor allem um Öl, Gas und Wasser) keineswegs ausgeschlossen werden, die u.a. mit Massenmigrationen und Flüchtlingsproblemen verbunden sind. Hinzu kommen die Folgen der globalen Klimaveränderungen, die neue Konflikte verursachen und vor allem bereits bestehende Konfliktlagen erheblich verschärfen könnten.

Vor diesem komplexen Hintergrund sollen zunächst die globalen Energietrends und Prognosen der Internationalen Energieagentur (IEA), der Energy Information Administration (EIA) und des Weltenergierats (WEC) analysiert werden, bevor die mittel- und langfristigen geopolitischen Risiken untersucht werden, um auf dieser Basis qualifizierte Schlussfolgerungen für die mittelfristige Energieversorgungssicherheit der EU und Deutschlands zu ziehen.

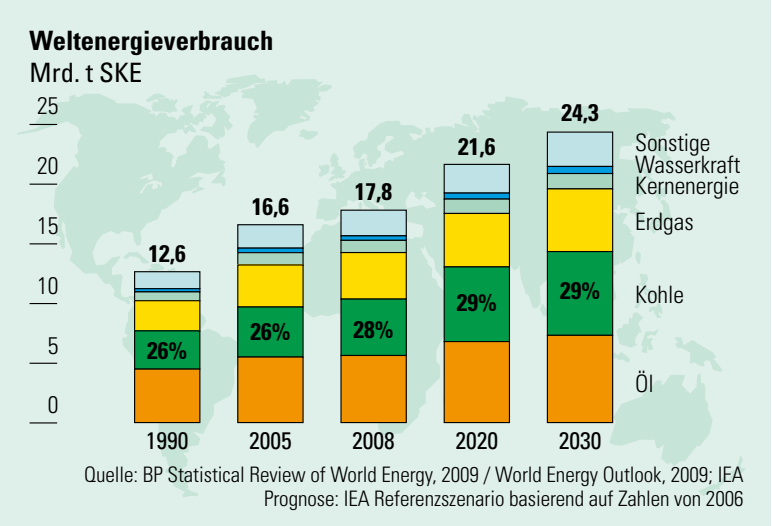
Internationale Energienachfrage bis 2030 und die Frage der globalen Versorgungssicherheit

Die Unsicherheiten der globalen Energieversorgungssicherheit bis zum Ausbruch der gegenwärtigen globalen Finanz- und Wirtschaftskrise im Sommer 2008 erklärten sich einerseits aus der rapide zunehmenden Energienachfrage vor allem in China und Indien sowie einer Verfünffachung der Ölpreise von 2002 bis 2008 auf über 147 US-$/bl, andererseits aus zunehmenden Ungewissheiten, wie lange die Öl- und Gasreserven noch ausreichen und wie viele Ressourcen zukünftig tatsächlich auf dem Weltmarkt zur Verfügung stehen werden. Deshalb unterschied sich diese Krise der weltweiten Energiepreise und globalen Energieversorgung grundlegend von früheren. Entscheidende Entwicklungen der letzten Jahre auf dem Energiesektor sowie die neuesten Prognosen der IEA, EIA und des WEC über die fossilen Energieressourcen bis 2030 bestätigen diese Annahmen:

- Die globale Energienachfrage wird bis 2030 um 37-45% zunehmen. Verantwortlich für den weltweiten Anstieg des Energieverbrauchs sind vor allem die Nicht-OECD-Staaten mit 73%, während der Energieanstieg der OECD-Staaten selbst beim Referenzszenario der EIA nur bei 15% liegen dürfte.

- Trotz weltweiter Anstrengungen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien mit einem jährlich prognostizierten Wachstum von rund 7% werden in mittelfristiger Perspektive weiterhin die fossilen Energieträger (Rohöl, Erdgas und Kohle) den weitaus größten Teil des weltweiten Verbrauchs ausmachen. Sie werden rund 80% des globalen Nachfrageanstiegs bis 2030 decken.

- Rohöl bleibt mit etwa 30-32% (derzeit 34%) im weltweiten Energiemix der wichtigste Energieträger bis 2030. Der durchschnittliche Rohölbedarf wird



Quelle: BP Statistical Review of World Energy, 2009 / World Energy Outlook, 2009; IEA
Prognose: IEA Referenzszenario basierend auf Zahlen von 2006

Rohöl bleibt weltweit der wichtigste Energieträger – Kohle steht an zweiter Stelle

bis 2030 weltweit um 37% gegenüber 2006 zunehmen – von derzeit über 85 auf 106 Millionen Barrel pro Tag (Mio. bl/d; IEA-Referenzszenario). China wird dabei für 43% des Zuwachses der globalen Rohölnachfrage, der Mittlere Osten für 20% und Indien für 19% verantwortlich sein. Da nicht nur die Zunahme der Weltrohölnachfrage zu erwarten ist, sondern auch viele erschöpfte Ölfelder ersetzt werden müssen, muss die Rohölproduktion bis 2030 um 64 Mio. bl/d wachsen – das Sechsfache der heutigen Gesamtrohölproduktion Saudi Arabiens als weltgrößter Rohölproduzent. Nach dem optimistischeren Alternativszenario der IEA von 2007 ist die Welt zwar in der Lage, 14 Mio. bl/d einzusparen, doch auch dann bleibt Rohöl der weltweit wichtigste Energieträger. Zwar sind gegenwärtig mehr als 182 Mrd.t konventionelle Rohölreserven (ohne kanadische Ölsande) nachweisbar vorhanden, doch hält die Entdeckung neuer Ölressourcen bereits seit 1986 mit der sich rapide beschleunigenden Nachfrage nicht mehr Schritt.

- Die weltweite Nachfrage des klimafreundlicheren Erdgases wird aufgrund der Koppelung mit den wieder ansteigenden Rohölpreisen lediglich um 1,8% zunehmen und im globalen Energiemix von 21% auf 22% bis 2030 nur marginal wachsen. Der interregionale Gashandel wird sich von 441 Mrd. m^3 auf mehr als 1 Bill. m^3 verdoppeln, der größtenteils in Form von Liquified Natural Gas (LNG) transportiert und dessen Anteil von 52% in 2006 auf 69% in 2030 ansteigen wird. Zugleich wird die Zunahme der weltweiten Erdgasproduktion mit 46% im Mittleren Osten erfolgen müssen – also in derjenigen Region, die bereits für die Weltrohölversorgung ohne Alternative ist. Dabei befinden sich allein 56% der weltweiten Erdgasreserven allein in den drei Staaten Russland, Iran und Qatar und mehr als die Hälfte der globalen Reserven wird von lediglich 25 Erdgasfeldern gespeist. Eine Entspannung des Erdgasmarktes zeichnet sich mit der zunehmenden Ausbeutung der bis vor kurzem unrentablen unkonventionellen Gasreserven in den USA ab, die durch neue Bohrtechniken und den höheren Rohölpreis wirtschaftlich erschlossen werden und den früher antizipierten starken Anstieg von LNG-Importen ersetzen können. Die künftige Produktion von unkonventionellem Gas aus Schiefer- und Kohleschichten sowie dichten Sandsteinformationen („tight gas") soll von 47% der gesamten Erdgasproduktion in 2006 auf 56% in 2030 weiter steigen. In dem neuesten Referenzszenario geht die EIA sogar davon aus, dass die USA bei Erdgas faktisch selbstversorgend werden.

- Im Gegensatz zu den hiesigen Bemühungen des Klimaschutzes ist seit 2000 mit jährlich durchschnittlich 4,9% ein stärkeres Wachstum der globalen Kohlennachfrage zu konstatieren als bei irgendeinem anderen fossilen Energieträger oder der gesamten weltweiten Primärenergienachfrage. Nach Prognosen der IEA wird der Kohlenverbrauch bis 2030 um jährlich 1-2% zunehmen und könnte damit auch weiterhin stärker wachsen als die Erdgasnachfrage. Die weltweite Kohlennachfrage würde zwischen 2006 und 2015 um 32% und im Zeitraum 2006-2030 sogar um bis zu 61% von 3.053 Millionen Tonnen Öläquivalent (Mtoe) auf 4.908 Mtoe ansteigen. Selbst wenn sich das optimistischere Alternativszenario bestätigen sollte, wird Kohle mit 23-29% in 2030 der zweitwichtigste Energieträger noch vor Erdgas weltweit bleiben.

- Nach der neuesten Analyse der EIA wird der weltweite Strombedarf im Referenzszenario zwischen 2006 und 2030 um 77% ansteigen. Dabei wird der globale Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung bis 2025 absolut höher liegen als in der vergleichbaren Projektion von 2004, auch wenn sich der Kernenergieanteil von 15% in 2006 auf 10% in 2030 verringern wird. Demgegenüber wird der Kohleanteil an der weltweiten Stromerzeugung von 41% auf 44% zunehmen und der Anteil der erneuerbaren Energien von 18% auf 23% bis 2030 ansteigen – und damit Erdgas bereits kurz nach 2010 als zweitwichtigste globale Erzeugungsquelle für Strom ablösen.

Um die weltweite Energienachfrage zu befriedigen und die globale Energiesicherheit zu garantieren, sind nach Auffassung der IEA rund 26 Bill. US-$ an Investitionen bis 2030 notwendig. Gleichzeitig beläuft sich die Subventionierung von Energieressourcen und des Energieverbrauchs in den 20 größten Nicht-OECD-Staaten jährlich allein auf 310 Mrd. US-$. Dementsprechend ist der Energieverbrauch dieser Staaten von realen Marktpreisen weitgehend abgekoppelt, sodass auch keine Anreize bestehen, den Energieverbrauch durch Einsparungen zu verringern und die Energieeffizienz zu erhöhen. Die zukünftig notwendigen Investitionen in die globale Energiewirtschaft zur Aufrechterhaltung der internationalen Energiesicherheit werden zudem nur dann erfolgen, wenn sich die Rahmenbedingungen für ausländische Investoren und die politische Stabilität in vielen der Förderländer deutlich verbessern. Die entscheidende Frage jedoch – wie viele Erdöl- und Erdgasressourcen stehen nicht nur auf dem Papier, sondern tatsächlich auf dem Weltmarkt jederzeit zur Verfügung? – hängt nicht nur von eng definierten ökonomischen Faktoren wie Angebot und Nachfrage oder der globalen Klimapolitik ab, sondern maßgeblich auch von den dramatisch veränderten politischen Rahmenbedingungen seit Ende der 1990er-Jahre.

Geopolitische Risiken und strukturelle Versorgungsengpässe

Seit den terroristischen Anschlägen vom 11. September 2001 auf das World Trade Center und das Pentagon sowie der Militärintervention in Afghanistan und dem Irak-Krieg ist die internationale Aufmerksamkeit stärker denn je einerseits auf den Mittleren Osten und Süd- sowie Zentralasien als auch auf den zukünftigen weltweiten „Bogen der Instabilität" („arc of instability"), andererseits auf den Zusammenhang zwischen künftigen Kriegen und der globalen Ressourcenkonkurrenz gerichtet. Dieser „Größere Mittlere Osten" (auch „Strategische Ellipse" genannt) besitzt für die Stabilität der weltweiten Energieversorgungssicherheit im 21. Jahrhundert herausragende strategische Bedeutung, da in dieser Weltregion der Großteil der verbleibenden globalen Öl- und Gasreserven wie folgt konzentriert sind.

- 90% der Erdölreserven befinden sich in der islamischen Welt;
- 70% der Weltrohölreserven und 40% der Weltgasreserven befinden sich in der Region der „Strategischen Ellipse";
- 62% aller Weltölreserven und 34% aller globalen Erdgasreserven sind allein in der Region des Persischen Golfes konzentriert.

Darüber hinaus gelten 10 der 14 führenden Rohöl exportierenden Staaten seit Ende der 1990er-Jahre als politisch instabil. Ein Aufbrechen der innenpolitischen Konflikte könnte jederzeit zu größeren Unterbrechungen des Rohöl- und Erdgasexports dieser Länder führen. 50% der Weltenergienachfrage werden von Erdöl produzierenden Staaten gedeckt, deren innenpolitische Spannungen ein hohes Risiko darstellen. Zukünftig wird die Welt auf immer weniger Erdöl- und Erdgasförderstaaten angewiesen sein, die zudem häufig politisch instabil ein immer höheres Produktionsniveau zur globalen Erdöl- und Erdgasversorgungssicherheit gewährleisten müssen.

Energieengpässe können immer weniger ausgeschlossen werden

Energieengpässe mit drastischen Preissteigerungen oder sogar größeren Versorgungskrisen können daher auch für den mittelfristigen Zeitraum bis 2020 immer weniger ausgeschlossen werden.

Im Gegensatz zur Ölkrise in den 1970er-Jahren oder während des irakisch-iranischen Kriegs ab 1980 waren die hohen Preise bis zum August 2008 somit nicht auf eine einzelne akute politische Krise und eine temporäre Angebotsverknappung im Mittleren Osten zurückzuführen, sondern vor allem auf die globale Nachfrage und auf strukturelle Probleme auf der Angebotsseite (Engpässe bei Produktions-, Raffinerie- und Transportkapazitäten).

Die Schlüsselstellung Saudi-Arabiens als die „Zentralbank von Rohöl"

für die globale Energiesicherheit resultiert vor allem aus dem Umstand, dass Riad der einzige Öllieferant ist, der noch über nennenswerte ungenutzte Förderkapazitäten verfügt (US-Experten sprechen von einem „Energieäquivalent von Nuklearwaffen"). Allerdings waren es (bei einem Produktionsniveau von insgesamt rund 10 Mio. bl/d) bis zum Sommer letzten Jahres nur rund 1,5-2 Mio. bl/d, die der weltweit größte Rohölproduzent in Krisenzeiten zusätzlich mobilisieren konnte. Damit sank der Anteil der freien Produktionskapazitäten im Vergleich zur weltweiten Ölnachfrage von 15% auf lediglich 2-3%. Die OPEC-Förderkapazitäten waren bis Mitte 2008 fast zu 99% ausgelastet – verglichen mit 90% in 2001 und lediglich 80% im Jahr 1990. Vor diesem Hintergrund hat der Internationale Währungsfonds (IWF) im Frühjahr 2005 die OPEC-Staaten aufgefordert, zusätzliche freie Produktionskapazitäten von mindestens 5 Mio. bl/d in den nächsten Jahren bereitzustellen, da sonst die globale Rohölversorgung nicht länger stabil zu halten sei. Doch mit Ausnahme Saudi-Arabiens ist bis heute kein anderer OPEC-Staat sowohl aus politischen als auch wirtschaftlichen Gründen bereit, dieser Aufforderung Folge zu leisten.

Die Energieabhängigkeit ist eine Frage der Außen- und Sicherheitspolitik

Mit der Verschiebung der weltweiten Rohölnachfrage aus den westlichen Industriestaaten in die bevölkerungsreichsten industriellen Schwellenstaaten wie China und Indien wird sich im 21. Jahrhundert auch der Hauptanteil der Raffinerien aus den USA und aus Europa nach Asien und in andere Weltregionen verlagern. Dies bedeutet: Nicht nur der größte Teil der Erdölförderung, sondern auch 60% der weltweiten Raffineriekapazität werden sich dann in zumeist politisch instabileren Ländern und Regionen befinden.

Daher suchen die Energie importierenden Staaten nach Möglichkeiten, einerseits die Abhängigkeiten zu reduzieren und andererseits im Rahmen ihrer Außen- und Sicherheitspolitik gute Beziehungen zu den Erdöl und Erdgas exportierenden Staaten aufzubauen. Die Frage nach der Energiesicherheit in den Industriestaaten war somit zu keiner Zeit nur eine außenwirtschaftliche Problematik, der mit ausschließlich (markt-)wirtschaftlichen Mitteln zu begegnen wäre.

Auswirkungen auf die europäische Energieversorgungssicherheit

Erst infolge des ersten russisch-ukrainischen Gaskonflikts vom Januar 2006 stand die Frage nach der Versorgungssicherheit der EU und Deutschlands auf der politischen Tagesordnung und hat seitdem hohe Priorität, wie der jüngste russisch-ukrainische Gaskonflikt vom Januar 2009 – die größte Energiekrise Europas seit mehr als 30 Jahren – bestätigt hat. Vor allem die Gasversorgungssicherheit Europas gilt als die Achillesferse der europäischen Energiepolitik, da diese sich von der Ölversorgungssicherheit grundlegend unterscheidet. So gibt es einerseits keinen globalen Gasmarkt; andererseits ist die Versorgungssicherheit in Europa von stabilen Lieferungen über in Krisen inflexible Pipelinesysteme abhängig.

Zwischen den internationalen Experten und Energieorganisationen, wie der IEA, der EIA sowie dem WEC, und der EU-Kommission besteht einhellig die Auffassung, dass nur ein ausgewogener und breitest möglicher Energiemix, der keinen Energieträger ausschließt, die globale, regionale und nationale Energiesicherheit nachhaltig garantieren kann. Vor allem in der mittelfristigen Perspektive bis 2030 darf vor den gewaltigen Herausforderungen der globalen Energiesicherheit und des weltweiten Klimawandels weder auf die Kernenergie noch die Kohle verzichtet werden. Dies gilt insbesondere auch für Deutschland, dessen Versorgungsrisiko seit den Ölpreiskrisen und einer drastischen Zunahme der Öl- und Gasimporte aus Russland als Folge des bisher geplanten Doppelausstiegs bei Kernenergie und der heimischen Steinkohlenförderung deutlich gestiegen ist.

Die EU hat mit den März 2007-Beschlüssen einer integrierten, nach-

haltigen Klima- und Energiepolitik sowie der 20-20-20-Formel (s. a. S. 65) die Weichen für die Zukunft gestellt, um aus der Spirale aus stark ansteigendem Energieverbrauch und Energieimportabhängigkeiten zumindest teilweise auszusteigen bzw. den Anstieg stark zu reduzieren. Im Mittelpunkt ihrer energiepolitischen Konzeption stehen zu Recht die Energieeinsparung und Erhöhung der Energieeffizienz sowie die Diversifizierung des Energieträgermix und der Importe. Auch die Proklamierung einer aktiven europäischen und deutschen Energieaußenpolitik unter Berücksichtigung der geopolitischen Risiken ist wichtig und richtig.

Noch vor dem jüngsten Gaskonflikt im November 2008 hatte die Europäische Kommission unter der französischen Präsidentschaft mit dem „Zweiten Überprüfungsbericht der Energiestrategie der EU" ein weitreichendes Energiepaket zur Stärkung der Energieversorgungssicherheit und Unterstützung der Klimaschutzvorschläge vorgelegt. Der in der Öffentlichkeit und zum Teil auch in der deutschen Politik viel zu wenig beachtete „Aktionsplan für Energieversorgungssicherheit und -solidarität" zeigte zum ersten Mal auf, dass eine erfolgreiche Implementierung der Energiebeschlüsse vom März 2007 den bis dahin prognostizierten Energiebedarf der EU bis 2020 um bis zu 15% und den Importbedarf um sogar 26% gegenüber den bisherigen Energiebedarfsprognosen reduzieren könnte. Ohne die Märzbeschlüsse würden dagegen die Nettoenergieimporte um rund 41% zwischen 2005 bis 2030 ansteigen. Tatsächlich zeigt der EU-Aktionsplan vom November 2008 und seine neuen Prognosen erstmals auf, dass der Erdgasimportbedarf mit der Implementierung des 20-20-20-Programms (dabei abhängig von der Höhe des internationalen Ölpreises), bis auf das heutige Niveau von rund 300 Mrd. m^3 eingefroren werden könnte anstatt auf 452 Mrd. m^3 anzusteigen. Je nach Szenario könnte der Erdgasimportbedarf der EU bei einem erneuten Anstieg des Ölpreises auf 100 US-$/bl sogar unter 300 Mrd. m^3 liegen (s. Tabelle im Anhang).

Auch das vom Rat der EU am 20. März 2009 beschlossene und von der Kommission vorgeschlagene Energieinfrastrukturprogramm in einem Umfang von rund 4 Mrd. € dient der Stärkung der Energieversorgungssicherheit und der physischen Infrastruktur effektiverer Krisenreaktionsmechanismen. Seit Anfang 2008 wurden auch die Maßnahmen zur Entwicklung des südeuropäischen Gastransportkorridors und des Zugangs zu kaspischem Gas durch das Nabucco-Projekt entscheidend forciert.

Allerdings kann die EU kurz- und mittelfristig auch nach Unterzeichnung des jüngsten Abkommens zwischen Russland und der Ukraine zur Beilegung des Gaskonflikts und des Energiememorandums zur Modernisierung der ukrainischen Gasinfrastruktur vom 23. März 2009 keineswegs von einer sicheren Gasversorgung aus Russland ausgehen, da dies nicht nur

1) wirtschaftliche Stabilisierung und umfassende Reform des Energiesektors der Ukraine voraussetzt, sondern
2) auch eine völlige Normalisierung der bilateralen Beziehungen zwischen Moskau und Kiew,
3) eine Ausschaltung aller Zwischenhändler,
4) die Gewährleistung von weitaus größerer Transparenz über die Abkommen und die Gassektoren auf beiden Seiten,
5) die Abkoppelung des bilateralen Gashandels von geopolitischen Motivationen und auch voraussetzt, dass
6) die gegenwärtige Finanz- und Wirtschaftskrise die dringend notwendigen Investitionen der russischen Gaswirtschaft in die Exploration neuer und erheblich teurerer Gasfelder nicht verringert und zeitlich weiter aufschiebt.

Daher bleibt aus europäischer und deutscher Sicht – neben neuen Maßnahmen zur Energieeinsparung und Erhöhung der Energieeffizienz – die breitest mögliche Diversifizierung des Energieträgermix und der Importe die beste Garantie für eine langfristige stabile Energieversorgungssicherheit. Bei Erdgas sollte dies durch eine neue Kombination von langfristigen Lieferverträgen, liquiden Handelsplätzen, einer bedarfsgerechten und sicheren Infrastruktur sowie die Stärkung

Breiter Energieträgermix ist Garantie für eine stabile Energieversorgungssicherheit

der grenzüberschreitenden Kooperation zwischen Gasunternehmen im Zusammenspiel mit Regierungen und der EU mit ihren neuen Krisen- und Kooperationsinstrumenten sichergestellt werden.

Dem Ziel der Stärkung der Versorgungssicherheit durch die Diversifizierung von Energieträgern, Importen und der Elektrizitätserzeugung soll auch das derzeit viel diskutierte Solar- und Wüstenstromprojekt „DESERTEC" dienen – derzeit läuft eine Machbarkeitsstudie. Dieses von 12 vor allem deutschen Konzernen forcierte Projekt sieht eine solarthermische Stromerzeugung vor, bei der das Sonnenlicht in riesigen Parabolspiegeln gebündelt und dann in einer im Kreislauf geführten Flüssigkeit auf 400°C erhitzt wird, um in einem anschließenden Dampfturbinenkraftwerk in Strom verwandelt zu werden. Das derzeit auf 400 Mrd. € geschätzte Projekt soll 15-20% seiner Stromerzeugung über Hochspannungsgleichstromleitungen nach Europa führen. Obwohl es auch technologisch vor allem beim Stromtransport nach Europa noch einige Probleme zu lösen gilt, müssen die finanziellen und vor allem bisher kaum analysierten sicherheitspolitischen Probleme als die größten Hindernisse angesehen werden. Gerade in der Redundanz der zahlreichen Infrastrukturanlagen und bei den Kontrollzentren der dezentralen Erzeugerstrukturen dürften in den politisch instabilen Regionen Nordafrikas und dem Nahen Osten die physischen und elektronischen Sicherheitsaufwendungen immens sein, die aber bisher offenbar kaum in den operativen Projektkosten ausreichend berücksichtigt worden sind. Zudem müssen erhebliche politische Konflikte zwischen den Regionalstaaten selbst gelöst werden wie aber auch beim grenzüberschreitenden Stromtransport zwischen EU-Staaten. Darüber hinaus darf bezweifelt werden, dass Spanien oder Italien sich von der politisch so instabilen Region noch weiter abhängig machen und ihre Versorgungssicherheit gefährden wollen, da die EU-Mittelmeerstaaten bereits in hohem Maße durch die Öl- und Gasimporte von dieser instabilen Weltregion abhängig sind.

Projekte wie DESERTEC erfordern immense Sicherheitsaufwendungen

Des weiteren benötigen solarthermische Kraftwerke Millionen Kubikmeter Kühlwasser, die in den Wüstenregionen zumeist grenzüberschreitend sicher gestellt werden müssen und einen ebenfalls nicht unerheblichen Kostenfaktor darstellen dürften. Ebensowenig dürfen die Risiken für die Versorgungssicherheit der EU übersehen werden. Zwar haben solarthermische Kraftwerke den großen Vorteil gegenüber der herkömmlichen Photovoltaik, Strom in Salzschmelzen speichern zu können, doch der Ausfall von 15-20% der importierten Stromlieferungen als Folge terroristischer oder elektronischer Angriffe gegen die Hochspannungsleitungen oder die Stromkontrollzentren in Nordafrika hätte katastrophale Auswirkungen in Europa, da Strom bisher nicht wie Öl und Gas strategisch in Europa bevorratet werden kann. Für arabische Terroristen dürfte die solare Infrastruktur nicht zuletzt deshalb besonders attraktiv sein, weil sie mit Anschlägen gleichzeitig sowohl die verhassten einheimischen Regierungen als auch die EU treffen und politisch erpressen könnten. Auch aus diesem Grund könnte sich die dezentralisierte Photovoltaik unter Berücksichtigung großer Fortschritte bei Speichertechnologien langfristig womöglich tatsächlich als kostengünstigere solare Variante erweisen. Doch sprechen all diese Vorbehalte nicht grundsätzlich gegen das Projekt, das vor allem für die Regionalstaaten selbst von großem Nutzen wäre, sofern ihre politischen und wirtschaftlichen Eliten den großen Nutzen derartiger solarthermischer Kraftwerke angesichts der Rolle ihrer staatlichen Energiekonzerne und deren politischen Einfluss auf die Regierungen erkennen.

Die strategischen Risiken der deutschen Energieversorgung werden jedoch durch „Wüstenstrom" in der mittelfristigen Perspektive bis 2030 kaum verringert, da das DESERTEC-Projekt angesichts der noch zu überwindenden technischen und vor allem wirtschaftlichen sowie politischen Probleme wahrscheinlich erst in der längerfristigen Perspektive 2030-2050 eine größere strategische Bedeutung für die Regionalstaaten in Nordafrika sowie des Mittleren Ostens und vielleicht auch Europas gewinnen wird.

Herausforderungen für die europäische und deutsche Energiepolitik

Fotomontage:
Steinkohlenkraftwerk
Bexbach, Saarland

Die heimische Steinkohle im Zieldreieck der Energiepolitik

Die heimische Steinkohle und ihr Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland sind seit je Gegenstand energiepolitisch begründeter Entscheidungen und Rahmensetzungen. 2007 wurden maßgebliche politische Weichenstellungen mit dem Beschluss zur sozialverträglichen Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Ende des Jahres 2018 und dem dazu in Kraft gesetzten Steinkohlefinanzierungsgesetz vom 20. Dezember 2007 vorgenommen. Die so genannte„Revisionsklausel"beinhaltet, dass der Deutsche Bundestag den Auslaufbeschluss bis 2012 noch einmal überprüft. Ausdrücklich benannt werden die Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit und die Sicherung der Energieversorgung. Dies erfordert eine volkswirtschaftliche Perspektive. Daneben

Energiepolitische Ziele

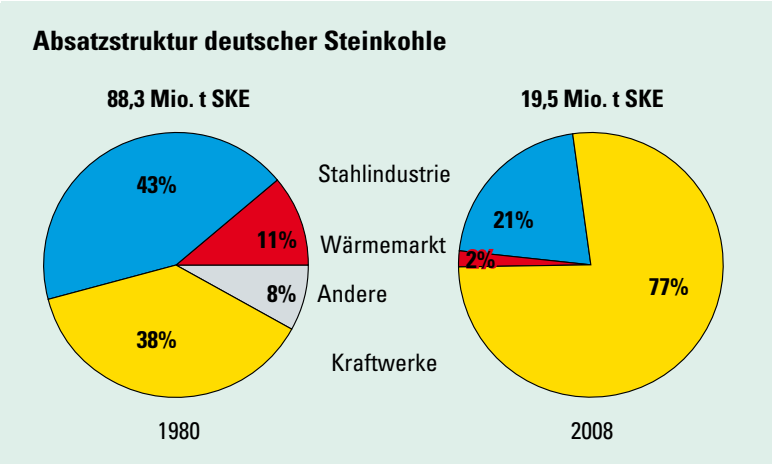
„Die Bundesregierung leitet dem Deutschen Bundestag bis spätestens 30. Juni 2012 einen Bericht zu, auf dessen Grundlage der Deutsche Bundestag unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele prüft, ob der Steinkohlenbergbau weiter gefördert wird. Der Steinkohlenbergbau und die Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) werden angehört. Dem Bericht sind Gutachten anerkannter Wirtschaftsforschungsinstitute zugrunde zu legen und beizufügen."

§1 Abs.2 Steinkohlefinanzierungsgesetz („Revisionsklausel") vom 20. Dezember 2007

wird auf *„übrige energiepolitische Ziele"* verwiesen. Vor allem dürften hier die Umwelt- und Klimaverträglichkeit gemeint sein. Denn damit angesprochen wäre die dritte wesentliche Komponente des klassischen und nach wie vor auf nationaler wie europäischer Ebene maßgeblichen Zieldreiecks der Energiepolitik: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit.

Die Bedeutung dieses Zieldreiecks als Orientierungsrahmen für energiepolitische Entscheidungen ist kaum zu überschätzen. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft in Deutschland (BDEW) nannte es auf seinem Kongress „Zukunft gestalten" im Juni 2009 „Eckpfeiler der deutschen Energiewirtschaft" ja sogar ein *„energiepolitisches Grundgesetz"* und *„auch im kommenden Jahrzehnt die Basis für eine zukunftssichere Energiepolitik"*. Allerdings müssten die drei Ziele in einer gegenseitigen Balance gehalten werden, damit *„wir auch in Zukunft eine Energieversorgung haben…, die unsere Umwelt und das Klima schont, die dauerhaft verfügbar ist oder sich gar erneuert und die für uns bezahlbar bleibt"*. Die drei zentralen Ziele gegeneinander auszuspielen, so warnt der BDEW, führe in eine *„energiepolitische Sackgasse"*. Denn die energiepolitischen Ziele sind miteinander verwoben und erfordern einen gleichgewichtigen Ansatz, *„was bei allen anstehenden Entscheidungen mit Bedacht und ehrlicherweise auch kommuniziert werden muss"*.

Geschieht das nicht, ginge also die Balance verloren, drohen zwangsläufig negative Folgen sowohl für die jeweils anderen Ziele als auch für die gesamte Volkswirtschaft. *„Eine unterschiedliche Dehnung würde zu einer gefährlichen Schieflage führen, die letztlich nicht nur die jeweils anderen Ziele gefährden, sondern auch das gesamte energie- und volkswirtschaftliche Fundament zerstören könnte"*, so der BDEW. Ausdrücklich wird von ihm beklagt, dass es in den letzten



Jahren in der deutschen Energiepolitik kein gleichschenkliges Zieldreieck mehr gab. Vielmehr sei die Ausrichtung zugunsten der Umwelt- und Klimaschutzziele verschoben worden. Dieses Ungleichgewicht könnte auch die künftige Energiepolitik dominieren. Die Wirtschaftlichkeit wie auch die Versorgungssicherheit könnten so ins Hintertreffen geraten.

Eingeordnet in das skizzierte Zieldreieck ergibt sich speziell für die heimische Steinkohle und ihre Zukunft zweifellos ein differenzierter Befund. Auch die energiepolitische Diskussion über die Steinkohle ist in jüngerer Zeit zunehmend von Klimagesichtspunkten dominiert worden. Dabei ist die Vereinbarkeit der Steinkohlenutzung mit den klimapolitischen Zielsetzungen allerdings eine Frage, die sich nicht unmittelbar auf die heimische Steinkohle beziehen kann. Sie muss beantwortet werden – unabhängig von der Herkunft der jeweiligen Energieträger – durch die zu ihrer Nutzung eingesetzte Energietechnologie bzw. deren Effizienz sowie durch die konkreten klimapolitischen Vorgaben. In das seit 2005 etablierte CO_2-Emissionshandelssystem mit seiner Gesamtkontingentierung der Emissionsrechte ist fast der gesamte Steinkohlenverbrauch in Deutschland einbezogen – und damit auch der Verbrauch heimischer Steinkohle. So wird die Vereinbarkeit mit den Klimazielen gerade im Kohlesektor vollständig sichergestellt.

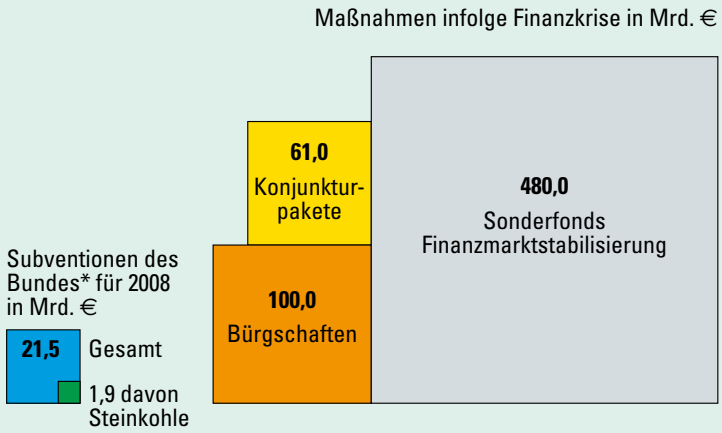
Bedauerlich ist, dass in letzter Zeit zumindest von Teilen der Öffentlichkeit auch die Umweltverträglichkeit der Steinkohlengewinnung zunehmend in Frage gestellt wird. Tatsächlich gehen die Umweltauswirkungen des deutschen Steinkohlenbergbaus durch den seit Jahrzehnten vollzogenen und weiter laufenden Anpassungsprozess immer mehr zurück – ohne besondere lokale und regionale Probleme für bergbaubetroffene Anwohner in Abrede zu stellen. Gleichzeitig wird der verbliebene Steinkohlenbergbau in Deutschland gemäß den hierzulande geltenden hohen Umweltstandards und Nachhaltigkeitsgrundsätzen für bergbauliche Gewinnungstätigkeiten durchgeführt.

Das Hauptproblem der heimischen Steinkohle liegt bei ihrer Wirtschaftlichkeit. Infolge der geologischen Abbau- und anderen Standortbedingungen sind hierzulande die Förderkosten höher als der Weltmarktpreis. Daher besteht ein anhaltender Subventionsbedarf. Dass sich dies durchaus auch einmal ändern kann, hat die Hochpreisphase 2008 demonstriert: Dadurch kam auch der deutsche Steinkohlenbergbau der Wirtschaftlichkeitsgrenze nahe und der Subventionsbedarf verminderte sich zeitweise deutlich. Zu berücksichtigen sind zudem die im deutschen Subventionssystem von den Förderkosten mitgetragenen außergewöhnlichen Belastungen, etwa die Altlasten stillgelegter Bergwerke und Stilllegungsaufwendungen. Zu bedenken ist auch, dass nur ein lebender Bergbau die Chance bietet, bei hinreichend gestiegenen Marktpreisen ggf. als Grenzanbieter auch in Deutschland wieder eine wirtschaftliche Steinkohlenproduktion betreiben zu können. Eine volkswirtschaftliche Betrachtung hat darüber noch anderes zu berücksichtigen:

- beispielsweise die positiven technologischen „Spill-over-Effekte“ für andere Wirtschaftsektoren,
- die regionalökonomische Bedeutung des Steinkohlenbergbaus für die Bergbaugebiete
- oder umgekehrt auch die fiskalischen Folgekosten einer völligen Einstellung der Kohleförderung
- und der damit verbundenen erhöhten regionalen Arbeitslosigkeit.

Die Einstellung der Steinkohlenförderung kann dadurch für die öffentlichen Hände insgesamt teurer werden als die Fortführung. Die Subventionsfrage relativiert sich zugleich in Anbetracht des seit den 1990er-Jahren eingeleiteten, im westdeutschen Vergleich fast beispiellosen Subventionsabbaus bei der Steinkohle (Reduzierung bis 2009 um mehr als die Hälfte). Der Anteil der Steinkohlehilfen am gesamten Subventionsvolumen in Deutschland lag nach den Untersuchungen des Instituts für Weltwirtschaft (IfW), Kiel, bereits 2007 unter 2%. Die zur Abfederung der Wirtschafts- und Finanzkrise in den Jahren 2008 und 2009 in Deutschland eingesetzten Beihilfen haben inzwischen die Subventions-Größenordnungen in ganz andere Dimensionen verschoben: fast 500 Mrd. € für den Sonderfonds zur Bankenrettung, 100 Mrd. € Bürgschaftsrahmen für Rettungsmaßnahmen in der Realwirtschaft, gut 60 Mrd. € für weitere Finanzierungshilfen in den Konjunkturpaketen.

Hilfen des Bundes



*) Subventionsbericht der Bundesregierung

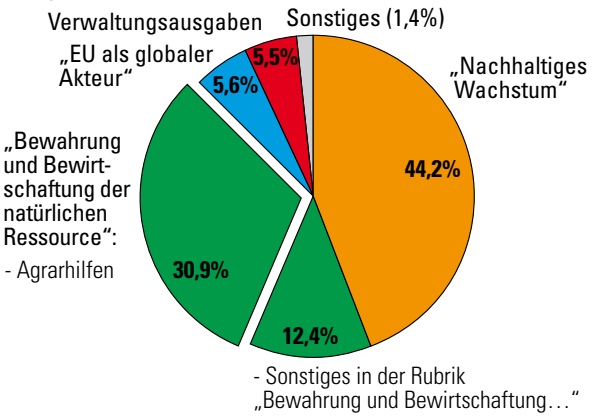
Quelle: nach Der Spiegel, 9/2009

Auch im EU-Kontext relativiert sich die Bedeutung der Steinkohlenbeihilfen deutlich. EU-weit wurden bisher schon Beihilfen von über 3 Bill. € zur Stabilisierung der Finanzmärkte verausgabt. Im Haushalt der Union dominieren mit 55 Mrd. € die Agrarhilfen, die Deutschland als größter Nettozahler (2008: 8,8 Mrd. €) wesentlich mitfinanziert. Der größte Empfänger ist Frankreich mit 10 Mrd. €, gefolgt von Spanien mit 7,1 Mrd. € und Deutschland mit 6,6 Mrd. €.

Klare Pluspunkte beim Ziel Versorgungssicherheit hat die deutsche Steinkohle als heimische Energiequelle angesichts der hohen und zunehmenden Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten. Richtig ist zwar, dass der Steinkohlenbergbau in seiner heutigen Größenordnung nur noch einen begrenzten Beitrag zur Energieversorgung leisten kann. Aber auch die Windkraft oder die inländische Erdgasförderung leisten Versorgungsbeiträge in ähnlicher Höhe. Die heimische Steinkohle erbringt indessen noch immer einen signi-

Haushalt der EU 2008

Ausgaben* nach Rubriken



Quelle: EU-Haushalt 2008 - Finanzbericht der Europäischen Kommission, 2009

* Verpflichtungsermächtigungen

fikanten Beitrag zur Steinkohlenversorgung des deutschen Markts. Sie gewährleistet im Mix mit der kostengünstigeren Importkohle ein messbar deutlich höheres Maß an Versorgungssicherheit als etwa Deutschlands Erdöl- und Erdgasversorgung (siehe dazu etwa den unten dargestellten RWI-Risikoindex). Darüber hinaus gewährleistet der Steinkohlenbergbau den Zugang zu den großen heimischen Steinkohlenvorkommen: Sie reichen bei heutiger Förderung noch für mehrere Jahrhunderte und könnten als Option gegen künftige Weltmarktrisiken auch für kommende Generationen offen gehalten werden.

Die Gesamtabwägung der energiepolitischen Vor- und Nachteile der heimischen Steinkohle und ihrer Stellung im energiepolitischen Zieldreieck liegt bei den zuständigen politischen Entscheidungsträgern. Sie wird allerdings dadurch erschwert, dass es in Deutschland nach wie vor kein energiepolitisches Gesamtkonzept gibt – jedenfalls kein Gesamtkonzept, das allen drei Zielen umfassend Rechnung trägt.

Die Suche nach einem energiepolitischen Gesamtkonzept

Da ein energiepolitisches Gesamtkonzept fehlt, ist es auch nicht verwunderlich, dass in Deutschland im „Superwahljahr 2009“ nicht nur zahlreiche Experten ein neues Energiekonzept oder eine nationale Energiestrategie gefordert haben. Vielmehr tauchten solche Forderungen auch in fast allen Wahlprogrammen auf; und die für die Energiepolitik zuständigen Fachressorts legten jeweils eigene Vorschläge dazu vor.

Im Jahr 2006 gab Bundeskanzlerin Angela Merkel in der Großen Koalition den neuerlichen Startschuss zur Entwicklung eines energiepolitischen Gesamtkonzepts, das 2006 und 2007 in drei Runden eines so genannten Energiegipfels erörtert wurde.

Diese Energiegipfel setzten sich wie folgt zusammen: Vertreter der Bundesregierung, der Energiewirtschaft, der erneuerbaren Energien, der industriellen und privaten Stromverbraucher, der Gewerkschaften, der Energieforschung und der Umweltorganisationen. Fachlich begleitet wurden sie von einer umfänglichen energiewirtschaftlichen und -politischen Bestandsaufnahme sowie Szenarienrechnungen durch die zuständigen Ministerien und kompetente Institute. Ergebnis dieser Gipfelberatungen waren grundsätzliche konzeptionelle Überlegungen mit unterschiedlicher Konsensbreite. Auf dieser Basis beschloss die Bundesregierung noch im Jahr 2007 ein Integriertes Klima- und Energieprogramm (kurz: IKEP) ihr so genanntes Meseberg-Paket – dies wurde im Kapitel Klima und Umwelt dargestellt. Darin enthalten sind zahlreiche Einzelmaßnahmen, die seither schrittweise von der Großen Koalition umgesetzt wurden. Die Bezeichnung „Klima- und Energieprogramm“ drückt allerdings treffend aus, dass der Schwerpunkt dieses Programms bei klimaschutzorientierten Maßnahmen im Energiebereich liegt. Insbesondere handelt es sich um Schritte zur Energie- bzw. CO_2-Einsparung und zur Steigerung der Energieeffizienz sowie beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Viele andere wichtige energiepolitische Fragen blieben jedoch weiter offen – nicht zuletzt zur Vorsorge für die künftige Energiesicherheit. Der Anspruch eines energiepolitischen Gesamtkonzepts ist nach wie vor nicht erfüllt worden.

Dieses Manko belegen diverse Reaktionen aus der Wirtschaft. So haben die Industrie- und Handelskammern in Nordrhein-Westfalen im Frühjahr 2009 ihre im engen Dialog mit der Wirtschaft in NRW und mit wissenschaftlicher Unterstützung erarbeiteten „Energiepolitischen Positionen 2009“ vorgelegt. Sie versuchen fundierte eigene Antworten auf eine Reihe der weiterhin offenen Fragen der deutschen Energiepolitik zu geben. Um zu einer kostengünstigen und zukunftsfähigen Energieversorgung in NRW zu gelangen, schlagen die Industrie- und Handelskammern in NRW u. a. folgende Schritte vor: zügiger Ausbau der Netz- und Kraftwerkskapazitäten, stärkerer Wettbewerb in der leitungsge-

Energiepolitische Konzepte 1973 bis 2001

In Deutschland wird schon seit langem um ein energiepolitisches Gesamtkonzept gerungen. Jede nationale Energiepolitik muss dabei auch den europäischen und internationalen Rahmenbedingungen und Herausforderungen angemessen Rechnung tragen. Bereits 1973 hatte die damalige Bundesregierung ein erstes nationales Energieprogramm aufgestellt. Es wurde unter dem Eindruck der ersten globalen Ölkrise und den dadurch ausgelösten tiefgreifenden Veränderungen der Weltenergiemärkte überarbeitet und mehrfach fortgeschrieben. In den 1980er-Jahren verlor es aber nach einem Regierungswechsel und unter dem Eindruck entspannterer Verhältnisse auf den Weltenergiemärkten die Anerkennung als Richtschnur für die deutsche Energiepolitik.

Es folgte daraufhin in der deutschen Energiepolitik ein Vierteljahrhundert, in dem es diverse Energieberichte der Bundesregierung gab: So etwa 1991 den Bericht „Energiepolitik für das vereinte Deutschland", der den Anspruch eines energiepolitischen Gesamtkonzepts erhob. Er beschränkte sich allerdings im Wesentlichen darauf, bestehende bzw. bereits eingeleitete Maßnahmen der Energiepolitik im Zusammenhang darzustellen und allgemeine Leitlinien ohne konkrete Ziele zu formulieren. In den 1990er-Jahren gab es zudem (im Ergebnis weitgehend erfolglose) politische Gespräche über einen partei- und bundesländerübergreifenden Energiekonsens.

Im Jahr 2000 folgte ein Energiedialog der nun rot-grünen Bundesregierung mit relevanten gesellschaftlichen Gruppen sowie eine Enquete-Kommission des Bundestags zu Fragen der Zukunft der Energieversorgung. Das Bemühen um ein einvernehmliches Energieprogramm scheiterte jedoch erneut. Gleichwohl nahm die rot-grüne Bundesregierung eine ganze Reihe von neuen energiepolitischen Weichenstellungen vor: etwa die Einführung der Ökosteuer, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder das Gesetz über den Atomausstieg. 2001 legte das Bundeswirtschaftsministerium einen weiteren Energiebericht vor („Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung"), der verschiedene programmatische Optionen aufzeigte und dazu eigene Empfehlungen abgab. Ein umfassendes neues Energieprogramm der Bundesregierung ließ sich aber nicht erreichen. Der Grund dafür war vor allem der koalitionsinterne Ressortkonflikt über die Ausrichtung der Energiepolitik zwischen Wirtschafts- und Umweltministerium. Er hat sich seither fortgesetzt und blieb auch in der 2005 gebildeten Großen Koalition ungelöst.

bundenen Energieversorgung und erleichterte Marktzutritte, Senkung von Zusatzbelastungen für die deutsche Wirtschaft bei den Strom- und anderen Energiepreisen aufgrund klima- und energiepolitischer Regelungen, systematischer Ausbau von Informationen für Energieeffizienz und breiter angelegte und gestärkte weit gefächerte Energieforschung. Außerdem müsse eine moderne Energiepolitik auch künftig auf einen breiten Energiemix setzen, in den die Industrie- und Handelskammern die Kernenergieoption weiterhin einbezogen wissen wollen. Erster „Meilenstein" dieser „Energiepolitischen Positionen 2009" ist für die IHKs der stärkere Einsatz heimischer Energieträger, um so die Importabhängigkeit der Energieversorgung zu verringern. Dazu sollen alle Optionen auf heimische Energieträger gesichert werden. Speziell zur heimischen Steinkohle heißt es: *„Auch die Steinkohle muss – als in NRW verfügbare Ressource und mit Blick auf die steigenden Energiepreise – als ernsthafte Option Berücksichtigung finden."*

Ganz ähnliche Positionen hat der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) in seinen zu Jahresbeginn 2009 erhobenen „energiepolitischen Kernforderungen" vertreten. Darin betont der BDI: *„Das im Koalitionsvertrag (der Großen Koalition) angekündigte energiepolitische Gesamtkonzept fehlt bislang"*, auch wenn in der deutschen und europäischen Klima-

und Energiepolitik inzwischen entscheidende Weichenstellungen eingeleitet worden sind. Deren weitere Ausgestaltung müsse jedoch wirtschaftspolitisch ausgewogener erfolgen, um den Industriestandort Deutschland und seine Arbeitsplätze nachhaltig sichern zu können. Das Ziel des Klimaschutzes müsse dafür mit den Zielen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit *„in einen angemessenen Ausgleich"* gebracht werden. Dabei gehe es nicht nur um die Kosteneffizienz der Klimaschutzmaßnahmen. Gleichermaßen betrachtet werden müssten auch die Höhe der Energiekosten und ihre Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Industrieproduktion in Deutschland, die nötige Modernisierung der Energieinfrastruktur und die Sicherheit der Energieversorgung. Sie erfordere vor dem Hintergrund des global wachsenden Energiebedarfs und der dadurch steigenden internationalen Nachfragekonkurrenz auf den Energiemärkten hierzulande einen breiten Energiemix. Diese Forderung setzt auch der BDI an erste Stelle. Alle Energieressourcen – fossil, regenerativ und nuklear – werden nach seiner Auffassung weiter benötigt. Dazu müssten heimische Energiequellen genutzt, Importe diversifiziert und neue Energiequellen erschlossen werden. In seinem Positionspapier „Industrieland Deutschland stärken" vom Juli 2009 fordert der BDI noch einmal, ein *„ganzheitliches Energiekonzept (zu) realisieren"*, die drei zentralen energiepolitischen Ziele *„gleichrangig"* zu behandeln und u. a. die *„Versorgungssicherheit durch Nutzung heimischer Energierohstoffe (zu) verbessern"*.

Innerhalb der Großen Koalition ist unterdessen durchaus intensiv nach Antworten gesucht worden, dem konzeptionellen Defizit in der Energiepolitik zu begegnen. Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) hat eine Projektgruppe „Energiepolitisches Programm" (PEPP) eingesetzt, in der Fachleute Handlungsleitlinien für die künftige deutsche Energiepolitik erörtert und formuliert haben. Erste Vorschläge wurden im Herbst 2008 veröffentlicht. Darin wurden die Anforderungen an ein energiepolitisches Programm analysiert und ein besonderes Augenmerk auch auf die Herausforderungen der Rohstoffsicherheit gelegt. Im Februar 2009 hat die PEPP sodann „zehn langfristige Handlungsleitlinien für die künftige Energieversorgung in Deutschland" vorgelegt. Inhaltlich

empfohlen wird in diesen Handlungsleitlinien im Wesentlichen eine *„technologieoffene Energiepolitik … mit einer geschlossenen Verbindung von energiepolitischen Zielen, einem entsprechenden Ordnungsrahmen und einer dazu passenden Anreizstruktur“.* Besonders betont wird dabei die Geltung des Zieldreiecks der Energiepolitik: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit. Darüber hinaus müsse die langfristige Verlässlichkeit der strategischen Leitlinien gewahrt werden.

Die PEPP-Analyse erwartet in den nächsten Jahrzehnten eine starke Veränderung der Energieversorgungsstrukturen in Deutschland, in Europa und der Welt. Die globalisierten Energiemärkte würden sich *„immer stärker auf das energieimportabhängige Deutschland auswirken, was besonderer Anstrengungen bedarf, um eine wettbewerbsfähige Energieversorgung am Standort Deutschland zu gewährleisten“.* Treiber der Veränderungen seien *„steigende Energiepreise, der Klimawandel sowie der wachsende Wettbewerb um zunehmend knappere und teurere Energierohstoffe“*, ferner technologische Veränderungen und die Wettbewerbsprozesse vor allem im Stromsektor. Unabhängig von unterschiedlichen Technologie- und Marktszenarien könnten die wesentlichen Elemente für eine zukünftige Energieversorgung schon heute klar bestimmt und darauf gerichtete Handlungsleitlinien definiert werden.

Leitsätze der BMU-Roadmap Energiepolitik 2020

1. *Wir werden die Energieversorgung dauerhaft sicherstellen.*
2. *Wir werden unsere Energiekosten senken und 500.000 neue Arbeitsplätze schaffen.*
3. *Wir werden mehr als 30% des Stroms aus erneuerbaren Energien gewinnen.*
4. *Wir werden den Atomausstieg bis 2022 umsetzen.*
5. *Wir werden 40% des Stroms aus hocheffizienten Kohlekraftwerken bereitstellen.*
6. *Wir werden eine bundesweite Netzgesellschaft gründen und unser Stromnetz umweltverträglich und effizient ausbauen.*
7. *Wir werden unseren Stromverbrauch um 11% senken.*
8. *Wir werden den fossilen Wärmebedarf um mindestens 25% senken und die Kraft-Wärme-Kopplung auf 25% verdoppeln.*
9. *Wir werden unsere Emissionen im Verkehr um mindestens 20% senken.*
10. *Wir werden die internationalen Klimaverhandlungen zum Erfolg führen.*

Diese Leitlinien sind allerdings von der PEPP recht abstrakt formuliert worden. Sie liefern auch in den inhaltlichen Erläuterungen nur sehr grobe Orientierungshilfen für die Energiepolitik. Etliche Punkte, die etwa von den Industrie- und Handelskammern in NRW konkret angesprochen worden sind, bleiben außer Betrachtung. Generell hervorgehoben wird in den PEPP-Vorschlägen indessen das *„begrenzte Zeitfenster, um unser gesamtes Energiesystem zukunftsfähig zu machen“.* Dazu müssten nicht nur die Energieeffizienz massiv erhöht, sondern auch die Nutzung fossiler Energien optimiert und die Kernenergie als „Übergangstechnologie“ genutzt werden. Auch alle anderen konventionellen Energieträger (wie die Kohle) würden als Übergangstechnologien in den nächsten Jahrzehnten weiterhin Eckpfeiler der Energieversorgung bleiben. Erst in langfristiger Perspektive könnten die erneuerbaren Energien diese tragende Rolle übernehmen. Bis dahin sollten die fossilen Energieträger durch Steigerung der Wirkungsgrade bzw. Erhöhung der Umwandlungseffizienz sowie die Entwicklung und Verbreitung der CCS-Technologie schrittweise „dekarbonisiert“ werden.

Außerdem empfiehlt die PEPP eine Energie- und Klimapolitik „aus einem Guss“. In einem *„integrativen Ansatz (sollte) die Verantwortlichkeit für die Energiepolitik konzentriert und die bestehende Vielstimmigkeit aus energiepolitischen Szenarien und Idealvorstellungen*

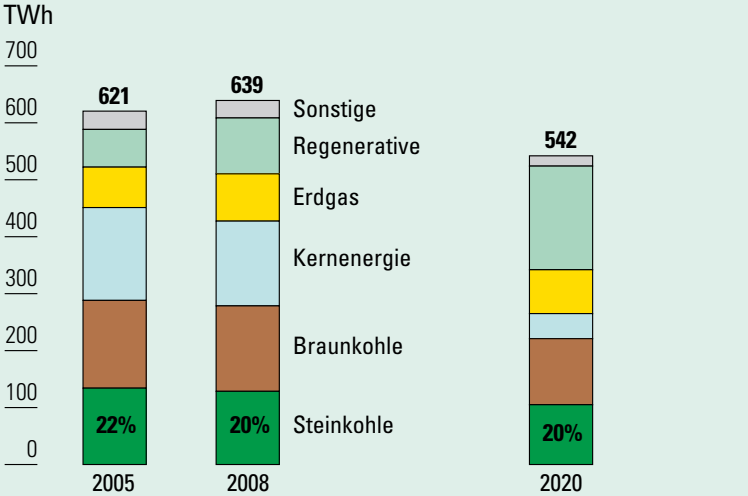
in wenigen Handlungsleitlinien gebündelt werden". Gebündelt und gestrafft werden sollen insbesondere auch die vielfältigen staatlichen Finanzinterventionen im Energiebereich (einschließlich etwa der Hilfen für den Steinkohlenbergbau über die Ökosteuer bis zum EEG). Zwar fällt der Begriff „Energieministerium" in den PEPP-Vorschlägen nicht. Jedoch sind die Vorschläge in der Öffentlichkeit und auch von Mitgliedern des Expertengremiums selbst so interpretiert worden, dass sie die Einrichtung eines (Bundes-) Energieministeriums empfehlen. Es sollte die energiepolitischen Kompetenzen aus dem bisherigen Wirtschaftsministerium, aber auch aus dem Umweltministerium und anderen Ressorts (Forschung, Bau etc.) übernehmen und auf sich vereinen. In Politik und Wirtschaft war das erste Echo geteilt. In der neuen Legislaturperiode dürfte speziell dieser Vorschlag lebhaft diskutiert werden.

Das BMWi stellte also durch die PEPP allgemeine Leitlinien für ein energiepolitisches Programm nebst einem institutionellen Reformvorschlag zur Diskussion. Fast zeitgleich präsentierte das Bundesumweltministerium (BMU) zehn energiepolitische Leitsätze in Verbindung mit einem konkreten Szenario zu deren Umsetzung im Bereich der Stromerzeugung bis 2020. Vorgestellt wurde diese „Roadmap Energiepolitik 2020" vom BMU als *„seriös durchgerechnete Handlungsanweisung für die vor uns liegenden energiepolitischen Herausforderungen"* auf der Konferenz „Neues Denken – neue Energie" im Februar 2009. Dort sollte ein Konzept für eine *„klimafreundliche, sichere und preisgünstige Energieversorgung ohne Atomstrom"* entworfen werden. Die Leitsätze fassen in erster Linie bis dahin bestehende Teilziele zusammen.

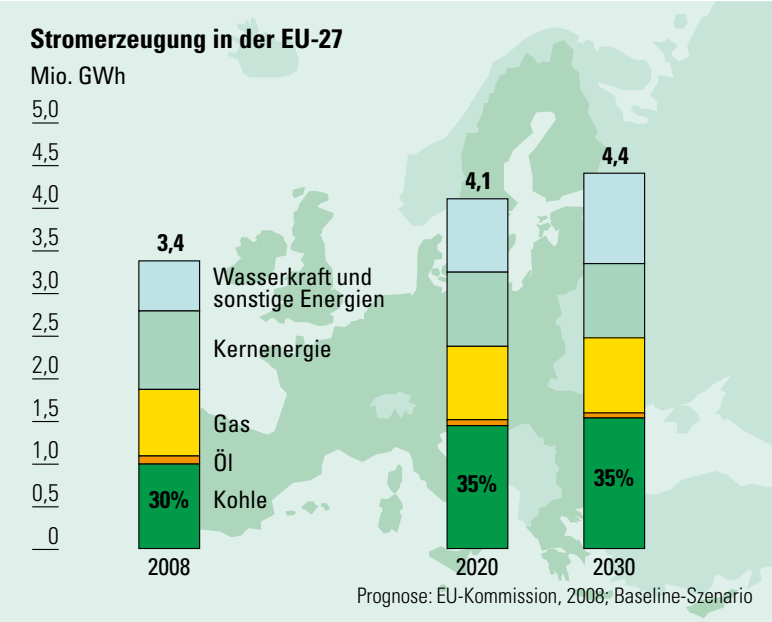
Kern dieser Roadmap ist die „Doppelstrategie" des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie der weiteren Steigerung der Energieeffizienz. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien sei zwar schon Vieles erreicht oder auf den Weg gebracht worden. Hingegen bestehe auf dem Weg nach 2020 der größere akute Handlungsbedarf bei der Steigerung der Energieeffizienz. Auch die Kohle (Steinkohle und Braunkohle) hat und behält ihren Platz in diesem Konzept. Ihr Anteil an der Stromerzeugung wird in der Roadmap als weiterhin „wichtig" eingestuft und für 2020 auf 40% beziffert (davon 19% Steinkohle). Anteilsmäßig ginge er gegenüber heute (2008: 44%) nur etwas zurück, allerdings bei einem dann zielgemäß reduzierten Gesamtstromverbrauch. Notwendig sei, die Kohle wie alle fossilen Energieträger möglichst effizient einzusetzen.

Als Voraussetzung in der Stromerzeugung wird dafür der Bau und Einsatz „hocheffizienter Kohlekraftwerke" angesehen. Gesteigert werden ihre Wirkungsgrade mit der Verbreitung der heute verfügbaren Spitzentechnik (45% Wirkungsgrad) und durch weitere Forschung und Entwicklung (Ziel für die Wirkungsgrade nach 2010: mehr als 50%). Außerdem soll die Kraft-Wärme-Kopplung auch auf

Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland nach BMU-Szenario „Roadmap 2020"



Quellen: AGEB, 2009; Prognose: BMU, 2009; Szenario „Roadmap 2020"



Kohlebasis ausgebaut werden, um den Brennstoff optimal zu nutzen. Dazu müssten allerdings noch zusätzliche „Wärmesenken" erschlossen werden. Die CCS-Technologien seien dagegen eine *„wichtige Minderungsoption"* vor allem für die Zeit *„nach 2020"*. Als *„Vision für 2030"* wird jedoch formuliert, dass dann die *„Hälfte aller Kohlekraftwerke mit CCS-Technologie betrieben wird"*.

Anders als die PEPP-Leitlinien des BMWi hat die Roadmap des BMU also auch quantifizierte Zielvorstellungen formuliert. Über die gesamtwirtschaftlichen Kosten und Preisbelastungen macht sie jedoch nur selektive Angaben. Es wird kaum erörtert, wie der für 2020 gewünschte Beitrag der Kohle unter den absehbar schwierigen wirtschaftlichen wie energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen tatsächlich sichergestellt und etwa ein größerer „Fuel Switch" zum Erdgas verhindert werden kann. Auch zur heimischen Kohle wird nichts gesagt. Es wird nur darauf hingewiesen, dass wesentliche Signale für die Modernisierung des Kohlekraftwerksparks vom Emissionshandel sowie von einer endgültigen Bestätigung des Atomausstiegs ausgehen sollen.

In letzter Zeit wurde also innerhalb der Bundesregierung durchaus ein energiepolitisches Gesamtkonzept gesucht, das über vorrangig klimapolitische Zielsetzungen hinausgeht. Es gibt jedoch bisher nur wenige belastbare Antworten und noch dazu solche, die in verschiedene Richtungen weisen.

Auf europäischer Ebene ist die Energiepolitik in den letzten Jahren ebenfalls verstärkt thematisiert worden, ohne dass ein wirkliches Gesamtkonzept zustande gebracht worden wäre. Anfang 2007 hatte die Europäische Kommission ein umfangreiches Vorschlagspaket für eine „Energiepolitik für Europa" zur Diskussion gestellt. Daraufhin hat der Europäische Rat im Frühjahr 2007 seine nunmehr als energiepolitische Vorgaben gültigen „20-20-20-Ziele" beschlossen: Bis zum Jahr 2020 sollen die CO_2-Emissionen und der Energieverbrauch der EU um 20% reduziert werden, während der Anteil der erneuerbaren Energien auf 20% ausgebaut werden soll. In der Umsetzung der Zielvorgaben des Rats ist Ende 2008 sodann das neue Klimapaket der EU beschlossen worden. Wie sein Name besagt, umfasst es in erster Linie klimapolitische Maßnahmen: etwa die Novellierung des CO_2-Emissionsrechtehandelssystems in der EU ab 2013, die neue EU-Richtlinie über erneuerbare Energien oder die neue europäische CCS-Richtlinie. Es wird deshalb auch nur „Green Package" genannt. Die Herausforderungen für die Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Energieversorgung Europas sind von diesem Klimapaket aber nur am Rand erfasst (und teilweise eher vergrößert) worden – geschweige denn, dass sie gelöst werden konnten.

Dies hat auch die Europäische Kommission erkannt. Sie hat deshalb bereits mit ihrem „Second Strategic Energy Review" vom November

2008 einige Herausforderungen für die Versorgungssicherheit angesprochen. Ihre eigenen Szenarien, wie das auf strengere klimapolitische Zielvorgaben ausgerichtete „New Energy Policy Scenario", belegen: Ein rein umweltpolitisch orientiertes Umsteuern in der Stromerzeugung führt dazu, dass Kohle und Kernenergie in den Hintergrund gedrängt werden. Erneuerbare Energien dagegen, aber auch Erdgas würden durch massiven Zubau der Kapazitäten statt dessen EU-weit die ersten Ränge in der Stromerzeugung einnehmen. Mit einem wachsenden Erdgasanteil an der Stromerzeugung würde sich jedoch unweigerlich die ohnehin große Abhängigkeit der europäischen Energieversorgung von dritten Ländern vergrößern – insbesondere von Russland. Deshalb hat die Kommission eine Reihe von Initiativen gestartet, mit denen auch der Problematik der zunehmenden Abhängigkeit der europäischen Energieversorgung von dritten Ländern besser Rechnung getragen werden soll.

In diesem Kontext hat die Kommission auch den Vorschlag gemacht, die noch verfügbaren heimischen Energieressourcen künftig bestmöglich zu nutzen – eine Zielsetzung, der sich daraufhin auch der Rat angeschlossen hat. Zunächst soll dazu eine genauere Bestandsaufnahme der EU-eigenen Energiereserven und -ressourcen erfolgen – einschließlich der „substanziellen" Kohlevorräte der EU. Anschließend werden die gegenwärtige und künftige Bedeutung der heimischen Energiequellen herausgearbeitet und hinreichend beleuchtet. Erst auf einer dergestalt gründlicher untersuchten Basis soll bis Ende 2010 eine neue Energiepolitik für Europa mit Zeithorizont bis 2030 umfassend konzipiert, durch Aktionspläne unterlegt und mit einer energiepolitischen „Vision" bis 2050 verknüpft werden. Eine europäische Energiestrategie muss die Aspekte Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit einbeziehen und darf die strategische Bedeutung eigener Reserven nicht vernachlässigen. Wie notwendig dies ist, hat zum Jahreswechsel 2008/2009 der erneute Erdgaskonflikt zwischen Russland und der Ukraine deutlich gemacht. Dieser Konflikt führte mitten in einem eiskalten Winter für fast zwei Wochen praktisch zu einem Embargo für den Großteil der russischen Erdgaslieferungen in die EU und andere benachbarte Staaten. Auch Teile von Deutschland waren davon betroffen. In einigen europäischen Ländern brach ein Energienotstand aus. Diese Krise hat insgesamt zu einer „extrem ernsten Lage" der Energieversorgung geführt (EU-Kommission). Dieser Konflikt hat nachdrücklich die möglichen Folgen der großen Energieabhängigkeit Europas von Russland aufgezeigt. Das gilt für Deutschland nicht minder. Die Beratungsgesellschaft A. T. Kearney übertitelte vor diesem Hintergrund eine Studie zur Erdgasversorgungssituation der EU: „Russland am Gashahn – Europa friert". Trotz intensiver diplomatischer Bemühungen konnte dieser Konflikt noch immer nicht vollständig beigelegt werden. Experten aus der Gaswirtschaft halten daher Lieferunterbrechungen auch im Winter 2009/2010 für möglich. Auf europäischer Ebene sind deswegen schon Notfallpläne beraten worden.

Selbst wenn diese konkrete Bedrohung nicht gegeben wäre, muss jede Energiepolitik in Europa künftig mehr tun, um die Energieversorgungssicherheit zu gewährleisten bzw. dementsprechende Vorsorgemaßnahmen zu ergreifen. Denn sobald der EU-Reformvertrag, der „Vertrag von Lissabon", in Kraft tritt, gilt mit ihm sein neues Energiekapitel (Artikel 194 AEUV). Es verlangt gemäß Absatz 1, dass die Energiepolitik der Union *„im Geiste der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten"*, im Rahmen des Binnenmarkts und unter Berücksichtigung der Umweltziele folgende energiepolitischen Ziele verfolgt:

- Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts;
- Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit in der Union;
- Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie
- Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen und
- Förderung der Interkonnektion der Energienetze.

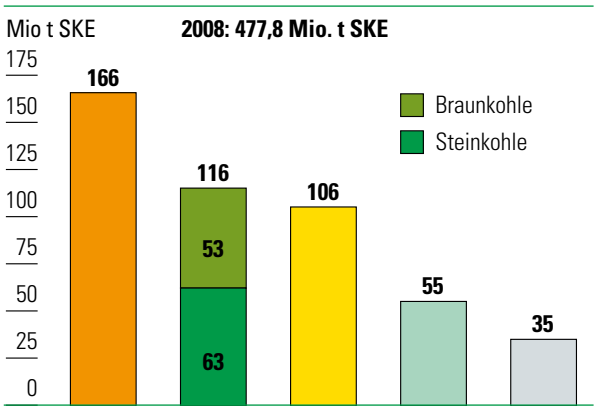
Beschlüsse dazu werden gemäß dem Vertrag mit qualifizierter Mehrheit gefasst, solche steuerli-

cher Art weiterhin nur einstimmig. Bei *„gravierenden Schwierigkeiten in der Versorgung mit bestimmten Waren, vor allem im Energiebereich“*, kann der Ministerrat gemeinschaftlich auch noch zusätzliche, der Wirtschaftslage angemessene Maßnahmen beschließen (Art. 122 AEUV). Erinnerungen an die Montanunion werden wach. Es gelten allerdings auch künftig geteilte Zuständigkeiten. Die Mitgliedstaaten sind daher zwar den gemeinsamen energiepolitischen Zielen verpflichtet. Art. 194 Abs. 2 AEUV stellt aber klar, dass sie auch künftig das Recht haben, *„die Bedingung für die Nutzung ihrer Energieressourcen, die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur ihrer Energieversorgung selbst zu bestimmen“*. Die Sicherung der Primärenergieversorgung obliegt daher in der EU auch künftig den Mitgliedstaaten. Sie sind indes dem Ziel als solchem verpflichtet. So tragen sie dafür aber gegenüber der gesamten Union die Verantwortung und haben eine Solidaritätspflicht, auch und gerade im Hinblick auf ihre jeweiligen Energieressourcen einschließlich der Kohlevorkommen.

Gegenwärtige Situation und Trends der deutschen Energieversorgung

Die Primärenergieversorgung Deutschlands kennzeichnet ein nach wie vor relativ breiter Energieträgermix mit einem hohen und wachsenden Grad der Importabhängigkeit. Importenergien decken inzwischen über 70% des Primärenergieverbrauchs – vor allem Mineralöl- und Erdgasimporte, zunehmend auch Importsteinkohle. Berücksichtigt man die auf Uranimporte angewiesene Kernenergie als „quasi-heimische Energiequelle“, reduziert sich die Importabhängigkeit auf gut 60%. Heimische Kohle lieferte 2008 einen Versorgungsbeitrag von 15% (Braunkohle: 11%, Steinkohle: 4%), erneuerbare Energien von 7%, die inländische Öl- und Gasförderung sowie sonstige Energieträger von rund 5%.

Primärenergieverbrauch in Deutschland



Betrachtet man die Gesamtstruktur der Primärenergieversorgung in Deutschland und vergleicht sie mit den aktuellen energiepolitischen Debatten, so fällt folgendes auf: Die beiden Energiequellen, die am stärksten im Mittelpunkt der öffentlichen Aufmerksamkeit stehen – nämlich die Kernkraft und die erneuerbaren Energien – machen zusammen einen Anteil von weniger als 20% des Primärenergieverbrauchs aus. Der Großteil der Primärenergieversorgung, über 80%, entfällt nach wie vor auf Mineralöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle. Deren versorgungspolitische Bedeutung wird jedoch in der Öffentlichkeit weitaus weniger wahrgenommen. Vielmehr werden sie als „fossile“ Energieträger vor allem in die klimapolitische Kritik gestellt.

Von manchen Medien wird mitunter der Eindruck erweckt, Energie würde in Deutschland wenig effizient eingesetzt, wenn nicht sogar ziemlich hemmungslos vergeudet. Speziell der Kohleverbrauch würde hierzulande nicht vermindert und die CO_2-Emissionen kaum gebremst. All das ist unzutreffend. Der Primärenergieverbrauch (PEV) Deutschlands wächst gemessen am Wirtschaftswachstum schon seit langem nur noch moderat. Die „Entkopplung“ von Wirtschaftswachstum und Stomverbrauch setzt sich immer weiter fort. Maßgeblich dafür sind die Fortschritte bei der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität. Wie die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) ermittelte, nahm die Energieproduktivität in Deutschland bei einem PEV-Zuwachs von 1% temperatur- und lagerbestandsbereinigt 2008 um rund 3% zu. Dies lag deutlich über dem seit 1990 feststellbaren Durchschnittswert der Zuwachsrate von 2%, womit die Energieproduk-

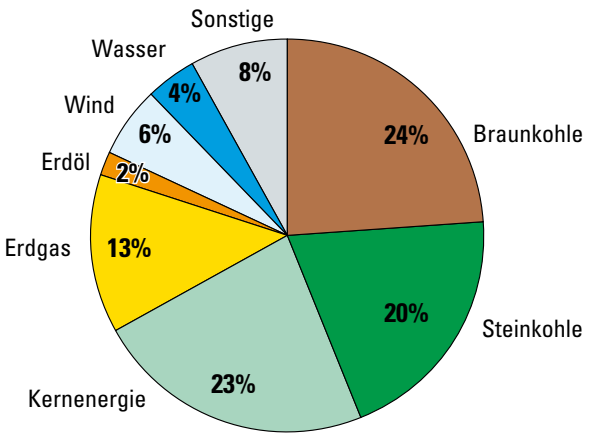
tivität schon schneller als die Wirtschaftsleistung gewachsen war. Anders gesagt: Die Energieeffizienz hierzulande ist 2008 wie schon in den Vorjahren erheblich gesteigert worden. Das bedeutet keineswegs, dass alle Effizienzpotenziale im Energiebereich voll erschlossen sind. Ob aber die großen Erwartungen an eine weitere Steigerung der Energieeffizienz oder gar an eine „Effizienzrevolution" in den nächsten Jahren und Jahrzehnten erfüllbar sind, bleibt zumindest fraglich. Realistischerweise sollten kleinere Fortschritte bzw. eher eine Evolution der Energieeffizienz angenommen werden.

Im Jahr 2009 ist rezessionsbedingt mit einem deutlichen absoluten PEV-Rückgang zu rechnen. Im ersten Halbjahr lag er bei etwa 6%. Davon waren fast alle Energieträger betroffen, am stärksten die Steinkohle mit einem Verbrauchsrückgang von 22%. Lediglich der Mineralölverbrauch nahm hauptsächlich aufgrund der gesunkenen Heizölpreise sogar noch um 1% zu. Letzteres zeigt, wie sehr die Trends beim Energieverbrauch neben exogenen Faktoren wie der Wirtschafts- und der Temperaturentwicklung von den relativen Veränderungen bei den Energiepreisen beeinflusst werden, die sich seit 2008 sehr turbulent entwickelt haben.

Die CO_2-Emissionen sanken in Deutschland 2008 sogar trotz der leichten PEV-Zunahme und erreichten den tiefsten Stand seit 1990 (mit einer Gesamtminderung von rund 22%). Die CO_2-Emissionen aus der Kohlenutzung sind dabei im Vergleich der Energieträger bislang weit überproportional zurückgegangen (seit 1990 um 39%), während sie beim Öl nicht so stark rückläufig sind (-19%) und beim Erdgas gar zugenommen haben (+43%).

In der deutschen Stromerzeugung zeichnen sich weniger Niveau- als vielmehr Strukturveränderungen ab. Zwar hat es durch die konjunkturelle Talfahrt der deutschen Volkswirtschaft und den enormen Stromverbrauchsrückgang gerade in der deutschen Industrie in der ersten Jahreshälfte auch hier einen – allerdings nur zeitweisen –

2008: 639,1 TWh



Stromerzeugung in Deutschland 2008

Niveaueinbruch gegeben. Er dürfte durch den nächsten Wirtschaftsaufschwung wieder korrigiert werden. Längerfristige Entwicklungen auf der Verbrauchsseite werden den Stromverbrauch künftig eher nach oben treiben. Zu nennen wären etwa die Ausbreitung der elektronischen Informations- und Kommunikationstechnologien, der Trend zu dezentraleren Erzeugungsstrukturen, der Ausbau der Wärmeversorgung aus KWK-Anlagen, Fortschritte in der Nutzbarkeit der Wasserstofftechnologie oder auch das mittlerweile viel beschworene Wachstumspotenzial der Elektromobilität. Und dies steht nicht im Widerspruch zu dem Ziel, Energie insgesamt noch effizienter zu nutzen. Umso dringlicher wird es, für die Stromerzeugung in Deutschland eine langfristig verlässliche Basis sicherzustellen.

Die veränderten klima- und energiepolitischen Weichenstellungen der letzten Jahre haben demgegenüber gerade im Elektrizitätssektor manche Planungsunsicherheiten erzeugt. Die mit ihnen verbundenen Strukturveränderungen haben zugleich erhebliche versorgungspolitische Konsequenzen. Denn die im Hinblick auf die Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland tragenden und bislang in hohem Maß verlässlichen Beiträge von Kohle und Kernenergie gehen immer mehr zurück. 2008 entfielen in der Stromerzeugung Anteile von knapp 44% auf die Kohle (Braunkohle: 24%, Steinkohle: 20%) sowie 23% auf die Kernenergie. Im Jahr 2000 lagen diese Anteile noch bei 51% Kohle (Braunkohle: 26%, Steinkohle: 25%) sowie knapp 30% Kernenergie. Zusammengenommen hat sich der Anteil von Kohle und Kernenergie an der Stromerzeugung in Deutschland seit dem Jahr 2000 um fast ein Fünftel verringert.

Ein starker und anhaltender Zuwachs hat sich dagegen im selben Zeitraum für die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien (insb. Biomassestrom, Windkraft und Wasserkraft) ergeben. Ihr Anteil erreichte 2008 bereits 15% und soll künftig weiter ausgebaut werden. Im Jahr 2000 lag ihr Anteil erst bei 6%. Ähnliches gilt für das Erdgas – wenngleich mit nicht ganz so schnellem Zuwachstempo. Sein Anteil lag 2008 bei 13% (2000 waren es erst 9%). Erneuerbare Energien und Erdgas zusammengenommen haben also seit 2000 ihren Anteil verdoppelt. Diese Parallelentwicklung ist nicht ganz zufällig erfolgt und dürfte sich fortsetzen. Denn zur Absicherung einer stetigen Versorgungsleistung der erneuerbaren Energien werden Kapazitäten an Reserve- und Regelenergie benötigt. Wirtschaftlich günstiger ist dazu der Zubau von weniger kapitalintensiven Erdgaskraftwerken, auch wenn die Preis- und Lieferrisiken beim Erdgas höher sind als bei der Kohle. Der bisher sehr ausgewogene Primärenergiemix in der deutschen Stromerzeugung verändert sich also merklich. Er könnte sich schon in absehbarer Zukunft auf eine immer schmalere Basis an Energieträgern bzw. -quellen verengen. Für die Sicherheit der Primärenergieversorgung und der Stromerzeugung ist das keine positive Entwicklung.

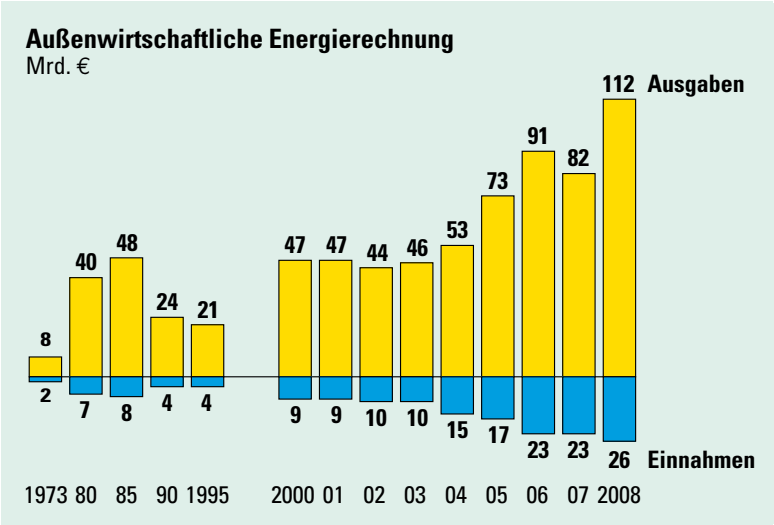
Staatliche und marktbestimmte Entwicklungen der Energiepreise

Erstaunlich wenig öffentliche Beachtung findet in Deutschland noch immer der große Einfluss staatlicher Maßnahmen auf die Energiepreise. Das gilt auch für die längst bestehenden politischen Belastungen und Einschränkungen für den Verbrauch fossiler Energieträger. Sie schlagen sich in entsprechend erhöhten Energiepreisen nieder. So ist die Mineralölsteuer mit einem Aufkommen von über 39 Mrd. € eine der ergiebigsten Steuerquellen überhaupt. Rund 70% des Benzinpreises beruhen auf staatlich erhobenen Steuern und Abgaben. Auch auf Kohle wird in Deutschland gemäß der EU-Energiesteuerrichtlinie seit einigen Jahren eine spezifische Kohlesteuer von knapp 10 €/t erhoben. Sie gilt für den Kohleverbrauch außerhalb der Stromerzeugung und der Stahlproduktion, also hauptsächlich beim Absatz von Anthrazitkohle in den Wärmemarkt. Bei der EU-Kommission gibt es inzwischen schon konkrete Vorstellungen, diese Kohlesteuer und andere Energiesteuern noch um eine CO_2-Komponente zu erweitern und damit weiter anzuheben. Allerdings muss dafür Einstimmigkeit im Ministerrat erreicht werden. Der Kohleverbrauch in der Stromerzeugung und der Stahlproduktion unterliegt dagegen wie der Verbrauch anderer fossiler Energieträger in Energiewirtschaft und Industrie dem bestehenden europäischen CO_2-Emissionshandelssystem. Dieser Verbrauch also setzt entsprechende Emissionsrechte voraus, deren Preis wiederum zu Aufschlägen in den Strom-, Stahl- und anderen Produktpreisen führt. Ihre Höhe kann je nach Entwicklung der CO_2-Preise und möglichen Weitergabe an die Verbraucher zweistellige Milliardenbeträge erreichen.

Die zuletzt genannten preislichen Zusatzlasten beinhalten noch nicht die schon länger etablierten Steuer-

belastungen. Sie machen bereits mehr als 40% des Strompreises aus (Stromsteuer, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage, KWK-Umlage). Im Jahr 2008 ergab sich daraus für die Stromverbraucher ein Belastungsvolumen von rund 16 Mrd. €. Speziell die über die Strompreise gedeckten Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) betrugen 2008 annähernd 10 Mrd. €. Ungefähr die Hälfte davon wird als so genannte Differenzkosten gegenüber dem niedrigeren Börsenpreis für Strom eingestuft: Sie sind also eine Quasi-Subvention, die aber nicht vom Staat, sondern von den Stromverbrauchern gezahlt wird. Die erneuerbaren Energien haben somit allein in der Stromerzeugung ein Subventionsvolumen, das mehr als dem Doppelten der Steinkohlebeihilfen entspricht, die zudem noch Finanzierungshilfen zur Deckung von Stilllegungsaufwendungen und Altlasten beinhalten. Weitere mehr als 7 Mrd. € zur Förderung erneuerbarer Energien wurden 2008 außerdem über andere steuerfinanzierte Programme aufgewendet (Marktanreizprogramm, 100.000 Dächer-Solarstromprogramm, KfW-Umweltprogramm, KfW-CO_2-Einsparungsprogramm Gebäude, ERP Umwelt & Energieprogramm etc.).

Die hohen politisch bedingten Belastungen des Energieverbrauchs und bestimmter Energieträger wurden längere Zeit durch niedrige Marktpreise abgemildert. Denn der Weltmarkt bot preisgünstige Primärenergieimporte, die als



einigermaßen kalkulierbar unterstellt werden konnten. Inzwischen haben sich die Weltmarktpreise für Energie auf breiter Front als eher unberechenbar erwiesen. Das zeigten die Preisexplosionen im Vorjahr mit dem anschließenden Preiskollaps zum Jahresende 2008 sowie das erneute Anziehen der Energiepreise auch im Krisenjahr 2009. Die steigenden Energiepreise sind inzwischen auch zu einer sozialen Frage geworden: Manche Politiker bezeichnen den Energiepreis plakativ schon als den „Brotpreis des 21. Jahrhunderts".

Die gewachsene Abhängigkeit von Energieimporten und die historischen Rekordpreise an den internationalen Energiemärkten im Vorjahr haben der außenwirtschaftlichen Energierechnung Deutschlands für 2008 ein ebenfalls historisches Rekordhoch beschert. Die deutsche Volkswirtschaft musste noch nie einen so hohen Betrag, nämlich 112 Mrd. €, für Energieeinfuhren aufbringen wie im Jahr 2008. Auch der Saldo aus Einfuhren und Ausfuhren im Energiebereich erreichte mit 86 Mrd. € einen neuen Spitzenwert. Untersuchungen belegen, dass allenfalls ein Teil dieser volkswirtschaftlichen Mehrausgaben durch verstärkte Käufe aus den Lieferländern nach Deutschland zurückfließt. Maßgeblich dafür war das Aufkommen der Mineralöleinfuhren, das sich auf einen Einfuhrwert von knapp 75 Mrd. € steigerte. Dies bedeutete binnen Jahresfrist eine Steigerung um 37% (rein mengenmäßig betrug die Zunahme nur knapp 5%). Im Jahr 2008 mussten außerdem für Erdgaseinfuhren rund 29 Mrd. €, für Kohleeinfuhren 5,5 Mrd. € (Steigerung gegenüber dem Vorjahr um 49%!) und für Uranimporte 1,2 Mrd. € bezahlt werden. Dies waren nicht nur erhebliche

Erhöhungen der außenwirtschaftlichen Energierechnung gegenüber dem Vorjahr. Sie bedeuten historische Spitzenwerte bei ausnahmslos allen Energieträgereinfuhren und das Vier- bis Fünffache der Ausgaben für Energieeinfuhren nach Deutschland seit der Jahrtausendwende.

Diese neuen Rekordwerte gab es, obwohl auch die Energiepreise in den letzten Monaten des Jahres 2008 rezessionsbedingt ins Rutschen kamen. Das unterstreicht, welche enorme Preisexplosion im vorherigen Jahresverlauf stattgefunden hatte. Für 2009 ist angesichts der anhaltenden gesamtwirtschaftlichen Rezession und der im Vorjahrsvergleich vorerst weiterhin niedrigen Energiepreise gegenüber 2008 eine erhebliche Absenkung der außenwirtschaftlichen Energierechnung zu erwarten. Das dürfte die zumindest im ersten Halbjahr 2009 extrem schlechte Konjunkturentwicklung in Deutschland von der Seite der Energiepreise entlasten. Allerdings sind die Preiseinbrüche im Energiebereich im längerfristigen Vergleich keineswegs so gewaltig gewesen, dass nun ein historisch niedriges Niveau der Ausgaben für Energieeinfuhren zu erwarten ist. Vielmehr hat sich in der Krise bestätigt, dass sich das Niveau der Weltmarktpreise für Energie tendenziell nach oben verschoben hat. Die fundamentalen Trends wurden durch die globale Rezession zwar unterbrochen, aber nicht aufgehoben. Bei anziehender Konjunktur erwarten viele Experten auch einen kräftigen Wiederanstieg der Energiepreise. Dann dürfte die außenwirtschaftliche Energierechnung ebenfalls wieder steigen, zumal die mengenmäßige Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten auf Sicht eher noch zunimmt.

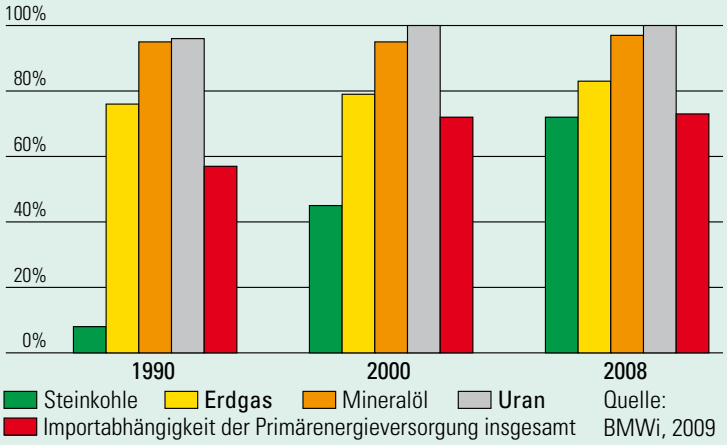
Importabhängigkeit, heimische Primärenergiegewinnung und Versorgungsrisiken

Deutschlands Primärenergieversorgung war 2008 im Gesamtdurchschnitt zu 73% von Energieimporten abhängig. Dabei war die Importabhängigkeit beim Mineralöl mit 97% am größten, beim Erdgas lag sie bei 84% und bei der Steinkohle lag sie mit 72% – noch – leicht unter dem Durchschnitt.

Bedenklich erscheint nicht nur die Höhe der Abhängigkeit von Energieimporten, sondern deren Konzentration auf bestimmte Lieferregionen und -länder. Zwar stammt ein beträchtlicher Teil der Importe auch aus Ländern der EU oder Ländern, die mit der EU assoziiert sind. Erhebliche Teile stammen aber auch aus politischen und ökonomisch risikoreicheren Lieferländern. Russland hat sich nicht nur zum dominierenden Lieferanten für die deutschen Ölimporte (31% des Ölaufkommens) und Gasimporte (37% des Gasaufkommens) entwickelt. Es ist inzwischen auch das bedeutendste Lieferland für die Steinkohlenimporte nach Deutschland (14% des Steinkohlenaufkommens) wie auch in die EU.

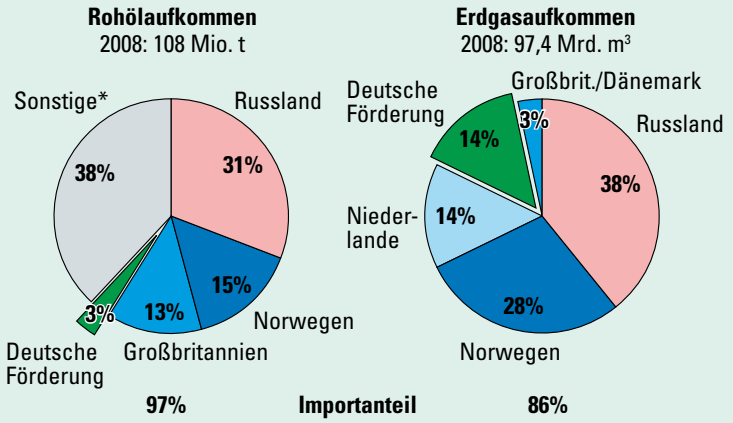
In der deutschen Öffentlichkeit wird Russland bisher hauptsächlich

Importabhängigkeit Deutschlands bei Energieträgern steigt
Anteile der deutschen Nettoimporte



Quelle: BMWi, 2009

Rohöl- und Erdgasaufkommen in Deutschland



* (davon OPEC-Länder: 21%)

als wichtigster Erdgaslieferant wahrgenommen. Tatsächlich deckt Russland allein heute 20% der gesamten Primärenergieversorgung Deutschlands. Dies verleitete auch eher wirtschaftsliberale Kommentatoren zu sorgenvollen Äußerungen. Russland trägt beinahe in der gleichen Größenordnung zur Energieversorgung Deutschlands bei wie die gesamte heimische Primärenergiegewinnung, die 2008 einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 27% verzeichnete.

In absoluten Mengen ging die heimische Primärenergiegewinnung 2008 mit einem Aufkommen von 131 Mio. t SKE trotz des wachsenden Beitrags (überwiegend heimischer) erneuerbarer Energien um gut 4% gegenüber 2007 zurück. Den größten Beitrag zur heimischen Primärenergiegewinnung lieferte 2008 die heimische Braunkohle (41%).

Aber auch die heimische Steinkohle spielte mit einem Anteil von rund 14% eine wesentliche Rolle. Ihr Anteil war größer als etwa der Beitrag der inländischen Erdgasförderung (13%) und mehr als dreimal höher als der Beitrag der Windkraft (4%). Nicht ganz unerheblich ist auch der i. d. R. unter „Sonstige“ subsumierte Beitrag der Nutzung von Grubengas aus stillgelegten und aktiven Bergwerken.

Die erneuerbaren Energien hatten zusammengenommen 2008 einen Anteil von 27% an der heimischen Primärenergiegewinnung (s. S. 16). Bei ihnen dominieren – entgegen dem öffentlich vielfach erweckten Eindruck – nicht die symbolisch immer wieder in den Vordergrund gestellte Windkraft oder die finanziell am intensivsten geförderte Solarenergie. Vielmehr liefern die Bioenergien (Biomasse, Biogas, Biosprit) drei Viertel der gesamten erneuerbaren Energieerzeugung.

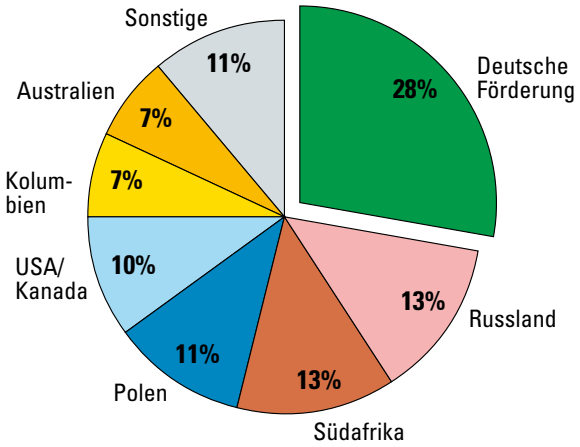
Fazit: Auch durch den Ausbau der erneuerbaren Energien wurde die Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten bisher nicht reduziert. Allenfalls konnte die Zunahme dieser Abhängigkeit etwas gebremst werden.

Durch die hohe und tendenziell zunehmende Abhängigkeit von Energieimporten stieg das damit zusammenhängende Energieversorgungsrisiko für Deutschland messbar. Es gibt inzwischen eine Reihe von Untersuchungen zur Quantifizierung der Sensitivität und Verwundbarkeit der Energieversorgung. Ihre Ergebnisse schätzen diesen Befund nicht nur qualitativ ab, sondern sie belegen ihn nun auch quantitativ-empirisch eindeutig.

Beispiel Steinkohle: Das österreichische Wirtschaftsministerium hat seine von ihm erhobenen „Welt-Bergbau-Daten“ 2009 in aktualisierter Fassung vorgelegt. Demnach

Steinkohlenaufkommen in Deutschland

2008: 63,6 Mio. t SKE Importanteil: 72%



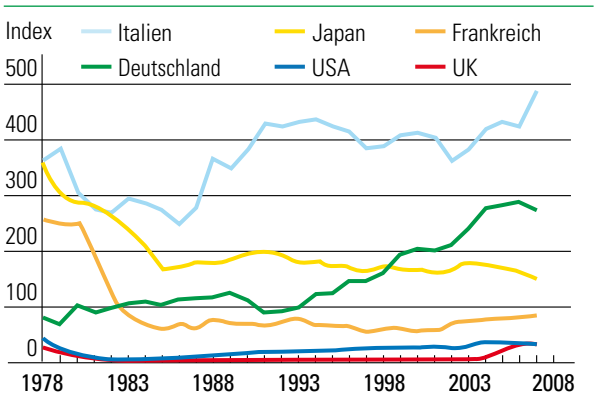
Anteil der „stabilen“ bzw. „instabilen“ Produzentenländer von Kraftwerks- und Kokskohle in den Jahren 2003 und 2007

	Kraftwerkskohle 2003	Kraftwerkskohle 2007	Kokskohle 2003	Kokskohle 2007
Politisch stabile Länder („stable“ – „fair“)	34,6 %	35,0 %	45,6 %	39,3 %
Politisch instabile Länder („critical“ – „extremely critical“)	65,4 %	65,0%	54,4 %	63,7 %

Quelle: Welt-Bergbau-Daten, 2009; Österreichisches Wirtschaftsministerium

sind bei den Produzentenländern für Kohle weltweit fast zwei Drittel den politisch eher instabilen Ländern zuzurechnen. Die Welt-Bergbau-Daten gehen nach folgendem System vor: Den Produktionsmengen sämtlicher erfasster Rohstoffe der jeweiligen Produzentenländer – darunter Kraftwerkskohle („Steam Coal“) und Kokskohle („Coking Coal“) – wird die Einstufung der politischen Stabilität gemäß einem Weltbank-Ranking gegenüber gestellt. Eher stabile Länder werden mit „stable“ oder „fair“ eingestuft, eher instabile Länder mit „critical“ bis „extremely critical“. Danach mussten (bezogen auf das datentechnisch zuletzt verfügbare Jahr 2007) rund 65% der Produzentenländer von Kraftwerkskohlen und beinahe ebensoviel, rund 64%, der Produzentenländer von Kokskohlen als eher instabil eingestuft werden. Im Zeitvergleich ab 2003, den die Welt-Bergbau-Daten 2009 erlauben, hat sich der Anteil der instabilen Länder bei der Kraftwerkskohle kaum verbessert, bei der Kokskohle sogar noch deutlich verschlechtert. Deshalb führt auch bei der Steinkohle die zunehmende Importabhängigkeit nahezu zwangsläufig zu einem erhöhten Versorgungsrisiko – auch wenn hier noch ein geringeres Ausmaß als bei Öl und Gas vorherrscht und anders als dort ein Mix aus heimischer Produktion und Importen möglich bleibt.

Energieversorgungsrisiken der G7-Staaten



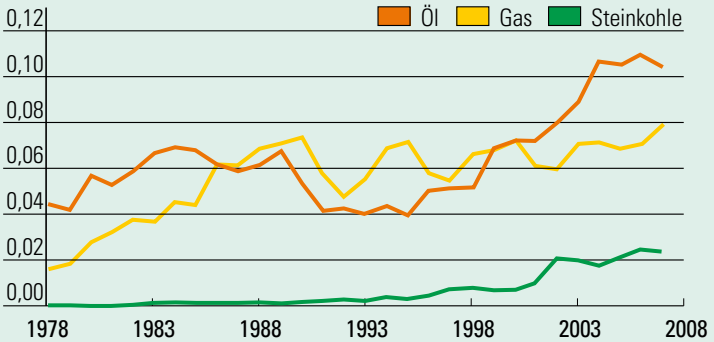
(Deutschland 1980:100)

Quelle: Frondel, Ritter u. Schmidt, ZfE 1/2009, S. 42 ff.

Das Rheinisch-Westfälische Wirtschaftsforschungsinstitut (RWI) lieferte schon seit 2007 zunächst im Auftrag der Bundesregierung mehrere Analysen zur Messung der Energiesicherheit in Deutschland. Sie erlauben Vergleiche im Zeitablauf und zwischen verschiedenen Ländern. Den Schwerpunkt legt das RWI auf die Importabhängigkeiten der Energieversorgung von den jeweiligen Lieferländern. Es hat einen Risikoindex entwickelt. In ihm enthalten sind die Konzentration bzw. Diversifikation von Lieferländern sowie die politische Zuverlässigkeit dieser Länder nach der Einstufung für die Hermes-Auslandsbürgschaften der Bundesregierung oder nach einer OECD-Klassifikation. Die Studien belegen Folgendes: Die Energiesicherheit in Deutschland hat seit den 1980er-Jahren infolge der gestiegenen Abhängigkeit von Energieimporten abgenommen; sie ist erheblich geringer als in vielen anderen Industrieländern (z. B. als in den USA) und droht trotz des Ausbaus der „quasi-heimischen“ erneuerbaren Energien weiter abzunehmen. Das RWI führt dies auf das immer stärkere Gewicht Russlands sowie u. a. auch auf den sinkenden Anteil der heimischen Steinkohle an der Energieversorgung zurück. Eine Anfang 2009 vom RWI vorgelegte Untersuchung hat den Titel: „Am Tropf Russlands? Ein Konzept zur empirischen Messung von Energieversorgungssicherheit“. Das RWI bejaht seine im Titel gestellte Frage im Ergebnis weitgehend.

Im Energieträgervergleich ist der Anstieg des Versorgungsrisikos bei Mineralöl und Erdgas zwar noch ausgeprägter als bei der Steinkohle. Doch ist bei der Steinkohle der

Versorgungsrisiko bei Öl, Gas und Steinkohle 1978 bis 2007 gemäß RWI



Quelle: RWI, 2008

Anteil der heimischen Produktion bislang noch signifikant größer. Gleichwohl ist auch hier der das Risiko erhöhende Effekt zunehmender Importabhängigkeit messbar.

Im Hinblick auf die langfristigen Perspektiven der internationalen Kohlemärkte weist das RWI auf Folgendes hin: Knapp drei Viertel der weltweiten Kohlereserven entfallen auf nur vier Länder – die Großmächte USA, China, Russland und Indien. Das könnte dem politischen Risiko in diesem Bereich langfristig eine besondere Dimension verleihen. Die Problematik des Länderrisikos bei Steinkohlenimporten beschränkt sich aber nicht nur auf die enormen Anteile Russlands und der anderen vorgenannten Großmächte an den langfristig verfügbaren Vorräten.

Eine andere RWI-Untersuchung zu „Deutschlands Energieversorgungsrisiko gestern, heute und morgen" beziffert gemäß einem RWI-Indikator das Versorgungsrisiko des Energiemixes in Deutschland im Zeitvergleich 1980 bis 2007 und ergänzt es sogar um eine Prognose bis 2020 (siehe: Zeitschrift für Energiewirtschaft 1/2009, S. 42-48). Danach ist das Versorgungsrisiko nicht nur in den letzten Jahren deutlich angestiegen – es hat sich seit 1990 sogar mehr als verdoppelt. Es droht auch eine weitere drastische Zunahme.

Diese mit wissenschaftlich-quantitativen Methoden belegte Einschätzung eines steigenden Gesamtrisikos der deutschen Primärenergieversorgung bestätigt auch eine neue, weiter gefasste Untersuchung des renommierten EEFA-Instituts über die Verwundbarkeit der Energieversorgung der deutschen Volkswirtschaft.

Perspektiven der Energieversorgung bis 2020 – gefährdete Energiesicherheit

Unzweifelhaft geht es bei der Energiesicherheit nicht nur um die Risiken der Primärenergieversorgung. Auch bei den Erzeugungs-, Verarbeitungs- und Verteilungskapazitäten im Energiesektor deuten sich hierzulande beträchtliche Defizite an. Abschreckend für die Investitionsbereitschaft der Energieversorgungsunternehmen wirken vor allem umwelt- und klimapolitisch bedingte Planungsunsicherheiten in Verbindung mit der umfassenden Liberalisierung der Energiemärkte und den zuletzt enormen gesamtwirtschaftlichen Instabilitäten. So hat die Deutsche Energie-Agentur (dena) inzwischen wiederholt vor einer „Stromlücke" in Deutschland gewarnt: Nach den bisherigen Planungen der deutschen Energiewirtschaft für Neubau und Ersatz „konventioneller" Kraftwerkskapazitäten beim Atomausstieg und auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien fehlen bis 2020 rund 12.000 MW an Erzeugungskapazitäten. Das entspricht etwa 15% der prognostizierten Stromnachfrage und ließe insbesondere in Spitzenlastzeiten Versorgungsausfälle erwarten.

Die Einbindung in den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt mildert zwar die Spitzenlastproblematik etwas. Sie löst aber nicht das Kapa-

Kraftwerk Datteln

zitätsproblem. Studien der europäischen Stromnetzbetreiber (UCPTE) zeigen, dass auch europaweit angesichts zunehmender Stromnachfrage eher Kapazitätsengpässe als -überschüsse zu erwarten sind. Engpässe in der Versorgung der Verbraucher kann es selbst bei genügenden Erzeugungskapazitäten geben, wenn die Stromnetze innerhalb Deutschlands und über die nationalen Landesgrenzen hinweg nicht zügig genug ausgebaut werden. Das gilt für andere Bereiche der Energieinfrastruktur nicht minder. Dass hier erheblicher energiepolitischer Handlungsbedarf besteht, wird durch das Energieleitungsausbaugesetz und andere Maßnahmen der Bundesregierung bestätigt.

Nichtsdestoweniger droht die von der dena vorausgesagte Stromlücke bei den Erzeugungskapazitäten. Insbesondere fehlt es aufgrund klimapolitischer Zusatzbelastungen und Planungsunsicherheiten sowie teilweise massiver lokaler und auch überregionaler Widerstände am Zubau von neuen Kohlekraftwerken. Die Zahl der verzögerten, vorerst auf Eis gelegten oder sogar stornierten Kohlekraftwerksprojekte in Deutschland nimmt ständig zu – von Berlin über Kiel und Herne im Ruhrgebiet bis nach Ensdorf im Saarland. Die Widerstände richten sich ausgerechnet gegen neue, deutlich effizientere und umweltverträglichere Kohlekraftwerke. Der weit fortgeschrittene Bau des hochmodernen Steinkohlenkraftwerks Datteln wurde durch das Oberverwaltungsgericht Münster gestoppt.

Es gilt nun genau zu untersuchen, auf welcher Ebene es im Rahmen der Genehmigung zu den Beanstandungen des Gerichts kommen konnte. Dieser Fall kann jedenfalls nicht dafür herhalten, das Ende des Baus neuer Steinkohlenkraftwerke zu verkünden. Trotz allem: Planungssicherheit scheint es für Großinvestitionen in Deutschland immer weniger zu geben.

Die Klimafrage ist ein globales Problem, das auf nationaler Ebene nicht einmal ansatzweise gelöst werden kann. Aus deutschen Kohlekraftwerken – weltweit unter den klimaverträglichsten – stammen rund 1% der weltweiten CO_2-Emissionen. Die Probleme für die Versorgungssicherheit – begründet im Fehlen genügender Kohlekraftwerkskapazität – treffen dagegen die deutsche Volkswirtschaft in vollem Maße. Kaum gesehen werden die Chancen moderner Kohletechnologien wie auch die Wirkungsweise der schon eingeführten klimapolitischen Maßnahmen. Durch das europäische Emissionshandelssystem werden die Klimaschutzvorgaben in den Sektoren automatisch erfüllt, in denen Kohle zum allergrößten Teil eingesetzt wird. Neue Kraftwerke können dagegen gar nicht verstoßen. Die oben erwähnte BMU-Roadmap hat belegt, dass ein Kohleanteil von 40% an der deutschen Stromerzeugung in 2020 mit ehrgeizigen Klimaschutzzielen ebenso zu vereinbaren wäre wie mit dem Atomausstieg.

Die Wirtschafts- und Finanzkrise 2008/2009 hat unterdessen

infolge gestiegener Kapitalkosten zu einer zusätzlichen Rücknahme zunächst geplanter Investitionen im gesamten Kraftwerkssektor der EU geführt. Die im Frühjahr 2009 veröffentlichte Analyse der Beratungsgesellschaft A. T. Kearney hat diese Investitionsrücknahmen bis 2020 hochgerechnet. Geschätztes Ergebnis: eine Minderkapazität von 20-25%. Dies betrifft weniger die ohnehin revidierten Pläne für neue Kohlekraftwerke. Vielmehr betroffen sind die bisherigen Planungen zum Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, insbesondere der geplanten großen neuen Offshore-Windkraftkapazitäten. Die Studie stellte daher die Frage „Folgt der Finanzkrise die Energiekrise?"

Gefährdet bleibt jedoch ebenso die Sicherheit der Primärenergieversorgung in Deutschland. Viele Prognosen und fast alle Experten erwarten – trotz der temporären Einbrüche durch die globale Wirtschaftskrise – eine Fortsetzung der in den Vorjahren manifest gewordenen Trendwende auf den internationalen Energie- und Rohstoffmärkten. Dies machen auch diverse Einschätzungen in dem vorliegenden Jahresbericht deutlich.

Energierohstoffe werden im 21. Jahrhundert tendenziell knapp und teuer. Warnungen vor der nächsten Ölkrise gibt es zuhauf. Ebenso wird vor einer drohenden „Gaslücke" und der Gefahr eines internationalen Gaskartells gewarnt. Bei der Kohle liegt das Problem nicht bei den Reserven. Sie reichen weltweit und hierzulande noch für weit mehr als ein Jahrhundert. Kritisch ist vielmehr die regionale Verfügbarkeit. Der nächste Wirtschaftsaufschwung bedeutet weiteres Nachfragewachstum und zugleich Nachfrage-Verschiebungen an den Kohleweltmärkten in Richtung Asien. In Anbetracht dessen stellt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in ihrem Bericht „Energierohstoffe 2009" mit Blick auf die EU besorgt fest: *„Vor dem Hintergrund einer auch weiter abnehmenden Hartkohlenförderung (= Steinkohle) in Europa und der damit verbundenen Zunahme der Importabhängigkeit würde eine Verknappung den europäischen Raum besonders hart treffen".* – Zu den ökonomischen Risiken gesellen sich an den internationalen Energiemärkten zudem die geopolitischen Risiken, wie sie im Gastbeitrag dieses Jahresberichts beschrieben sind.

Was kann aber energiepolitisch gegen die zunehmenden Bezugsrisiken auf den internationalen Energie- und Rohstoffmärkten unternommen werden? Eine gängige Antwort lautet stets Diversifizierung – also systematische Streuung der Bezugsquellen. Diversifizierungsstrategien stoßen allerdings stets an die Grenzen, die durch die Konzentration der Vorräte und des Marktangebots gesetzt sind. Sie stehen in der Regel im Konflikt mit der Wirtschaftlichkeit. Denn andernfalls hätten die Preis- und Kostensignale des Markts von selbst für einen hinreichenden Diversifizierungsgrad gesorgt. Analoge Konflikte können in Bezug auf die Umweltziele bestehen. Und schließlich kann eine marktwirtschaftlich orientierte Energiepolitik auf staatlicher Ebene bzw. supranationaler Ebene nur einen erweiterten Rahmen schaffen für entsprechende Bemühungen der Unternehmen. Grenzüberschreitende Leitungsprojekte als Beispiel für supranationale Projekte etwa bedeuten zusätzliche Koordinierungsprobleme. Es ist keineswegs zu gewährleisten, ob die Unternehmen dann davon Gebrauch machen, aus einzelwirtschaftlichen Gründen doch andere Prioritäten setzen oder mit gegenläufigen Strategien anderer Staaten konfrontiert werden.

Eine weitere gängige Antwort auf die Herausforderungen der Versorgungssicherheit ist die forcierte Steigerung der Energieeffizienz bzw. des Energiesparens. Sie kommt zugleich auch den anderen zentralen energiepolitischen Zielen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit entgegen. Dieser Ansatz hat zweifellos seine Berechtigung. Die Energieeffizienz ist womöglich sogar der „schlafende Riese" der Energiepolitik. Allerdings liegen ihre Potenziale nicht so sehr in der Energieerzeugung als vielmehr in der Energienutzung – und hier weniger in der Energiewirtschaft als vielmehr im Gebäudesektor, im Verkehrswesen und in Teilen der industriellen Produktion. Die Frage ist allerdings, inwieweit und in welchem Tempo sich die Energieeffizienz vorantreiben lässt, ohne Wohlfahrtseinbußen an anderer Stelle zu erleiden. Denn (energie-)

technische Bestverhältnisse sind noch lange keine ökonomischen Bestverhältnisse. Es wäre daher mehr als leichtsinnig, Energiesparen mit einer verlässlichen Energiequelle gleichzusetzen oder gar von politisch gesetzten Einsparzielen der fernen Zukunft auf die Verzichtbarkeit heute verfügbarer Versorgungsquellen zu schließen.

Der Blick auf die Perspektiven der Primärenergieversorgung etwa im Jahr 2020 stellt die deutsche Energiepolitik vor große Herausforderungen.

Wird der Kernenergieausstieg wie im geltenden Atomgesetz vorgesehen planmäßig vollzogen, wird das letzte deutsche Kernkraftwerk im Jahr 2022 stillgelegt. Im Jahr 2020 werden von den heute 17 Kernkraftwerken in Deutschland nur noch drei in Betrieb sein. Sie decken dann etwa nur noch 8% der inländischen Stromerzeugung und damit allenfalls noch ganze 3% des Primärenergieverbrauchs. In den Folgejahren sinkt dieser Restbeitrag dann auf null.

Etwa um 2019/2020 wird es aufgrund der Erschöpfung der bekannten inländischen Reserven kaum noch eine inländische Erdöl- und Erdgasförderung geben. Auch die Erdöl- und Erdgasförderung der übrigen EU wird dann wegen der zur Neige gehenden Nordseequellen nur noch gering sein. Bei Öl und Gas steigt die Abhängigkeit von Importlieferungen, die schon bald vollständig aus Nicht-EU-Ländern stammen werden, ab 2020 auf 100%. Das wird wegen der geringen heimischen Vorräte unvermeidlich sein.

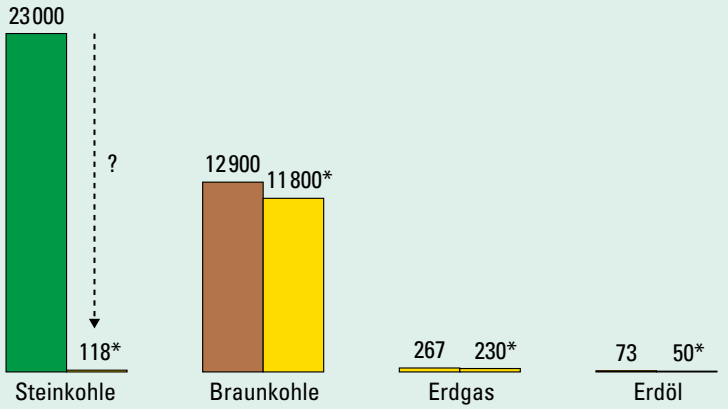
Bei der heimischen Steinkohle mit ihren großen Vorkommen hängt die weitere Verfügbarkeit keineswegs von der Begrenztheit der Vorräte ab, sondern von wirtschaftlichen Entwicklungen und politischen Entscheidungen. Sie wird 2020 wegen kompletter Stilllegung aller verbliebenen Bergwerke keinen Versorgungsbeitrag mehr leisten können, sollte das Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Ende desJahres 2018 ohne eine Revision umgesetzt werden. Der Zugriff auf die heimischen Vorkommen wäre somit verloren. Die Steinkohlenversorgung des deutschen Markts wäre dann ebenfalls total von Importen abhängig. Schon heute werden die „Reserven" heimischer Steinkohle aufgrund der politischen Vorgaben minimalisiert angegeben, obwohl die großen Vorkommen physisch keinesfalls verschwunden sind.

In hohem Maße von politischen Rahmenbedingungen abhängig ist auch die Zukunft der heimischen Braunkohle. Sie steht von allen Energieträgern am stärksten im Fadenkreuz der Klimapolitik. Entscheidend ist deshalb, dass eine Perspektive für eine klimaverträgliche Braunkohlenverstromung nach 2020 durch eine erfolgreiche Realisierung der CCS-Technologie hergestellt werden kann.

Die erneuerbaren Energien sollen mit massiver politischer Unterstützung weiter zunehmende Versorgungsbeiträge leisten und dabei die Wirtschaftlichkeitsgrenze, von der sie heute noch teilweise weit entfernt sind, durchbrechen. Langfristig – d. h. bis Mitte dieses Jahrhunderts – sollen die erneuerbaren Energien nach Erwartung der Bundesregierung sogar rund die Hälfte der Energieversorgung

Heimische Steinkohle: Bergwerk Auguste Victoria, Schacht 8

Energierohstoffreserven in Deutschland
Technisch-wirtschaftlich gewinnbare Mengen nach BGR
in Mio. t SKE



Quelle: BGR 2002 und BGR 2008 (*)

tragen. Erklärtes energiepolitisches Ziel in Deutschland ist es, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 mindestens 30% betragen wird und danach kontinuierlich steigt. An der gesamten Wärmeversorgung soll der Anteil erneuerbarer Energien dann 14% betragen, der Anteil der biogenen Kraftstoffe bis dahin auf 12% ansteigen. Gemäß der BMU-Leitstudie 2008 für den Ausbau der erneuerbaren Energien läge ihr Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch 2020 dann bei rund 16% – damit noch hinter dem der Kohle (19%) und deutlich hinter dem von Erdgas (27%) und Mineralöl (35%).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird vor allem klimapolitisch begründet. Dabei entsprechen politisch gesetzte quantitative Ausbauziele eigentlich nicht den ökonomischen Wirkungsprinzipien des etablierten CO_2-Emissionshandelssystems und der steuerlichen Maßnahmen der Klimapolitik. Denn sie lassen vom Prinzip her offen, mit welchem Energiemix die Klimaziele erreicht werden. Energie- und rohstoffpolitisch zwingend erscheint der Ausbau der erneuerbaren Energien auch viel weniger als Substitut zu Kohle und Kernenergie in der Stromerzeugung. Dort wurde er bislang am stärksten vorangetrieben.

Viel wichtiger erscheint der Wärme- und Verkehrssektor, wo die endlichen natürlichen Ressourcen an Öl und Gas schon in den nächsten Jahrzehnten ersetzt werden müssen. In Bezug auf 2020 absehbar ist zudem, dass ein Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung auf 30% schon rechnerisch nicht die schwindenden Beiträge der Kernenergie und der heimischen Kohle vollständig ausgleichen könnte. Daher wird zusätzlich Importenergie benötigt.

Einen Beitrag zur Verbesserung der Energieversorgungssicherheit leisten die erneuerbaren Energien allerdings dann nicht, wenn sie heimische oder andere quasi-heimische Energiequellen verdrängen. Ihr Angebot bleibt zudem von naturbedingten Unstetigkeiten geprägt, solange keine adäquate Speichertechnologie entwickelt und zum Einsatz gebracht worden ist. Ob dies 2020 anders aussieht, lässt sich vorerst kaum beantworten.

Die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien dürfen überdies nicht als gesetzt angesehen werden, denn ihnen stehen noch viele erhebliche Hemmnisse entgegen. Es gibt einerseits die nach wie vor enormen wirtschaftlichen Barrieren durch die Differenzkosten bzw. Mehrkosten, die durch eine staatliche oder staatlich auferlegte Subventionierung ausgeglichen werden müssen. Die Leitstudie des BMU sieht für 2020 nur die Wärmeenergie aus erneuerbaren Energien im Bereich der Wirtschaftlichkeit. Alle anderen Bereiche werden noch immer zuschussabhängig sein. In der Stromerzeugung belaufen sich die Differenzkosten gemäß der Leitstudie auch 2020 noch auf rund 3 Mrd. €. Die Ausbauziele im regenerativen Sektor kosten gemäß der Leitstudie bis 2020 kumuliert rund 80 Mrd. €. Ein wesentlicher Grund für die nach wie vor hohen Mehrko-

sten der erneuerbaren Energien ist der gegenüber der konventionellen Energieerzeugung je Energieeinheit größere Rohstoffbedarf der Anlagen. Bei allen Vorteilen mit Blick auf die Klimavorsorge und andere Umweltziele: Die erneuerbaren Energien haben spezifische Nachteile im Hinblick auf die Schonung nichtenergetischer Ressourcen: Sie bewirken einen hohen Verbrauch von Metallrohstoffen – z. B. Eisen- und Kupfererze, Bauxit oder Erze der Sondermetalle, wie etwa Gallium – bis zu Seltenen Erden oder zur Siliziumgewinnung aus geeigneten Sanden. Sie sind deshalb unter Nachhaltigkeitsgesichtspunkten kein Allheilmittel. Gleiches gilt für den großen Flächenbedarf der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien: Er steht nicht nur im direkten Konflikt zum Natur- und Landschaftsschutz, wie das etwa bei manchen Windkraft- und Wasserkraftprojekten der Fall ist. Vielmehr gibt es auch vielfache Nutzungskonkurrenzen mit der Landwirtschaft und anderen Flächennutzungsformen, wie das bei der Bioenergie sogar der Regelfall ist. Nicht zu vergessen auch die wachsenden Emissionen an Lachgas, einem Treibhausgas, das bei der Düngung freigesetzt wird.

Sachlich betrachtet nicht erstaunlich sind daher einige im Frühjahr 2009 veröffentlichte Forschungsergebnisse des europäischen Forschungsprojekts NEEDS („New Energy Externalities Development for Sustainability"). Es bemüht sich um eine nachhaltigkeitsorientierte Betrachtung sämtlicher relevanter Externalitäten in der Energiegewinnung und zeigt ein durchaus differenziertes Bild der nachhaltigen Umweltverträglichkeit auch erneuerbarer Energien. Auch und speziell im Vergleich mit der Kohle – zumal bei einer künftigen Nutzung von Kohle mit CCS-Technologie – stehen nur einige erneuerbare Energietechnologien eindeutig besser da, so die Wellen-/Gezeitenenergie, die allerdings nur für Küstenländer verfügbar ist. Dagegen weisen andere wie die Biomassenutzung oder die Photovoltaik keineswegs einen generellen Nachhaltigkeitsvorteil gegenüber der Kohle auf. Auch unter Umwelt- und Nachhaltigkeitsgesichtspunkten darf die Energiedebatte also nicht so einseitig geführt werden. Und die Akzeptanzsteigerung für die CCS-Technologie ist eine der wichtigsten Aufgaben der nächsten Zeit.

Die Energieversorgungssicherheit in Deutschland wird deswegen auch beim Ausbau der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren zunehmend gefährdet werden. Eine Analyse des Instituts für Wirtschaftspolitik der Universität Köln vom Oktober 2008 über die „Sicherheit der Energieversorgung" (Autoren J. Eekhoff u. a.) zieht eine ernüchternde Schlussfolgerung. Demnach gibt es zur Verbesserung der Versorgungssicherheit durch Verringerung der Abhängigkeit von politisch instabilen Drittstaaten in Deutschland auch bei allen Bemühungen um die Förderung der erneuerbaren Energien und ihres langfristigen Beitrags auf Sicht nur zwei stichhaltige Ansatzpunkte: Zum einen die Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke, die zugleich Vorteile für den Klimaschutz bringt, allerdings andere gravierende umweltpolitische Probleme beinhaltet. Hier sei *„die Versorgungssicherheit gegen die Gefahren aus der Nutzung der Kernenergie abzuwägen"*. Zum anderen wäre *„der zweite mengenmäßig relevante Weg in Richtung Versorgungssicherheit die stärkere Nutzung der Kohle. Soll die Versorgungssicherheit durch eine Förderung der heimischen Energieerzeugung erhöht werden, muss dies selbstverständlich der Kohle zugute kommen"*. Da das Potenzial der heimischen Braunkohle begrenzt ist, kann dieses Plädoyer für eine stärkere Nutzung heimischer Kohle nur der heimischen Steinkohle gelten.

Die Kölner Ökonomen sehen in einer Strategie, durch die importiertes Gas auf dem Strommarkt teilweise durch heimische Kohle ersetzt würde, überdies nicht nur eine Verbesserung der Versorgungssicherheit. Sie machen auch deutlich, dass diese Strategie durchaus „klimaneutral" wäre, wenn statt dessen das Erdgas in den Förderländern wie Russland selbst eingesetzt und dort Kohle (in Kraftwerken mit geringeren Umweltstandards als hierzulande) substituiert wird. In der Energiepolitik kommt es eben sehr auf die Gesamtbetrachtung, d. h. auf ein Gesamtkonzept an.

Foto:
Bergwerk
Prosper-Haniel,
Schacht 10

Weltenergieverbrauch

Jahr	Kern-energie	Nicht erneuerbare Energien: Kohle	Erdöl	Erd-gas	Erneuerbare Energien: Wasser-kraft	Sonstige	Ins-gesamt
	Mio. t SKE						
1970	28	2 277	3 262	1 326	146	827	7 866
1980	247	2 724	4 320	1 853	206	1 066	10 416
1990	738	3 205	4 477	2 525	271	1 420	12 636
2000	955	3 123	5 005	3 091	329	1 535	14 038
2005	1 031	4 191	5 488	3 522	379	1 960	16 571
2006	1 047	4 418	5 575	3 682	387	2 030	17 139
2007	1 024	4 544	5 653	3 772	375	2 120	17 493
2008	1 020	4 724	5 619	3 898	380	2 150	17 791
2020	1 204	6 255	6 784	4 476	505	2 402	21 626
2030	1 288	7 018	7 306	5 248	592	2 878	24 330

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet
Quelle der Prognosen: Internationale Energie-Agentur, 2008

Weltvorräte an Kohle, Erdöl und Erdgas

Region	Kohle	Erdöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-27	52,2	1,2	2,6	56,0
Eurasien*	139,4	21,0	69,2	229,6
Afrika	26,8	22,4	17,5	66,7
Naher Osten	0,4	145,2	88,2	233,8
Nordamerika	206,4	40,6	10,7	257,7
Mittel- und Südamerika	9,2	25,0	9,7	43,9
VR China	151,9	3,1	2,7	157,7
Ferner Osten	75,3	3,2	10,8	89,3
Australien	48,4	0,3	1,0	49,7
Welt	710,0 59,9%	262,0 22,2%	212,4 17,9%	1 184,4 100,0%

Gewinnbare Vorräte, * ehem. UdSSR und übriges Europa
Quellen: BGR, 2009; Oil and Gas Journal, 2008

Weltvorräte und -förderung an Steinkohle 2008

Region	Vorräte Mrd. t SKE	Förderung Mio. t
EU-27	34	149
Eurasien	102	498
Afrika	27	235
Nordamerika	195	1 106
Mittel- und Südamerika	7	79
VR China	148	2 716
Ferner Osten	70	733
Australien	33	334
Welt	617	5 850

Quelle: BGR, 2009; VDKI, 2009

Kohle, Erdöl und Erdgas in der Welt 2009

Energieträger	Vorräte: Mrd. t SKE	Vorräte: %	Verbrauch: Mrd. t SKE	Verbrauch: %
Kohle	710	60	4,7	33
Erdöl*	262	22	5,6	39
Erdgas	212	18	3,9	28
Insgesamt	1 184	100	14,2	100

gewinnbare Vorräte, * einschl. Ölsande
Quellen: BGR, 2009; Oil and Gas Journal, 2008

Weltstromerzeugung

Jahr	Kohle	Kern-energie	Öl	Gas	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
	TWh					
1970	2 075	80	1 625	–	1 175	4 955
1980	3 163	714	1 661	976	1 802	8 316
1990	4 286	1 989	1 216	1 632	2 212	11 335
2000	5 759	2 407	1 402	2 664	2 968	15 200
2005	7 040	2 640	1 240	3 750	3 550	18 220
2006	7 370	2 670	1 280	3 950	3 650	18 920
2007	7 950	2 580	1 120	4 290	3 955	19 895
2008	8 160	2 620	950	4 380	4 090	20 200
2010	8668	2 761	926	4 157	4 043	20 555
2020	10 401	3 385	901	5 678	5 638	26 003
2030	13 579	3 844	866	6 769	6 696	31 754

Quelle der Prognosen: DOE, 2009

Globale CO_2-Emissionen

Staatenverbund/ Region/Land	1990 (Basisjahr)	2000	2005	2008	Veränderung 1990 - 2008 in %
	CO_2-Emissionen in Mio. t				
Annex I-Staaten	14 930,1	14 338,2	14 858,3	14 788,6	- 0,9
EU-27	4 404,2	4 112,0	4 238,4	4 149,6	- 5,8
*davon EU-15**	*3 364,9*	*3 359,7*	*3 465,7*	*3 348,5*	*- 0,5*
*davon Deutschland**	*1 215,2*	*1 008,2*	*968,9*	*944,6*	*- 22,3*
Australien*	277,8	349,8	382,7	378,2	+ 36,1
Kanada*	455,8	559,9	569,1	569,9	+ 30,9
USA*	5 068,6	5 964,4	6 081,9	5 909,3	+ 16,6
Russland*	2 499,1	1 471,1	1 525,7	1 610,9	- 35,5
Ukraine*	715,6	289,1	320,7	332,8	- 53,5
Japan*	1 143,2	1 226,6	1 267,3	1 301,1	+ 13,8
Korea	229,2	431,3	468,9	511,6	+ 123,1
Indien	589,3	976,5	1 160,7	1 449,6	+ 146,0
VR China	2 244,0	3 077,6	5 100,5	6 496,2	+ 189,5
(Übr.) Ferner Osten	685,3	1 143,5	1 437,0	1 552,1	+ 126,5
Naher Osten	587,9	971,5	1 227,2	1 428,5	+ 143,0
Afrika	549,3	694,4	831,8	925,4	+ 68,5
Lateinamerika	603,1	859,8	931,9	1 068,9	+ 77,1
Übrige Staaten	1 958,1	1 992,4	2 262,3	2 467,8	+ 26,0
Welt	22 010,5	24 119,9	27 826,1	30 178,0	+ 37,1

* Annex-I-Staaten nach UN-Klimarahmenkonvention (vgl. u. a. http://unfcc.int)
Quelle: Ziesing ET, 9/2009

Primärenergieverbrauch in der EU-27

Jahr	Kohle	Mineralöl	Gas	Kern-energie	Wasserkraft und sonst. Energien	Ins-gesamt
	Mio. t SKE					
2005	431	1 003	606	367	123	2 530
2006	458	1 032	627	371	132	2 620
2007	455	1 006	615	347	144	2 567
2008	431	1 005	631	350	138	2 554
2020	488	1 003	721	317	283	2 812
2030	480	1 012	738	295	340	2 865

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet
Quelle der Prognosen: Europäische Kommission, 2008, Baseline Szenario

Stromerzeugung in der EU-27

Jahr	Kohle	Öl	Gas	Kern-energie	Wasserkraft und sonst. Energien	Ins-gesamt
	TWh					
2005	990	160	660	930	440	3 180
2006	995	140	710	966	474	3 285
2007	1 040	110	710	935	515	3 310
2008	990	95	780	920	587	3 372
2020	1 440	70	860	870	860	4 100
2030	1 530	60	880	870	1 060	4 400

Quelle der Prognosen: Europäische Kommission, 2008, Baseline Szenario

Kohlenförderung in der EU-27 im Jahre 2008

Land	Steinkohle	Braunkohle
	Mio. t SKE	
Deutschland	17,7	52,3
Großbritannien	14,5	–
Frankreich	–	–
Griechenland	–	11,8
Irland	–	0,9
Italien	–	–
Spanien	6,5	1,5
Finnland	–	1,2
Österreich	–	–
Polen	67,0	17,5
Ungarn	–	2,8
Tschechien	7,6	20,3
Slowakei	–	1,0
Slowenien	–	1,4
Estland	–	5,2
Bulgarien	–	6,7
Rumänien	2,1	8,6
EU-27	115,4	131,2

EU-Energie- und Erdgasbedarfs und -importprognosen*

EU-27 Millionen Tonnen Öläquivalent (Mtoe)	2005	2020 Baseline Projection Ölpreis 61 US-$/bl	2020 Baseline Projection Ölpreis 100 US-$/bl	2020 New Energy Policy Projection Ölpreis 61 US-$/bl	2020 New Energy Policy Projection Ölpreis 100 US-$/bl
Primärenergie-verbrauch	1811	1986	1903	1712	1672
Öl	666	702	648	608	567
Gas	445	505	443	399	345
Kohle	320	342	340	216	253
Erneuerbare	123	197	221	270	274
Kernenergie	257	221	249	218	233
EU-Energie-erzeugung	896	725	774	733	763
Öl	133	53	53	53	52
Gas	188	115	113	107	100
Kohle	196	142	146	108	129
Erneuerbare	122	193	213	247	250
Kernenergie	257	221	249	218	233
Nettoimporte	975	1301	1184	1033	962
Öl	590	707	651	610	569
Gas Mtoe	257	390	330	291	245
(Bill. m^3)	(298)	(452)	(383)	(337)	(284)
Kohle	127	200	194	108	124
Endenergie-verbrauch Strom	238	303	302	257	260

* von November 2008 unter Berücksichtigung der Implementierung der Märzbeschlüsse von 2007

Quelle: Europäische Kommission, An EU Energy Security and Solidarity Action Plan. Second Strategic Energy Review. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee of the Regions, Brüssel, November 2008, Annex 1, p. 19 f.

Primärenergieverbrauch in Deutschland

Jahr	Mineral-öl	Stein-kohle	Braun-kohle	Erdgas	Kern-energie	Wind-energie	Wasser-kraft u. Sonstige	Ins-gesamt
	Mio. t SKE							
1980	206,7	85,2	115,7	73,9	20,7	0,0	5,9	508,1
1990	178,7	78,7	109,2	78,2	56,9	0,0	7,2	508,9
1995	194,1	70,3	59,2	95,5	57,4	0,2	10,2	486,9
2000	187,6	69,0	52,9	101,9	63,2	1,2	15,6	491,4
2005	176,3	61,7	54,4	110,2	60,7	3,3	26,9	493,5
2006	174,7	67,0	53,8	111,3	62,3	3,8	30,6	503,5
2007[1)]	157,9	67,4	55,0	106,6	52,3	4,9	28,3	472,4
2008[1)]	166,1	62,5	53,0	105,5	55,4	4,9	30,4	477,8

[1)] vorläufig
Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet

Stromerzeugung in Deutschland

Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Kernenergie	Mineralöl	Erdgas	Windenergie	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
	TWh							
1980	111,5	172,7	55,6	27,0	61,0	0,0	39,8	467,6
1990	140,8	170,9	152,5	10,8	35,9	0,1	38,9	549,9
1995	147,1	142,6	154,1	9,1	41,1	1,5	41,3	536,8
2000	143,1	148,3	169,6	5,9	49,2	9,5	50,9	576,5
2005	134,1	154,1	163,0	11,6	71,0	27,2	59,6	620,6
2006	137,9	151,1	167,4	10,5	73,4	30,7	65,9	636,8
2007[1]	142,0	155,1	140,5	9,6	75,9	39,7	74,8	637,6
2008[1]	128,5	150,0	148,8	10,5	83,0	40,2	78,1	639,1

[1] vorläufig

Absatz des deutschen Steinkohlenbergbaus

Jahr	Inland			EU-Länder		Drittländer	Gesamtabsatz
	Wärmemarkt	Kraftwerke	Stahlindustrie	Stahlindustrie	übrige		
	Mio. t SKE						
1960	61,3	22,1	31,3	27,0		5,3	147,0
1970	28,5	31,8	27,9	19,8	5,7	3,2	116,9
1980	9,4	34,1	24,9	13,0	4,8	2,1	88,3
1990	4,1	39,3	19,8	5,2	2,2	0,4	71,0
2000	0,7	27,6	10,0	0,0	0,3	0,0	38,6
2005	0,3	20,3	6,1	0,0	0,1	0,0	26,8
2006	0,3	18,3	3,7	0,0	0,1	0,0	22,4
2007	0,3	18,8	4,1	0,0	0,1	0,0	23,3
2008	0,3	15,0	4,1	0,0	0,1	0,0	19,5

Rationalisierung im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahr	Leistung unter Tage je Mann/Schicht	Förderung[1] je Abbaubetriebspunkt	Bergwerke[2]	Abbaubetriebspunkte
	kg v. F.[3]	t v. F.[3]	Anzahl	
1960	2 057	310	146	1 631
1970	3 755	868	69	476
1980	3 948	1 408	39	229
1990	5 008	1 803	27	147
2000	6 685	3 431	12	37
2005	6 735	3 888	9	24
2006	6 409	3 686	8	21
2007	7 071	3 680	8	22
2008	6 309	3 740	7	18

[1] fördertäglich [2] Stand Jahresende ohne Kleinzechen [3] Bis 1996 Saar in t = t

Belegschaft[1] im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahresende	Arbeiter		Angestellte		Arbeiter und Angestellte	
	unter Tage	über Tage	unter Tage	über Tage	Insgesamt	darunter Auszubildende
	1000					
1957	384,3	169,3	16,3	37,4	607,3	48,2
1960	297,0	140,2	16,8	36,2	490,2	22,7
1965	216,8	110,5	15,6	34,1	377,0	15,2
1970	138,3	75,6	13,0	25,8	252,7	11,5
1975	107,9	60,9	11,5	22,0	202,3	14,1
1980	99,7	55,8	10,6	20,7	186,8	16,4
1985	90,1	47,4	10,2	18,5	166,2	15,7
1990	69,6	35,9	8,9	15,9	130,3	8,3
1995	47,2	25,7	6,1	13,6	92,6	2,9
2000	25,6	18,2	3,8	10,5	58,1	2,3
2001	23,0	16,2	3,4	10,0	52,6	2,2
2002	21,6	14,4	3,1	9,6	48,7	2,4
2003	20,0	13,6	2,8	9,2	45,6	2,7
2004	19,6	11,6	2,8	8,0	42,0	2,9
2005	17,7	10,9	2,6	7,3	38,5	3,2
2006	16,2	9,9	2,4	6,9	35,4	3,0
2007	15,1	9,1	2,3	6,3	32,8	2,4
2008	13,6	8,5	2,0	6,3	30,4	1,8

[1] Belegschaft einschließlich Mitarbeiter in struktureller Kurzarbeit und Qualifizierung

Steinkohlenförderung in Deutschland

Jahr	Revier				Bundesrepublik
	Ruhr	Saar	Aachen	Ibbenbüren	
	Mio. t v. F.				
1957	123,2	16,3	7,6	2,3	149,4
1960	115,5	16,2	8,2	2,4	142,3
1965	110,9	14,2	7,8	2,2	135,1
1970	91,1	10,5	6,9	2,8	111,3
1975	75,9	9,0	5,7	1,8	92,4
1980	69,2	10,1	5,1	2,2	86,6
1985	64,0	10,7	4,7	2,4	81,8
1990	54,6	9,7	3,4	2,1	69,8
1995	41,6	8,2	1,6	1,7	53,1
2000	25,9	5,7	–	1,7	33,3
2001	20,0	5,3	–	1,8	27,1
2002	18,9	5,4	–	1,8	26,1
2003	18,2	5,6	–	1,9	25,7
2004	17,8	6,0	–	1,9	25,7
2005	18,1	4,7	–	1,9	24,7
2006	15,2	3,6	–	1,9	20,7
2007	15,9	3,5	–	1,9	21,3
2008	14,2	1,0	–	1,9	17,1

Bis 1996 Saar in t = t

Bergbau und Kultur:
Deutsches Bergbau-Museum, Bochum

Der Erweiterungsbau „Schwarzer Diamant" (Entwurf: Benthem Crouwel) wird mit der Sonderausstellung „Glück auf! Ruhrgebiet – Der Steinkohlenbergbau nach 1945" am 4. Dezember 2009 eröffnet.

Organisation des Gesamtverbands Steinkohle e. V.

Vorstand

Vorsitzender (Präsident):

Bernd Tönjes, Herne,
Vorsitzender des Vorstands der
RAG Aktiengesellschaft

Stellvertretende Vorsitzende:

Dr. Wilhelm Beermann, Essen,
(Ehrenpräsident)

Jürgen Eikhoff, Herne,
Mitglied des Vorstands der
RAG Aktiengesellschaft

Dr. Jürgen-Johann Rupp, Herne,
Mitglied des Vorstands der
RAG Aktiengesellschaft

Mitglieder des Vorstands:

Rainer Platzek, Rheinberg

Joachim Rumstadt,
Vorsitzender der Geschäftsführung
Evonik Steag GmbH

K.-Rainer Trösken, Essen

Ulrich Weber, Essen,
Mitglied des Vorstands der
RAG-Stiftung

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Essen,
Geschäftsf. Vorstandsmitglied

Michael G. Ziesler, Saarbrücken

Stand: Mitte Oktober 2009

Geschäftsführung

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Essen,
Hauptgeschäftsführer

Elmar Milles, Essen

Geschäftsbereiche

Wirtschaft/Umwelt/Energie
Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Essen

Recht/Soziales/Tarife
Elmar Milles, Essen

Mitglieder

RAG Aktiengesellschaft, Herne

RAG Deutsche Steinkohle AG, Herne

RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH, Ibbenbüren

RAG Beteiligungs-GmbH, Herne

RAG Mining Solutions GmbH, Herne

RAG Montan Immobilien GmbH, Essen

Evonik Steag GmbH, Essen

Bergwerksgesellschaft Merchweiler mbH, Quierschied

Verzeichnis der Grafiken und Tabellen

Deutsche Steinkohle

Steinkohlenbergwerke in Deutschland 11
Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau 12
Fachrichtungen der Auszubildenden im Steinkohlenbergbau 13
Primärenergiegewinnung in Deutschland 16
Entwicklung der Subventionen in Deutschland 17
Öffentliche Hilfen für die deutsche Steinkohle 17
Fiskalische Folgekosten bei unterschiedlichen Arbeitsplatzersatzraten 18
Beschäftigungseffekte des deutschen Steinkohlenbergbaus nach Regionen 18
Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie 22
Unfallrückgang im Steinkohlenbergbau 23

Klima und Umwelt

Energiebedingte CO_2-Emissionen in der Welt 29
Reduzierung von Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 31
CCS-Technologie: Möglichkeiten der CO_2-Abtrennung und CO_2-Speicherung 32
CO_2-Abtrennungsverfahren 34
Wirkungsgrad und Kosten von CCT und CCS 35
Stromerzeugung und CO_2-Minderung durch regenerative Energien und Grubengas in NRW 36
CO_2-Reduzierung von Steinkohlenkraftwerken durch Wirkungsgradsteigerungen/CCS-Technologie 40

Internationale Trends der Energie- und Steinkohlenmärkte

Einfuhrpreisentwicklung von Erdöl, Erdgas und Steinkohle 42
Energieverbrauch im Vergleich zur Weltbevölkerung und zum Bruttoinlandsprodukt 43
Energiebedingte CO_2-Emissionen in der Welt 44
Bedeutung von China, Indien, USA im Vergleich zu Deutschland 44
Weltvorräte an Öl und Gas, OPEC- und GECF-Anteile 45
Missverhältnis zwischen Energiereserven und Verbrauchsstruktur 45
Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 46
Welthandelsintensität bei Steinkohle 47
Preise für Kraftwerkskohle 47
Frachtraten nach Europa 48
Steinkohlen- und Koks-Exporte nach Deutschland 2008 48

Strategische Risiken der globalen Energiesicherheit

Weltenergieverbrauch 51

Herausforderungen für die europäische und deutsche Energiepolitik

Energiepolitische Ziele 58
Absatzstruktur deutscher Steinkohle 59
Haushalt der EU 2008 60
Hilfen des Bundes 60
Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland nach BMU-Szenario „Roadmap 2020“ 65
Stromerzeugung in der EU-27 66
Primärenergieverbrauch in Deutschland 68
Stromerzeugung in Deutschland 2008 69
Außenwirtschaftliche Energierechnung 71
Importabhängigkeit Deutschlands bei Energieträgern steigt 72
Rohöl- und Erdgasaufkommen in Deutschland 73
Steinkohlenaufkommen in Deutschland 73
„Stabile“ bzw. „instabile“ Produzentenländer von Kraftwerks- und Kokskohle 2003 und 2007 74
Energieversorgungsrisiken der G7-Staaten 74
Versorgungsrisiko bei Öl, Gas und Steinkohle 1978 bis 2007 75
Energierohstoffreserven in Deutschland 79

Statistiken 82

Weitere Grafiken unter www.gvst.de

Impressum

Herausgegeben von der
Geschäftsführung des
Gesamtverbands Steinkohle e. V.
Rüttenscheider Straße 1 - 3
45128 Essen
Tel.: +49 (0)201 / 801 4305
Fax: +49 (0)201 / 801 4262

Adresse ab 1. Januar 2010:
Shamrockring 1
44623 Herne
Tel.: +49 (0)23 23 / 15 4305
Fax: +49 (0)23 23 / 15 4291

E-Mail: kommunikation@gvst.de
Internet: www.gvst.de

Redaktion:
Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia,
Jürgen Ilse, Roland Lübke,
Dr. Detlef Riedel, Andreas-Peter
Sitte, Dr. Kai van de Loo,
Dr. Gerd-Rainer Weber

Fotos:
Bethem Crowel, Deutsches Berg-
bau-Museum, Dreamstime, Ermert,
Evonik, Getty Images, GVSt, RAG

Bildmontagen:
Bethem Crowel, Ermert, Q-Medien

Layout, Grafik:
Q-Medien GmbH,
42699 Solingen

Verlag:
VGE Verlag GmbH,
45219 Essen

Druck:
B.o.s.s Druck und Medien GmbH,
47574 Goch

ISSN 0343-7981

Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2008

Bergwerke[1] (Anzahl)	**7**	(Jan. 2009: 6)
Zechenkokereien* (Anzahl)	1	
Belegschaft[1] insgesamt	**30 384**	**Mitarbeiter**
- Ruhrrevier	23 286	Mitarbeiter
- Saarrevier	4 690	Mitarbeiter
- Ibbenbüren	2 408	Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	**17,1**	**Mio. t v. F.**[3]
	= 17,7	Mio. t SKE[2]
- Ruhrrevier	14,2	Mio. t v. F.
- Saarrevier	1,0	Mio. t v. F.
- Ibbenbüren	1,9	Mio. t v. F.
Kokserzeugung (Zechenkokerei)	2,0	Mio. t
Technische Kennzahlen		
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 740	t v.F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	146	cm
Mittlere Streblänge	338	m
Mittlere Gewinnungsteufe	1145	m
Größte Schachttiefe	1 750	m
Absatz insgesamt	**19,5**	**Mio. t SKE**
- Elektrizitätswirtschaft	15,0	Mio. t SKE
- Stahlindustrie	4,1	Mio. t SKE
- Wärmemarkt	0,4	Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle		
- am Primärenergieverbrauch in Deutschland	4	%
- an der Stromerzeugung in Deutschland	7	%
- am Steinkohlenverbrauch	30	%
- an der Stromerzeugung aus Steinkohle	34	%

[1] Ende des Jahres; Belegschaft einschließlich Mitarbeiter in struktureller Kurzarbeit und Qualifizierung

[2] SKE = Steinkohleneinheit. 1 kg SKE = 7 000 kcal bzw. 29 308 kJ (entspricht dem mittleren Heizwert eines Kilogramms Steinkohle)

[3] v. F. = verwertbare Förderung (berücksichtigt werden Wasser und Aschegehalt)