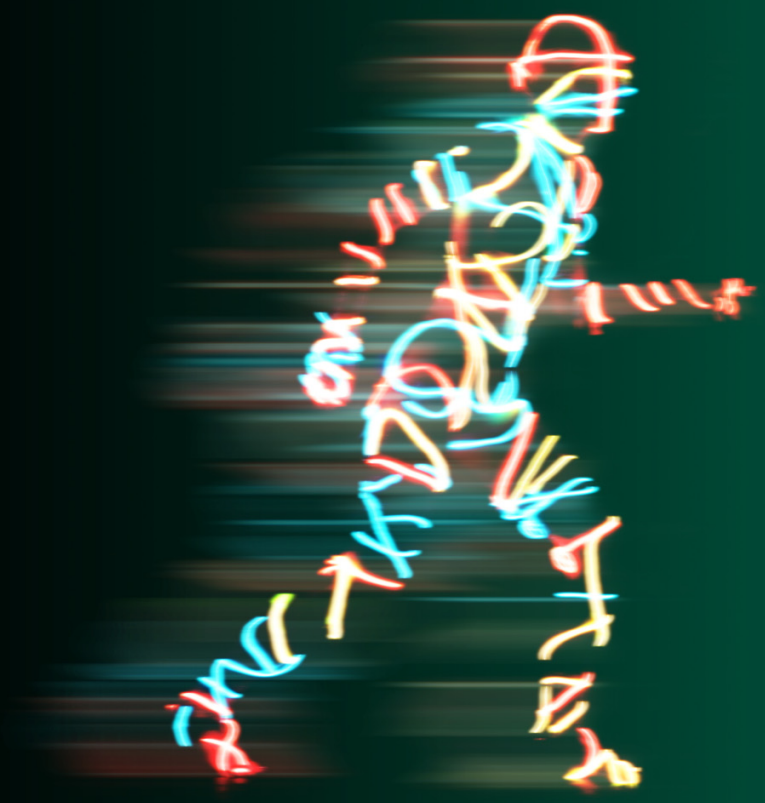
Steinkohle 2011

Energie für neue Wege



Gesamtverband Steinkohle e. V.

Steinkohle
Jahresbericht
2011

Gesamtverband Steinkohle e. V.

Ein Wort zuvor

„Energie für neue Wege“, so haben wir den vorliegenden Jahresbericht 2011 des Gesamtverbandes Steinkohle überschrieben, und dies ist auch das Motto des diesjährigen Steinkohlentages. Mit der „Energiewende“ soll nicht nur die Energiewirtschaft, sondern unsere gesamte Volkswirtschaft „neue Wege“ gehen. Die konventionelle Stromerzeugung wird demnach noch für Jahrzehnte als Brücke in eine Zeit unverzichtbar bleiben, die schließlich nur noch auf erneuerbare Energieträger gestützt sein soll. Der Kernenergie kommt diese Brückenfunktion nur noch für kurze Zeit zu. Umso wichtiger wird der Beitrag der Kohle sein. Aufgrund der Empfehlungen der „Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung“ ist jetzt ein möglichst breiter gesellschaftlicher Konsens über die Wege der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland zu entwickeln. Vor diesem Hintergrund bleibt die Frage nach einer sicheren Energieversorgung aktuell. Weltweit steigen die Preise für Rohstoffe und die Zweifel an deren nachhaltiger Verfügbarkeit nehmen zu.

Das Steinkohlefinanzierungsgesetz vom 20. Dezember 2007 sah vor, dass die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag bis spätestens 30. Juni 2012 einen Bericht übermittelt, auf dessen Grundlage er unter Beachtung der Gesichtspunkte Wirtschaftlichkeit, Energiesicherheit und weiterer energiepolitischer Ziele prüft, ob der Steinkohlenbergbau weiter finanziell gefördert wird. Diese so genannte Revisionsklausel wurde durch Gesetzesänderung mit Wirkung ab 15. Juli 2011 gestrichen. Die RAG wird die geordnete sozialverträgliche Stilllegung des deutschen Steinkohlenbergbaus als verlässlicher Partner der Politik umsetzen.

Der deutsche Steinkohlenbergbau hat zugleich die Aufgabe, die ehemaligen Bergbauflächen im Einklang mit den Menschen in der Region zu entwickeln. Neue Wege eröffnen sich insofern, als nicht nur diese Flächen durch RAG Montan Immobilien gezielt zur Nutzung erneuerbarer Energieträger eingesetzt werden können, sondern auch das bergmännische Know-how genutzt werden kann – beispielsweise zur Entwicklung von Unterflurpumpspeicherkraftwerken.

Auf diese Weise leistet der deutsche Steinkohlenbergbau einen Beitrag zu einer nachhaltigen Entwicklung und unterstreicht damit, welche Möglichkeiten sich aus dem Steinkohlenbergbau heraus auch für die zukünftige Energieversorgung bieten.

Herne, im Oktober 2011

Bernd Tönjes

Vorsitzender des Vorstands
Gesamtverband Steinkohle e. V.

Inhalt

Ein Wort zuvor **3**

Energie für neue Wege **5**

Standortbestimmung: Deutsche Steinkohle im Energiemix **9**

Gesamtwirtschaftliche Lage 10
Branchenentwicklung 11
Neuer beihilferechtlicher Rahmen 13
Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes 14
Steinkohle im Energiemix 15
Unternehmensentwicklung 16
Soziale Flankierung/Sozialpolitische Aspekte 19

Energiewende: „Neue Horizonte“ **21**

Das Energiekonzept 2010 22
Die Energiewende 2011 23
Spielräume für den Energiemix der Zukunft 25

Internationale Energie- und Kohlenmärkte **33**

Deutsche Versorgungssituation 34
Weltwirtschaftsklima und Weltenergieverbrauch 35
Deutsche Importe von Energierohstoffen 36
Entwicklungen auf dem Steinkohlenweltmarkt 38
Preise 38

Energiekompetenzen der EU **41**

Steinkohle und Umwelt **47**

CO_2-Emissionsrechtehandel 48
Einbeziehung von Grubengas in den CO_2-Emissionsrechtehandel 49
CO_2-Nutzung – Vom „Schadstoff“ zum Wertstoff 50
Die „Grüne RAG“ 52
Gastbeitrag RAG Aktiengesellschaft:
„Erneuerbare Energien dank Bergbauressourcen“ 53

Anhang

Statistik 58
Organisation Gesamtverband Steinkohle e. V. 62
Verzeichnis der Grafiken und Tabellen 63
Impressum 64
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2010 65

Das japanische Reaktorunglück in Fukushima hat zu einer Neuorientierung der deutschen Energiepolitik geführt. Der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie hat die Diskussion um die Funktion der Steinkohle als Brückenenergieträger auf dem Weg in das Zeitalter der Erneuerbaren wieder entfacht. Die Steinkohle, deren Verbrauch durch die Krise 2009 auf ein „Jahrhunderttief" gefallen war, war im abgelaufenen Jahr der Energieträger mit der höchsten Zuwachsrate (15,4 %). Das Verbrauchsniveau früherer Jahre konnte damit aber trotzdem noch nicht wieder erreicht werden.

Rund 23 % vom Gesamtaufkommen an Steinkohle in Höhe von 57,1 Mio. t SKE entfielen im Jahr 2010 noch auf die heimische Förderung. Auf Grund der hierzulande vorliegenden geologischen Abbaubedingungen sind ihre Förderkosten nach wie vor höher als der Weltmarktpreis.

Das neue Energiekonzept der Bundesregierung steht für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Zentrales Ziel ist, den „Weg ins Zeitalter der erneuerbaren Energien" realitätsnah vorzuzeichnen. In den nächsten Jahren sollen vorhandene Reserven bei Gas- und Kohlekraftwerken die Funktion einer „Brückentechnologie" übernehmen, um mögliche Engpässe bei der Stromerzeugung in Zukunft zu vermeiden und gleichzeitig Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die mit dem Energiekonzept und der Energiewende angestrebte Energieversorgung der Zukunft wird zunehmend auf erneuerbaren Energien basieren. Aber auch das Niveau des Energieverbrauchs soll durch Energiesparen und Verbesserung der Energieeffizienz noch stärker sinken. Dazu wird eine „Effizienzrevolution" gefordert. Gerade die energieintensiven Unternehmen in Deutschland haben aber ihre technischen Potenziale schon weitgehend ausgeschöpft. Deshalb müssen zuerst die Potenziale genutzt werden, die ökonomisch günstiger zu erschließen sind.

Ein besonders realistischer Ansatz zur Verbesserung der Energieeffizienz bei gleichzeitiger Umwelt-, Klima- und Ressourcenschonung liegt in der stärkeren Ausschöpfung der Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und der Verbindung bestehender Fernwärmenetze. Große Anstrengungen erfordert eine auf erneuerbare Energien gestützte Stromversorgung auch im Hinblick auf die Kapazitätserweiterung der Leitungsnetze. Der Ausbau der Stromnetze wird nicht nur in quantitativer Hinsicht angestrebt. Es wird auch eine qualitative Verbesserung der Leitungskapazitäten, wie sie unter dem Schlagwort „smart grids" zusammengefasst ist, für die Integration der Erneuerbaren erforderlich sein. Parallel dazu sind vorhandene Speicherkapazitäten auszubauen, neue zu entwickeln und umzusetzen. Der deutsche Steinkohlenbergbau überprüft die Machbarkeit von Unterflurpumpspeicherkraftwerken und verfolgt ein konkretes Projekt zum Bau eines Pumpspeicherkraftwerkes auf einer Halde. Die zuverlässigste Pufferfunktion für das Stromnetz liegt jedoch in den vorhandenen Kraftwerkskapazitäten, die zugleich die Netzfrequenz stabilisieren. Moderne flexibel fahrbare Steinkohlekraftwerke sind durchaus in der Lage, auch kurzfristig die erforderliche Kapazität bereit zu stellen. Schließlich muss die Marktintegration der erneuerbaren Energien eine Anpassung des fluktuierenden Angebots an die Stromnachfrage ermöglichen.

Da auch gemäß den ehrgeizigen Ausbauplänen des Energiekonzepts 2020 bis zu 65 % und 2030 noch 50 % der Stromerzeugung auf nicht-regenerativer Basis zu decken sind, bleibt dafür ein ausgewogener Energiemix unabdingbar, in dem neben den Erneuerbaren die Kohle eine wichtige Rolle behält und nicht durch Gas verdrängt wird. Die Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung" hat ihren Empfehlungen zur Energiewende zwar Gaskraftwerken eine „tragende Funktion" zugedacht, aber auch für die Inbetriebnahme aller in Bau befindlichen oder bereits genehmigten Kohlekraftwerke votiert. Außerdem hat sie eine „High-Tech-Strategie für saubere Kohle" sowie die CO_2-Verwertung und eine Wiederbelebung der Kohlechemie angeregt. Wären alle Kernkraftwerke in Deutschland sofort stillgelegt und Atomstrom

Steinkohle-
kraftwerk Voerde

zu 45 % durch Steinkohlenstrom ersetzt worden, hätte sich ein jährlicher Mehrbedarf an Kraftwerkskohle von ca. 22 Mio. t SKE ergeben. Gemessen am Steinkohlenverbrauch 2010 hätten somit – neben Kokskohle und Koks für die Stahlindustrie – insgesamt Kraftwerkskohle im Umfang von 53 Mio. t SKE nach Deutschland importiert werden müssen. Damit hätte Deutschland allein rund 8 % des gesamten Welthandels mit Kraftwerkskohle und fast 30 % des Volumens des für Westeuropa relevanten atlantischen Marktes für sich beansprucht. Auch wenn sich der Ausstieg schrittweise vollzieht, wird sich Deutschlands hohe Abhängigkeit von Primärenergieimporten, die heute bereits bei über 70 % liegt, in den vor uns liegenden Jahren und Jahrzehnten noch verschärfen. Hinzu wird die Abhängigkeit von Stromimporten kommen.

Die Steinkohlenimporte verlagerten sich von Polen, der Tschechischen Republik und Südafrika insbesondere auf die USA und Russland, deren Exporte nach Deutschland jeweils um mehr als das Siebenfache anstiegen. Kolumbien erhöhte seine Liefermengen um das Dreifache, während sich die Importe aus Australien wenig veränderten. 2010 war Russland bei allen drei importierten fossilen Energieträgern das dominierende Lieferland für Deutschland. Zusammen mit den USA und Kolumbien lieferte Russland rund 54 % der deutschen Steinkohlenimporte, mit Norwegen und Großbritannien rund 59 % der Rohölimporte und mit Norwegen und den Niederlanden rund 96 % der Erdgasimporte.

Die weltweite jährliche Steinkohlenproduktion ist innerhalb von 20 Jahren um 85 % gestiegen und wird für das Jahr 2010 auf rund 6,7 Mrd. t (+ 10 % gegenüber Vorjahr) geschätzt. Davon entfielen 5,8 Mrd. t auf Kraftwerkskohle und 0,9 Mrd. t auf Kokskohle. Die drei bedeutendsten Steinkohlenförderländer mit rund 73 % der Weltsteinkohlenproduktion sind China mit 3,4 Mrd. t, die USA mit knapp 1 Mrd. t und Indien mit 0,5 Mrd. t. Die Preisnotierungen auf den Weltmärkten für Steinkohle haben sich von ihren drastischen Einbrüchen erholt und erreichen zum Teil wieder die historischen Höchststände im Boomjahr.

Die EU setzt weiterhin auf eine sichere Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen. Dazu will die EU-Kommission bis Ende 2011 einen Energie-Fahrplan vorlegen: Auf der Basis von Szenarien soll er den langfristigen Weg zu einer sicheren, bezahlbaren und emissionsarmen europäischen Energieversorgung bis 2050 weisen. Diese Roadmap soll auch Szenarien für Energiesysteme mit geringen CO_2-Emissionen und die erforderlichen energiepolitischen Maßnahmen enthalten. Es spricht vieles dafür, dass langfristige Fragen der Energieversorgung nicht mehr nur auf nationaler Ebene entschieden werden können. Daher ist es zu begrüßen, dass der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs im Hinblick auf die künftige Energiepolitik der EU die Absicht bekräftigt hat, den Energiebinnenmarkt bis 2014 vollenden zu wollen. Damit soll der Wettbewerb gefördert werden, der bislang nur begrenzt funktioniert. Denn bis zu einer gemeinsamen Energiepolitik der EU-Mitgliedstaaten ist es noch ein langer Weg – trotz der Neuregelungen im Vertrag von Lissabon und auch nach der Verabschiedung des dritten EU-Energiebinnenmarktpaketes. Es ist daher dem Europäischen Rat beizupflichten, der Anfang Februar 2011 forderte: „Um die Energieversorgungssicherheit Europas weiter zu verbessern, sollte das europäische Potenzial für eine umweltverträgliche Gewinnung und Nutzung herkömmlicher fossiler Energieträger wie auch unkonventioneller fossiler Energieträger (Schiefergas und Ölschiefer) bewertet werden.“ Insgesamt spricht viel dafür, dass die Zeit reif ist für eine stärkere Europäisierung der Energiepolitik unter Einbeziehung auch der heimischen Energieträger.

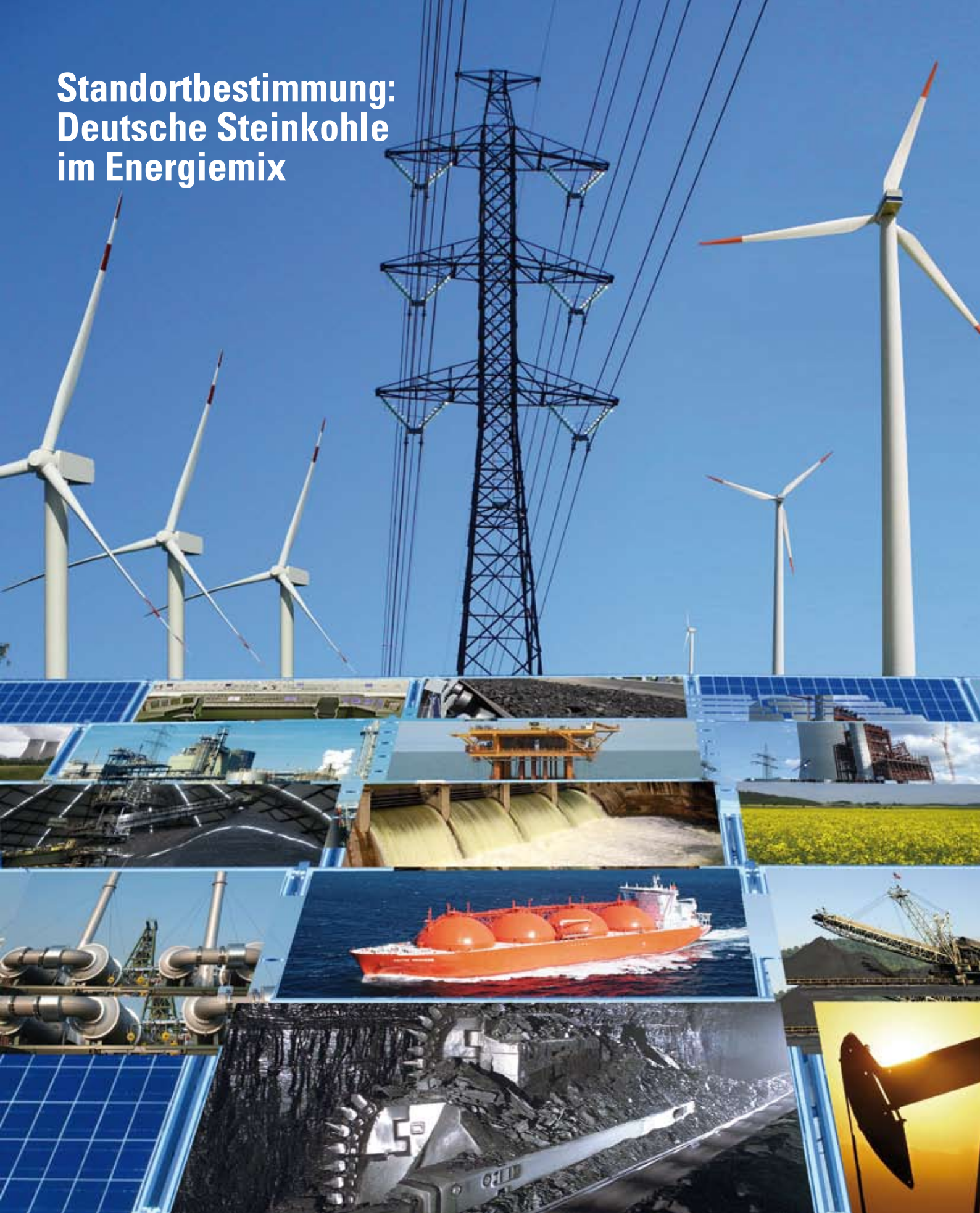
Die deutsche Steinkohle und das Unternehmen RAG nutzen ihr Know-how, um neue „grüne“ strategische Handlungsfelder zu entwickeln oder auszubauen. Dazu zählen die weitreichende Nutzung erneuerbarer Energien mit Projekten der Windenergiegewinnung

auf Halden, Biomasseanbau auf ungenutzten ehemaligen Bergbauflächen, Wärmerückgewinnung aus Grubenwasser und die schon erwähnten Projekte zur Energiespeicherung. Die Bergbaustandorte bieten hierfür vielfältige Möglichkeiten. Machbarkeit und Marktchancen werden teils noch geprüft, erste Projekte sind bereits angelaufen.

Der Beitrag zu einer sicheren Primärenergieversorgung, den die deutschen Bergleute über Jahrzehnte geleistet haben, kann dadurch nicht ausgeglichen werden. 1996, dem Jahr vor einer der großen kohlepolitischen Weichenstellungen, hatte die deutsche Steinkohle noch einen Anteil von 10 % an der Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs und 21 % an der deutschen Stromerzeugung. Heute sind es immerhin noch 3 % bzw. 6 %.

Unsere Verantwortung gegenüber den Menschen in den Bergbauregionen und der Umwelt gebietet einen verantwortungsvollen Umgang mit den Folgelandschaften des Bergbaus. Die „Grüne RAG“ kann hierzu einen wertvollen Beitrag leisten.

Standortbestimmung: Deutsche Steinkohle im Energiemix



Gesamtwirtschaftliche Lage

Die deutsche Volkswirtschaft hat sich im Jahr 2010 und so weit absehbar 2011 in bemerkenswerter Weise von der schweren Rezession erholt, die durch die globale Finanz- und Wirtschaftskrise der Jahre 2008 und 2009 ausgelöst worden war. Nach dem dramatischen Konjunktureinbruch 2009 mit einem Rückgang des Bruttoinlandsprodukts um 4,7 % wurde 2010 ein reales Wirtschaftswachstum von 3,6 % erreicht. Für 2011 haben die Wirtschaftsforschungsinstitute der Gemeinschaftsdiagnose in ihrem Frühjahrsgutachten eine Wachstumsrate von 2,8 % prognostiziert. Die Bundesregierung veranschlagte in ihrer Frühjahrsprojektion 2,6 %. Einige Experten halten sogar eine „Drei vor dem Komma" für möglich. Damit würde der krisenbedingte Einbruch voraussichtlich bereits in diesem Jahr wieder ausgeglichen. Aus dem Gesamtbild der Prognosen geht die Erwartung hervor, dass die Konjunktur zwar weiter aufwärts gerichtet ist und sich der Aufschwung fortsetzt, die Dynamik aber allmählich nachlässt. Das dürfte insbesondere dann der Fall sein, wenn die Expansion des internationalen Handels und damit die Dynamik des deutschen Exports gebremst werden, der bislang noch immer der wichtigste Wachstumstreiber in Deutschland ist. Wie unwägbar außenwirtschaftliche Faktoren sind, beweisen 2011 die aufgetretenen politischen Unruhen in der arabischen Welt, die Naturkatastrophe in Japan mit dem Reaktorunglück in Fukushima und diverse Unsicherheitsfaktoren der globalen Ökonomie: von der anhaltenden Schulden- und Vertrauenskrise im Euroraum und in den USA über volatile, tendenziell steigende Rohstoff- und Energiepreise sowie Probleme der Rohstoffverfügbarkeit bis hin zu spekulativen Blasen und der Abschwächung des Wirtschaftswachstums in einigen großen Schwellenländern wie China.

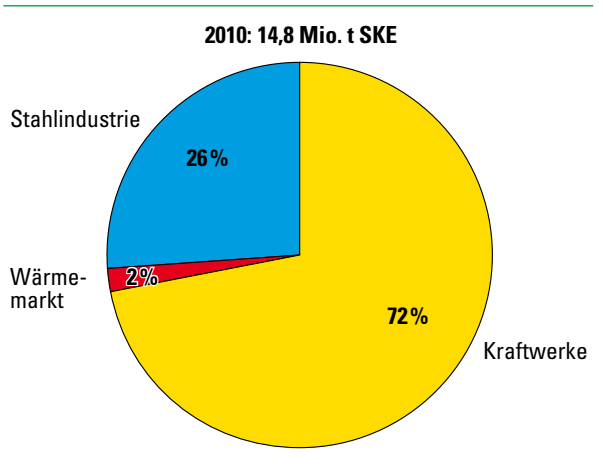
Die genannten Prognosen für Deutschland gehen indes davon aus, dass sich 2011 die konjunkturellen Auftriebskräfte von der Außen- zur Binnenwirtschaft verlagern. Dies setzt vor allem eine kräftige Zunahme der inländischen Investitionen der Unternehmen und stärkere Impulse beim privaten Verbrauch voraus. Für Letzteres sprechen die rein quantitativ deutlich positiveren Arbeitsmarktperspektiven. Die Erwerbstätigenzahl in Deutschland erreicht mittlerweile neue Rekordwerte. Die Arbeitslosenzahl könnte im Jahresdurchschnitt 2011 auf unter drei Millionen sinken. Doch das Gesamtbild ist differenziert zu betrachten. Es gibt nach wie vor große regionale Ungleichgewichte an den Arbeitsmärkten. Im Ruhrgebiet etwa ist die Arbeitslosenquote immer noch überdurchschnittlich hoch.

Angesichts spürbar höherer Inflationsraten als in den Vorjahren deuten sich auch kaum reale Zuwächse der seit Jahren stagnierenden Masseneinkommen an. Daher bleibt fraglich, wie stark der private Konsum tatsächlich zum Wachstumsmotor werden kann. Die tarifpolitische Enthaltsamkeit hat gewiss beigetragen zur Stärkung des Standorts und der internationalen Wettbewerbsfähigkeit wie auch zu den Exporterfolgen der deutschen Wirtschaft. Sie hat aber die Binnennachfrage eher geschwächt. Von der Gewerkschaftsseite wird darin ein erhebliches Konjunkturrisiko gesehen, ebenso im Sparprogramm der Bundesregierung, das zumindest kurzfristig zusätzlich restriktiv auf die Binnennachfrage wirkt. Nicht von ungefähr werden bereits Debatten über eine „Politik ohne Geld" (IW) geführt.

Ebenfalls abzuwarten ist, wie sehr die inländischen Investitionen die Konjunkturstütze bleiben. 2010 und im ersten Halbjahr 2011 hat sich die Investitionstätigkeit der Unternehmen in Deutschland insgesamt gut entwickelt, auch wenn das teilweise noch den Nachholeffekten der Krisenphase geschuldet war. BDI und BDA beklagen jedoch seit Jahren eine „strukturelle Investitionsschwäche" in Deutschland. „Schwierige und langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung … hemmen deutsche Unternehmen und ausländische Investoren, stär-

ker in Deutschland zu investieren", stellt der BDI in seinem Positionspapier „Die Zukunft von Infrastrukturprojekten: Akzeptanz steigern, Vorhaben beschleunigen, Planung vorantreiben" vom Juni 2011 fest. Der politisch verordnete Komplettumbau des deutschen Energiesystems werde gefährdet durch eine weit verbreitete Protesthaltung der Bürger gegen Großinvestitionsvorhaben aller Art.

Immense Herausforderungen stellen sich gerade im Bereich der Energieinfrastruktur durch die 2010 und 2011 eingeleiteten Neuorientierungen der deutschen Energiepolitik. Zugleich belasten steigende Energie- und Stromkosten die Investitionsbereitschaft vor allem der energieintensiven Industriezweige am Standort Deutschland. Das IW weist darauf hin, dass deren Wertschöpfung zusammen mit dem Bergbau und der „konventionellen" Energiewirtschaft zumindest bisher noch größer ist als die der „Gewinnerbranchen" der Energiewende.

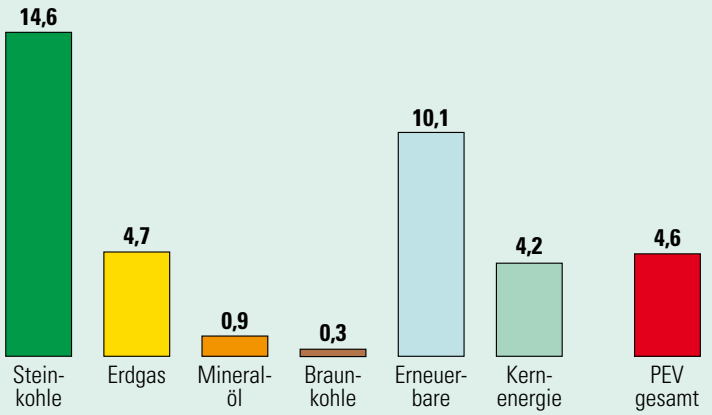


Absatzstruktur deutscher Steinkohle

Branchenentwicklung

Mit der konjunkturellen Erholung erhöhte sich auch der Primärenergieverbrauch in Deutschland. Er stieg 2010 gegenüber 2009 um 4,6 % an (auf 479 Mio. t SKE) – also noch stärker als das BIP. Dazu trug aber auch der extreme Winter bei. Dabei war die Steinkohle 2010 der Energieträger mit der höchsten Zuwachsrate (14,6 %). Ihr Verbrauch war durch die Krise 2009 auf ein „Jahrhunderttief" gefallen.

Zuwachsraten Primärenergieverbrauch 2009/10 in Deutschland
Veränderungsrate in %



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., 12/2010

Das Verbrauchsniveau früherer Jahre wurde damit trotzdem noch nicht wieder erreicht. Es bleibt abzuwarten, ob es 2011 erneut Zuwächse durch das Wirtschaftswachstum und den durch die Natur- und Reaktorkatastrophe in Japan vom Frühjahr hervorgerufenen „Fukushima-Effekt" gibt oder ob die ansonsten für die Kohle eher ungünstigen energie- und klimapolitischen Weichenstellungen den Verbrauch dämpfen.

Vom Gesamtaufkommen an Steinkohle in Höhe von 57,1 Mio. t SKE im Jahr 2010 entfielen noch rund 23 % auf die heimische Förderung. Hauptabnehmer sind die Kraftwirtschaft und die Eisen schaffende Industrie. Fast drei Viertel des Absatzes heimischer Steinkohle (72 %) entfielen auf die Kraftwirtschaft und ein Viertel auf die Stahlindustrie. Die RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH liefert darüber hinaus kleinere, in ihrer Entwick-

lung während der letzten Jahre aber stabile Mengen an Steinkohle subventionsfrei in den Wärmemarkt.

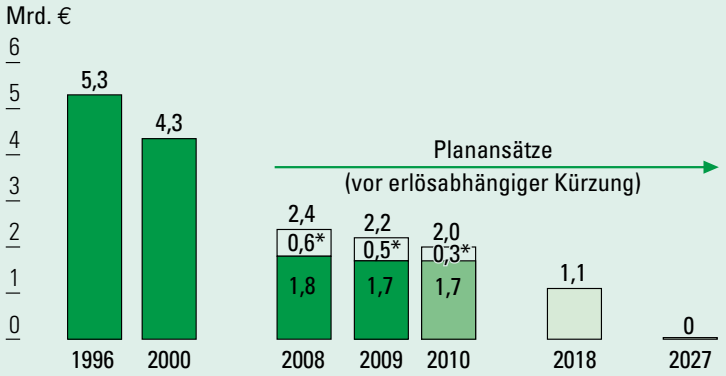
Obwohl der Anteil der heimischen Förderung an der Bruttostromerzeugung in Deutschland seit Jahrzehnten zurückgeht, leistet sie mit 6,3 % nach wie vor einen nennenswerten Beitrag. Gemessen an den vorhandenen Vorräten könnte das auch noch für lange Zeit so bleiben. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat die technisch gewinnbaren Steinkohlenvorräte im Jahr 2011 neu bewertet: Mit 2,5 Mrd. t SKE stellen sie nach der Braunkohle die größte heimische Energierohstoffreserve dar.

Allerdings sind auf Grund der hierzulande vorliegenden geologischen Abbaubedingungen ihre Förderkosten nach wie vor höher als der Weltmarktpreis. Obwohl sich die Schere auch in 2011 weiter geschlossen hat, erscheint ein subventionsfreier Bergbau in Deutschland auf Sicht schwer vorstellbar.

Einen Zuwendungsbescheid für die Jahre 2009 bis 2012 als Rechtsgrundlage der Finanzierung des Steinkohlenabsatzes sowie der erforderlichen Stilllegungsaufwendungen hat das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bereits Ende 2007 ausgestellt – mit dem Inkrafttreten des Steinkohlefinanzierungsgesetzes, das die nationale rechtliche Grundlage für ein Auslaufen des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland darstellt. Er sieht – wie die Bescheide für die vorangegangenen Jahre auch – einen degressiven Verlauf der öffentlichen Hilfen vor.

Werden höhere Erlöse erzielt, als bei der kohlepolitischen Verständigung im Vorfeld des Steinkohlefinanzierungsgesetzes unterstellt wurde, können die tatsächlich ausgezahlten Hilfen die Planansätze deutlich unterschreiten („Erlöskappung"). Dies war bereits in den Jahren 2008 bis 2010 der Fall. Während dieser Zeit wurden fast 1,5 Mrd. € an zugesagten Beihilfen wegen der gestiegenen Weltmarktpreise gar nicht erst ausgezahlt und führten bei Bund und Land NRW zu willkommenen Minderausgaben. Auch 2011 gibt die bisherige Preisentwicklung auf den internationalen Steinkohlenmärkten Anlass, von einer ähnlichen Entwicklung auszugehen.

Öffentliche Hilfen für die deutsche Steinkohle

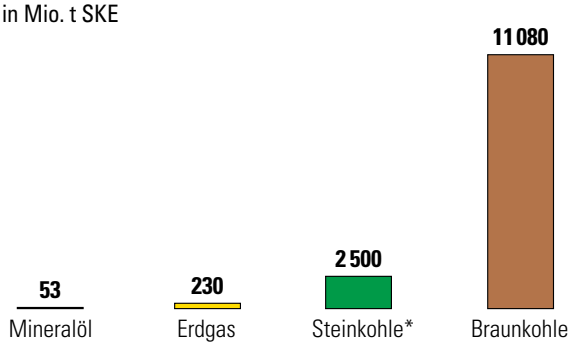


ohne RAG-Eigenanteil, *erlösabhängige Kürzung

bis 2008: gemäß Zusagen aus den kohlepolitischen Vereinbarungen 2003 (ohne Berücksichtigung der zeitlichen Zahlungsverschiebungen);
ab 2009: Planansätze gemäß Rahmenvereinbarung 2007; ab 2019: keine Absatzhilfen

Energierohstoffreserven in Deutschland

Technisch-wirtschaftlich gewinnbare Mengen
in Mio. t SKE



* Reserven deutscher Steinkohle unter Einbeziehung von Erweiterungs- und Anschlussfeldern mit gesicherten und technisch gewinnbaren Reserven.

Quellen: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, RAG AG

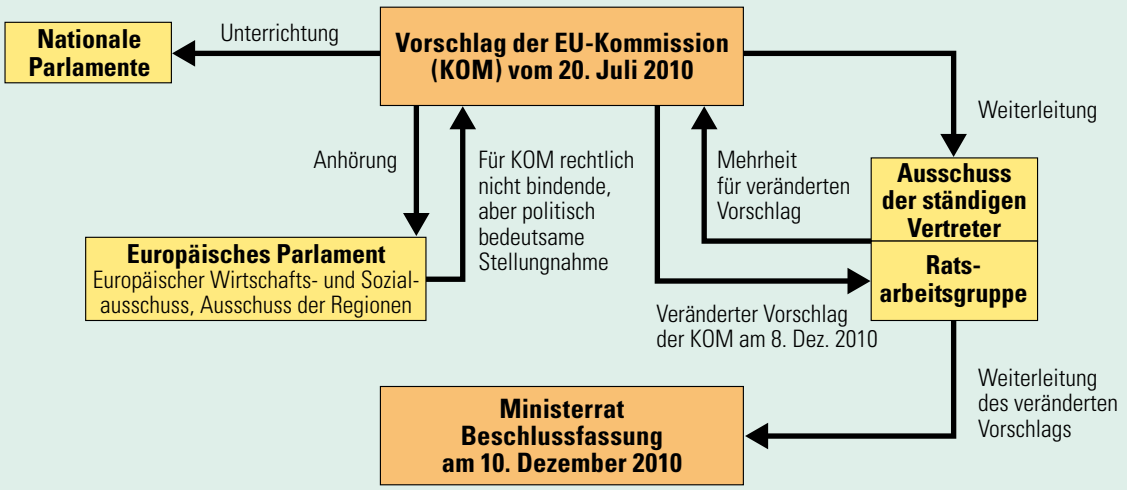
Neuer beihilferechtlicher Rahmen

Darauf hatten seit Inkrafttreten die meisten der am Zustandekommen des Steinkohlefinanzierungsgesetzes Beteiligten immer wieder hingewiesen: Voraussetzung für die Umsetzung des Gesetzes war das rechtzeitige Zustandekommen einer Nachfolgeregelung für die Ende 2010 auslaufende Verordnung Nummer 1407/2002 des Rates der EU vom 23. Juli 2002. Sie diente bisher als Rechtsgrundlage zur Gewährung von Steinkohlebeihilfen. Die EU-Kommission legte als Nachfolgeregelung am 20. Juli 2010 einen Vorschlag für eine „Verordnung des Rates über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke" vor. Dieser beabsichtigte Beihilfen nur für außergewöhnliche Kosten sowie für Stilllegungen zu akzeptieren. Stilllegungsbeihilfen sollten nur bis Oktober 2014 gewährt werden dürfen – und dies nur in Verbindung mit einem endgültigen Stilllegungsplan. Diese Nachricht schlug nicht nur in den Revieren wie ein Blitz aus heiterem Himmel ein. Auch auf politischer Ebene regte sich heftiger Widerstand. Dem Kommissionsvorschlag widersprachen nicht nur die Bundeskanzlerin und Vertreter aller maßgeblichen Parteien nachdrücklich, sondern auch die Landesregierungen der Bergbauländer Nordrhein-Westfalen (NRW) und Saarland sowie der Bundesrat.

Sie verwiesen insbesondere darauf, dass der Kommissionsvorschlag nicht vereinbar sei mit den 2007 in Deutschland getroffenen Regelungen zur geplanten Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus bis Ende 2018. Insbesondere hätte er den einvernehmlich verabredeten sozialverträglichen Personalabbau unmöglich gemacht. Massiv verkürzt worden wäre zudem der 2007 im Kohlekompromiss vereinbarte Zeitraum zum Aufbau eines Kapitalstocks der RAG-Stiftung zur Übernahme der Ewigkeitslasten. Dies hätte die Stiftung und ihre Unternehmen im Bestand gefährdet.

Die EU-Kommission legte schließlich einen neuen Vorschlag vor – als Reaktion auf die nachhaltige, parteiübergreifende Kritik in Deutschland wie in den anderen Kohleländern und insbesondere

EU-Steinkohlebeihilfen
Formaler Weg zur Ratsentscheidung am 10. Dezember 2010



auch durch das Europäische Parlament. Subventionierte Steinkohlenbergwerke müssen demnach bis Ende 2018 definitiv stillgelegt werden. Zulässig sind als „Stilllegungsbeihilfen" bezeichnete Beihilfen zum Ausgleich von Verlusten aus der aktuellen Produktion bis zur Stilllegung. Die Stilllegungsbeihilfen dürfen nur bis Ende 2018 gewährt werden. Für ihre Genehmigung gelten strenge Degressionserfordernisse. Dagegen dürfen Beihilfen für außergewöhnliche Lasten infolge der Stilllegung über 2018 hinaus bis zum geplanten Außerkrafttreten des Ratsbeschlusses zum 31. Dezember 2027 geleistet werden, sofern sie insbesondere zur Abfederung der sozialen und ökologischen Folgen dienen.

Dieser Vorschlag, den die EU-Kommission erst kurz vor der entscheidenden Sitzung des EU-Ministerrates vorlegte, ist grundsätzlich kompatibel mit den deutschen Regelungen. Er trägt zugleich der hohen regionalwirtschaftlichen Bedeutung des heimischen Steinkohlenbergbaus in NRW und im Saarland Rechnung. Der Rat der Europäischen Union nahm ihn am 10. Dezember 2010 als Beschluss über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke (Beschluss Nr. 2010/787/EU) an. Er trat am 1. Januar 2011 in Kraft.

Die Bundesregierung hat der EU-Kommission im März 2011 einen Stilllegungsplan für den Auslauf des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus zum Ende des Jahres 2018 zur Genehmigung vorgelegt. Laut Ratsbeschluss ist ein verbindlicher Stilllegungsplan Grundlage für die beihilferechtliche Genehmigung der jährlichen Beihilfeauszahlung. Er beinhaltet unter anderem auch einen Plan mit Maßnahmen zur Milderung der ökologischen Folgen der Kohlenproduktion.

Aufgrund der 2007 in Deutschland getroffenen Entscheidung, den subventionierten Steinkohlenbergbau Ende 2018 sozialverträglich zu beenden, hatte die Bundesregierung der EU-Kommission bereits im Dezember 2007 einen bis 2018 reichenden Umstrukturierungsplan übermittelt. Eine aktualisierte Fassung erhielt die Kommission im Juni 2008, nachdem es im Februar 2008 im Saarland zu Erderschütterungen gekommen war. Die EU-Kommission wähnte sich aber nicht in der Lage, den Umstrukturierungsplan zu genehmigen, da sie damals keine Rechtsgrundlage für die Gewährung von Steinkohlebeihilfen nach 2010 sah. Der jetzt der EU-Kommission vorliegende Stilllegungsplan knüpft an den Umstrukturierungsplan aus dem Jahr 2008 an. Er berücksichtigt zugleich die Erfordernisse wie etwa die verschärften Degressionsregelungen, die sich aus dem Ratsbeschluss ergeben.

Der betreffende Mitgliedstaat muss den gesamten Beihilfebetrag zurückfordern, der für den vom Stilllegungsplan abgedeckten Zeitraum gewährt wurde, sofern die Beihilfen empfangenden Bergwerke nicht zu dem Termin geschlossen werden, der in dem von der EU-Kommission genehmigten Stilllegungsplan festgelegt ist. Damit enthält der Beschluss strikte Rückforderungsregeln, die den Weg zu einer subventionsfreien Steinkohlenförderung massiv erschweren.

Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes

Auf nationaler Ebene bildet das Steinkohlefinanzierungsgesetz weiterhin die rechtliche Grundlage für alle Verträge und Vereinbarungen im Rahmen des Kohlekompromisses von 2007. Mit seiner Verabschiedung wurde es aus Unternehmenssicht möglich, den Auslaufprozess bis Ende 2018 wirtschaftlich und sozialverträglich zu steuern. Daran wurde auch im Rahmen der Mitte 2011 erfolgten Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes nichts geändert.

Die Bundesregierung hatte im November 2010 die Streichung der Revisionsklausel aus dem Steinkohlefinanzierungsgesetz beschlossen, um die EU-Beihilferegelung zu ermöglichen. Begründet wurde die Streichung mit der Unmöglichkeit einer Revision aufgrund des

bevorstehenden Ratsbeschlusses. Die Revisionsklausel hatte eine Überprüfung der Vereinbarung zum Ausstieg aus dem subventionierten Steinkohlenbergbau durch den Deutschen Bundestag zum Ziel. Konkret hätte die Bundesregierung bis spätestens 30. Juni 2012 einen Bericht vorlegen müssen. „Unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele" hätte der Deutsche Bundestag dann auf Grundlage dieses Berichts prüfen sollen, ob der Steinkohlenbergbau über 2018 hinaus gefördert werden soll.

Nachdem im Februar 2011 die erste Beratung im Bundesrat und die erste Lesung im Deutschen Bundestag stattgefunden hatten, wurde der Gesetzentwurf der Bundesregierung Mitte April 2011 vom Bundestag verabschiedet. Zuvor hatte der Wirtschaftsausschuss des Bundestages die an das Plenum des Bundestages gerichtete Beschlussempfehlung getroffen, den Gesetzentwurf anzunehmen. Er hatte zugleich einen Entschließungsantrag zurückgewiesen, in und mit Brüssel über Wege zur Sicherung der Möglichkeit eines subventionsfreien Bergbaus zu verhandeln. Falls der Weltmarktpreis für Steinkohle aber „in einigen Jahren" eine subventionsfreie Förderung erlaube, „könne man das Thema wieder aufgreifen". Die Beschlussempfehlung war mit einem Bericht über eine Sachverständigenanhörung verknüpft, die am 11. April 2011 unter Mitwirkung des Gesamtverbandes Steinkohle und der IG BCE stattfand.

Die abschließende Behandlung des Gesetzes im Bundesrat erfolgte Ende Mai 2011. Das geänderte Steinkohlefinanzierungsgesetz trat nach Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt am 15. Juli 2011 in Kraft.

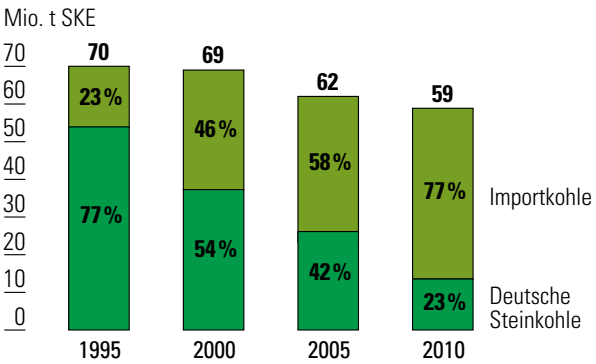
Steinkohle im Energiemix

Mit der Aufhebung der Revisionsklausel stellt die Bundesregierung die historische Bedeutung des Steinkohlenbergbaus für Deutschland ausdrücklich nicht in Frage. „Das Ruhrgebiet ist eine der bedeutendsten deutschen und europäischen Industrieregionen. Diese Entwicklung wäre ohne den Steinkohlenabbau nie möglich gewesen. Die heimische Steinkohle hat über Jahrzehnte entscheidend zum Aufbau unseres Landes und der Steigerung unseres Wohlstandes beigetragen", gab der CDU-Abgeordnete Thomas Bareiß in der Bundestagssitzung am 14. April 2011 zu Protokoll.

Steinkohle hatte bis 2010 einen festen Platz im Energiemix der Bundesrepublik Deutschland, da sie sicher verfügbar und preiswert war. Das im Spätsommer 2010 vom Deutschen Bundestag verabschiedete Energiekonzept allerdings wies ihr in ihrem wichtigsten Sektor, der Stromerzeugung, wegen der bei ihrer Verbrennung entstehenden CO_2-Emissionen keine nennenswerte Rolle mehr zu. Gleiches sollte im Übrigen in noch stärkerem Maße für die Braunkohle gelten. Erdgas wäre wegen seiner geringeren CO_2-Last weniger stark betroffen. Die führende Rolle in der Stromerzeugung sollten gemäß Energiekonzept bis spätestens 2050 die erneuerbaren Energien übernehmen. Für eine Übergangszeit sollten in der Stromerzeugung preiswerte Kernkraftwerke eine Brückenfunktion übernehmen, bis entsprechende Speichertechnologien entwickelt und realisiert sind, die die Regenerativen grundlastfähig machen.

Die Ereignisse im Kernkraftwerk Fukushima in Japan vom März 2011 haben allerdings zu einer neuerlichen Energiewende in Deutschland geführt. Der im Juni

Strukturwandel im Verbrauch heimischer und importierter Steinkohle in Deutschland



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 7/2011

2011 nach 2000 zum zweiten Mal beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie macht es erforderlich, die dadurch vorzeitig entfallenden Stromerzeugungskapazitäten durch fossile Energieträger zu ersetzen, will man sich nicht von Stromlieferungen aus Kernkraftwerken in Nachbarländern abhängig machen. Dies eröffnet der Kohle – damit auch der Steinkohle – gemeinsam mit dem Erdgas eine neue Perspektive. Sie werden als Brücke in das Zeitalter der erneuerbaren Energien und als Backup-Kapazitäten benötigt – das heißt zum Ausgleich der stark fluktuierenden Energie-Verfügbarkeit aus Wind und Sonne. Gleichzeitig wirken sie sich Kosten dämpfend auf den Strompreis aus. Er wird tendenziell ansteigen auf Grund verschiedener, durch den Ausbau der erneuerbaren Energien erzeugter Effekte – wie etwa der Ausbau der Hochspannungsnetze und steigende Einspeisevergütungen. Allerdings stellt sich die Frage nach der längerfristigen Perspektive neuer Steinkohlekraftwerke. Der Bau zusätzlicher und der Ersatz alter, ineffizienter Kraftwerke erfordern hohe Investitionen im Milliarden-Euro-Bereich. Solche Kraftwerke dürften allerdings kaum wirtschaftlich zu betreiben sein. Der Grund: steigende Preise für CO_2-Emissionszertifikate und nur geringe Auslastung wegen vorrangiger Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien. Der Kapitalrückfluss bliebe aus. Wegen dieser Investitionsunsicherheit wurde vielerorts bereits heute die Planung neuer Kraftwerke aufgegeben oder auf unbestimmte Zeit verschoben.

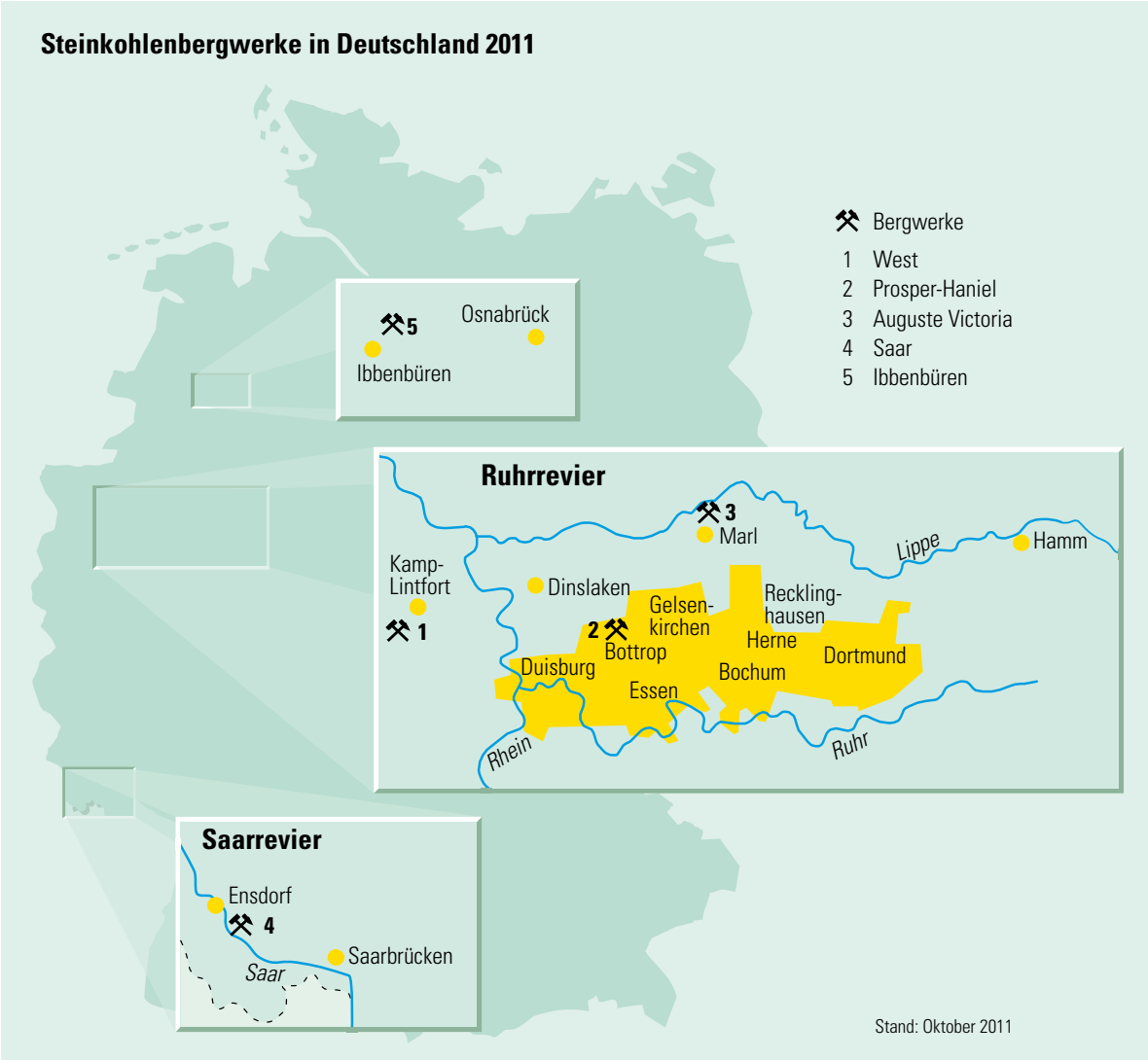
Die Bundesrepublik ist nicht das einzige Land, das der Steinkohlennutzung wieder eine stärkere Rolle als zuvor zuweist. Japan hat bereits unmittelbar nach der Reaktorkatastrophe vermehrt Steinkohle auf dem Weltmarkt nachgefragt und wird das bei der Umsetzung seines Beschlusses, ebenfalls aus der Kernenergie auszusteigen, erst recht tun. Darüber hinaus ist und bleibt China trotz ständig steigender eigener Produktion größtes Steinkohlenimportland. Und auch Indien führt im Zuge der wirtschaftlichen Entwicklung des Landes in zunehmendem Maße Steinkohle ein. Alles zusammen hat schon in diesem Jahr zu größeren Verschiebungen im seewärtigen Kohlenhandel vom atlantischen hin zum pazifischen Markt geführt.

Es gibt gute Gründe dafür, dass erneuerbare Energien zukünftig das Rückgrat der Energieversorgung bilden sollen. Bis sie diese Aufgabe vollständig übernehmen können, muss ihre technische und ökonomische Integration geklärt sein. Zur Vollversorgung ist es ein langer Weg. Die Steinkohle kann beim Übergang helfen – als Energieträger und als Rohstoff.

Unternehmensentwicklung

Der Rahmen der Unternehmensplanung der RAG Aktiengesellschaft ist das Steinkohlefinanzierungsgesetz von 2007 mit dem damit verknüpften Vertragswerk. Die RAG ist ausschließlicher Betreiber des verbliebenen deutschen Steinkohlenbergbaus. Sie hatte im Jahr 2008 ihre Bergbauplanung an die sich daraus ergebenden Erfordernisse angepasst. Die Planung sah unter anderem eine Reduzierung der Jahresförderung auf unter 12 Mio. t vor und einen Abbau des Personals auf unter 15 000 Mitarbeiter bis zum Jahr 2012. Mit Inkrafttreten der neuen EU-Beihilferegelung und der Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes im Jahr 2011 existiert nun ein rechtsverbindlicher Rahmen: Auf dessen Basis kann die deutsche Steinkohle ihre Strategie für die Beendigung des Bergbaus zum Ende des Jahres 2018 und zur Bewältigung der darauf folgenden Aufgaben der Alt- und Ewigkeitslasten konkretisieren. Sie tut dies unabhängig von den neuen Weichenstellungen in der deutschen Energiepolitik.

Die Steinkohlenförderung in Deutschland lag mit 12,9 Mio. t im Jahr 2010 um 0,9 Mio. t unter der des Vorjahres. Die Zahl der Mitarbeiter sank auf 24 000. Ursache dafür war nicht zuletzt die Stilllegung des Bergwerks Ost in Hamm am 30. September 2010. Der Anpassungsprozess im Bergbaubereich setzte sich auch in diesem Jahr fort: Zum 1. Juni 2011 wurde die letzte in Bergbaubesitz befindliche Zechenkokerei – Kokerei Prosper in Bottrop – an den Stahlproduzenten ArcelorMittal Bremen



GmbH verkauft. Gleichzeitig sichert dieser Verkauf den Fortbestand der Kokerei Prosper mit ihren Arbeitsplätzen am Standort Bottrop über das Jahr 2018 hinaus – und damit über das Ende des subventionierten Steinkohlenbergbaus.

Zum Erreichen der in der bisherigen Bergbauplanung festgelegten Ziele sind bereits 2008 konkrete Maßnahmen vereinbart worden. Schon damals beschlossen wurde die endgültige Beendigung des Steinkohlenbergbaus im Saarrevier mit dem Förderende des Bergwerks Saar zum 30. Juni 2012. Darüber hinaus sieht die Bergbauplanung die Stilllegung 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 auf nur noch drei Bergwerke in NRW konzentrieren: Prosper-Haniel in Bottrop, Auguste Victoria in Marl und Ibbenbüren an der Grenze zu Niedersachsen.

Die Rückführung des Steinkohlenbereichs macht bei der RAG Aktiengesellschaft einen verantwortungsvollen Umgang mit der vorhandenen Bergbau-Infrastruktur notwendig. So arbeitet auch die RAG inzwischen auf der Basis der vorhandenen Kompetenzen an neuen, „grünen" Konzepten als Beitrag zu einer innovativen, umweltfreundlichen Energieversorgung.

Aktuell entwickelt sich bei der RAG mit den erneuerbaren Energien ein weiteres Geschäftsfeld neben den vielen, seit über 30 Jahren betriebenen Aktivitäten rund um Immobilien und Flächen. Halden, Schächte, Grubenwasser, Gebäude, Grundstücke und das Know-how im Unternehmen können für Projekte in den Bereichen Windkraft, Photovoltaik, Pumpspeicherkraftwerke, Geothermie und Grubenwasserwärme genutzt werden (siehe auch Gastbeitrag unter „Steinkohle und Umwelt").

Mit der RAG Montan Immobilien nimmt die RAG ihre Verantwortung wahr, den Strukturwandel in den Bergbaurevieren zu unterstützen.

Das Tochterunternehmen besetzt eine Vielzahl dieser Zukunftsthemen. Schwerpunkt ist hier die Nachnutzung frei werdender Bergbauflächen und -gebäude.

Ein anderes Beispiel für die unmittelbaren Auswirkungen des schrumpfenden Bergbaubereichs auf die Konzernstruktur ist auch die 2009 gegründete RAG Mining

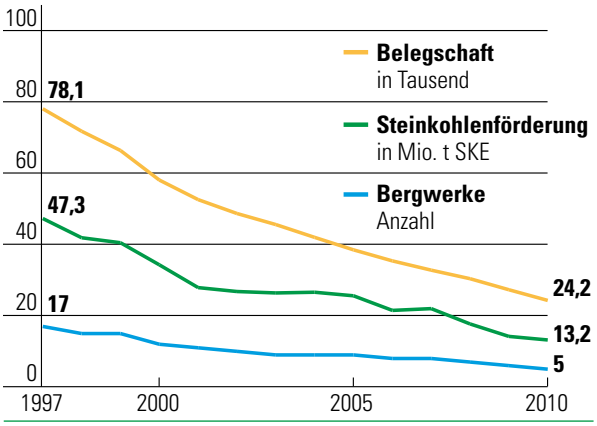
Bergbautechnik praxisnah

Deutsches Ingenieurwesen in der Bergbautechnik wird weltweit geschätzt. Das beweisen nicht zuletzt die seit Jahren steigenden Exportumsätze der heimischen Bergbaumaschinenhersteller. Um ihren Vorsprung zu sichern, ist es jedoch nötig, die vorhandene Technik stetig weiter zu entwickeln und neue Technologien in der Praxis zu erproben. Ideale Voraussetzungen dazu bieten die verbliebenen deutschen Steinkohlenbergwerke auf Grund ihrer anspruchsvollen geologischen und klimatischen Rahmenbedingungen sowie der hierzulande herrschenden hohen Standards im Arbeits-, Gesundheits- und Umweltschutz. So befindet sich zur Verbesserung der Transportlogistik aktuell ein bei der RAG entwickeltes, integriertes Leit-, Steuer- und Kommunikationszentrum im Probebetrieb auf dem Bergwerk Auguste Victoria in Marl. Es soll im Regelbetrieb anschließend auf dem Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop zum Einsatz kommen und kann mit seiner zukunftsweisenden Prozesstechnik auf diesem Wege den Kunden aus aller Welt präsentiert werden.

Forschungspreis 2011

Darüber hinaus verleiht die RAG Aktiengesellschaft auch 2011 wieder ihren Forschungspreis für außergewöhnliche Leistungen im Bereich Forschung und Entwicklung. In diesem Jahr wird der Preis vergeben für die im Rahmen des Forschungsprojektes „Geometrisches Monitoring der Tagesoberfläche für aktive Bergbaubereiche, Stillstands- und Altbergbaubereiche durch integrierte Nutzung von GIS und multisensoralen Erfassungsverfahren ‚GeoMon'" erstellte Datenbank zur nachhaltigen und zukunftssicheren Verwaltung, Aufbereitung, Analyse und Bereitstellung aller bei RAG vorliegenden übertägigen Punkte, welche die Ergebnisse aus den Daten fernerkundlicher Radarsatelliten führen kann.

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau



Solutions GmbH. Sie wächst als Consulting- und Dienstleistungsunternehmen kontinuierlich. Weltweit zunehmend stärker nachgefragt sind angesichts steigender Steinkohlenförderung gebrauchtes, aber modernes Bergbau-Equipment sowie Beratungsleistungen auf der Basis des seit Jahrzehnten angesammelten Bergbau-Know-hows.

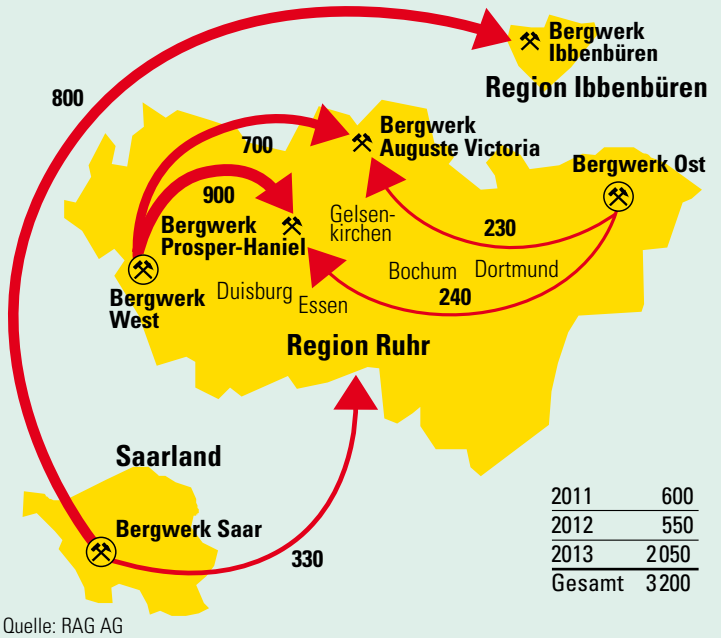
Eine weitere Veränderung in der Konzernstruktur der RAG Aktiengesellschaft ergab sich durch den Erwerb von 2 % der von der Evonik Industries AG gehaltenen Geschäftsanteile an der RVG GmbH. Der RAG-Konzern hat damit seinen Anteil an dem Unternehmen auf insgesamt 51 % erhöht. Gleichzeitig vereinbarte der RAG-Konzern die vollständige Übernahme der restlichen 49 % der Geschäftsanteile von der Evonik Industries AG zum 1. Januar 2013. Hauptaufgabe der RVG GmbH, die nun wieder RAG Verkauf GmbH heißt, ist die Vermarktung deutscher Steinkohlenprodukte und die zuverlässige Versorgung ihrer Kunden. Neben der Vermarktung deutscher Kraftwerks- und Kokskohle beschafft die RAG Verkauf GmbH auch die notwendige Kokskohle für die Kokerei Prosper in Bottrop. Sie verkauft deren Produkt Koks ebenso wie die Kokerei-Nebenprodukte (unter anderem Gas, Teer). Die RAG Verkauf GmbH vermarktet darüber hinaus einen Teil des Bergematerials, das mit der Kohlenproduktion anfällt. Über Tochterunternehmen und Beteiligungen ist die RAG Verkauf auch in der Brennstoff- und Wertstoffaufbereitung tätig.

Die Evonik Industries AG selbst hatte sich auch vom Mehrheitsanteil an ihrer Kraftwerkstochter Evonik Steag GmbH getrennt – ein Mitgliedsunternehmen beim Gesamtverband Steinkohle e. V. Nach der Übernahme von 51 % ihrer Anteile durch das Stadtwerke-Konsortium Rhein-Ruhr firmiert der Essener Energieerzeuger seit dem 8. Juni 2011 unter dem Namen STEAG GmbH.

Soziale Flankierung/Sozialpolitische Aspekte

Den Rahmenbedingungen im deutschen Steinkohlenbergbau trugen auch die Tarifverhandlungen für seine Beschäftigten im Jahr 2011 Rechnung. Der mit einer Laufzeit von 24 Monaten bis zum 31. Dezember 2012 erzielte Tarifabschluss stellt für Arbeitgeber wie Gewerkschaft einen fairen Kompromiss dar. Er trägt zum einen dem Ziel Rechnung, den Anpassungsprozess unter Einhaltung des durch das Steinkohlefinanzierungsgesetz vorgegebenen Kostenrahmens weiterhin sozialverträglich zu gestalten. Zum anderen wurde den Arbeitnehmern des deutschen Steinkohlenbergbaus mit einer Anhebung

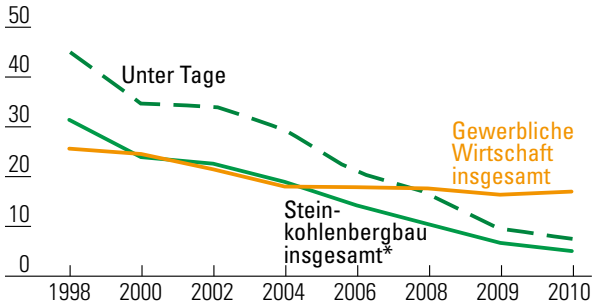
RAG: Mitarbeiterverlegungen 2010 bis 2013
3200 der geplanten 5000 Verlegungen stehen noch bevor



2011	600
2012	550
2013	2050
Gesamt	3200

Quelle: RAG AG

Unfälle (Gesamtzahl je 1 Mio. Arbeitsstunden)



* nur unter Bergaufsicht stehende Unternehmensteile

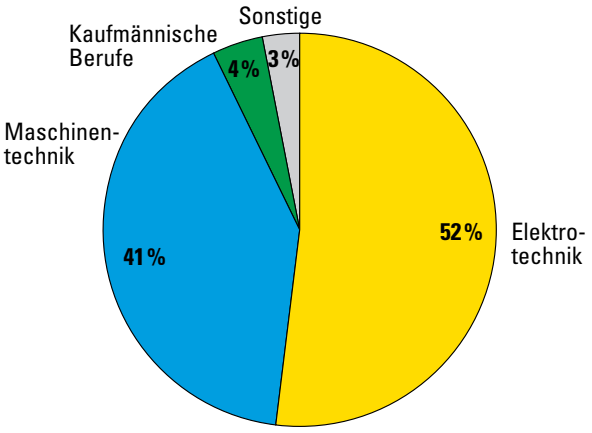
Quelle: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung, RAG AG

Entwicklung der Unfallzahlen

der tariflichen Löhne und Gehälter um 3,3 % zum 1. April 2011 sowie einer Einmalzahlung eine Einkommensverbesserung gewährt, die oberhalb der zu erwartenden Inflationsrate liegt. Dies geschah in Anerkennung der besonderen Leistung der Bergleute im Jahr 2010. Trotz der großen persönlichen Belastung für sie selbst und ihre Familien aufgrund der inzwischen gelösten EU-Problematik haben sie engagierten Einsatz gezeigt.

Fachrichtungen der Auszubildenden im Steinkohlenbergbau

Auszubildende insgesamt: 1 056



Die Bewältigung des sozialverträglichen Personalabbaus war und bleibt eine Herausforderung – im Jahr 2010 ebenso wie auch in den folgenden Jahren. Von besonderer Bedeutung sind hierbei die Personalverlagerungen bei der Stilllegung von Betrieben. Die verlegten Mitarbeiter gleichen an den verbleibenden Standorten die Fehlbestände aus, die durch die dort ausscheidenden Beschäftigten entstehen. Insgesamt sind in den Jahren 2010 bis 2013 rund 5 000 Verlegungen notwendig. Hiervon erfolgen noch etwa 3 200 in den nächsten Jahren. Von besonderem Gewicht sind hier 1 130 Beschäftigte, die vom Bergwerk Saar ins Ruhrrevier (330) oder nach Ibbenbüren (800) wechseln werden. Dies verlangt von allen Beteiligten ein Höchstmaß an Flexibilität und Solidarität: Die verlegten Beschäftigten müssen sich auf ein neues und für sie im Wesentlichen unbekanntes Arbeits- und Lebensumfeld einstellen. Auch seitens der Stammbelegschaft erfordern diese Maßnahmen ein hohes Maß an Integrationsfähigkeit.

In Anbetracht dieser Rahmenbedingungen ist es besonders erfreulich, dass die Anstrengungen in der Arbeitssicherheit und im Arbeitsschutz weiterhin positive Ergebnisse zeigen. Bereits in den letzten Jahren war erkennbar, dass die Unfallquoten sowohl über Tage als auch unter Tage stärker rückläufig sind als in der gesamten gewerblichen Wirtschaft. Während hier im Jahr 2010 sowohl absolut (+ 8,3 %) als auch bezogen auf die geleisteten Arbeitsstunden ein Anstieg zu verzeichnen war (Anstieg um 3,8 % auf 16,5 Unfälle je Mio. geleisteter Arbeitsstunden), sank bei der RAG Deutsche Steinkohle AG die Unfallquote je Mio. geleisteter Arbeitsstunden auf 4,62 (Vorjahr 6,3) und unter Tage auf 6,98 (Vorjahr 9,1).

Der Steinkohlenbergbau zählt hierzulande noch immer zu den größten Ausbildern – und das trotz der Notwendigkeit, die Personalzahlen stetig an die geringer werdende Förderung anzupassen. Er kommt damit nicht zuletzt seiner sozialen und regionalen Verpflichtung nach. So haben im Jahr 2011 wieder 254 junge Menschen ihre Ausbildung bei der RAG Aktiengesellschaft begonnen. Damit beschäftigt das Unternehmen zu Beginn des neuen Ausbildungsjahres 1 056 Auszubildende. Die Schwerpunkte liegen in den Bereichen Industriemechaniker, Elektroniker für Betriebstechnik, Mechatroniker sowie im kaufmännischen Bereich.

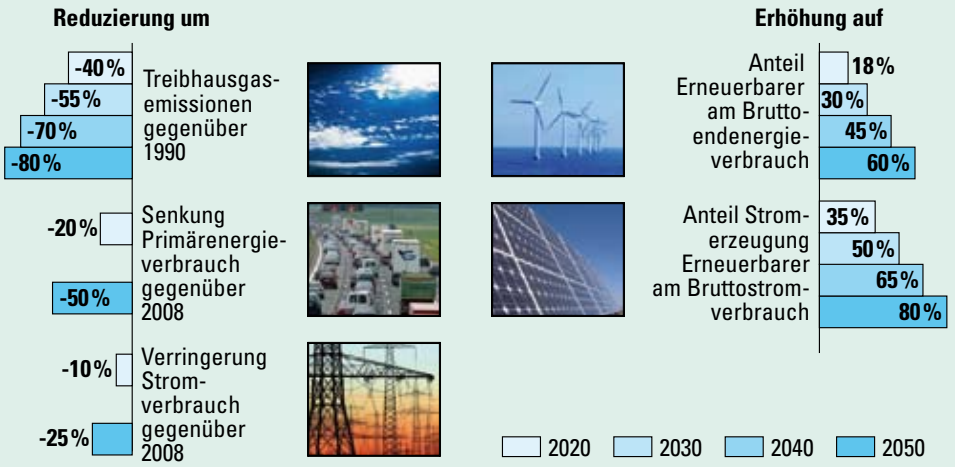
Energiewende: „Neue Horizonte“

Das Energiekonzept 2010

Im Herbst 2010 beschloss die Bundesregierung ihr im Koalitionsvertrag des Vorjahres angekündigtes „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“. Damit sollte erstmals nach drei Jahrzehnten eine langfristige energiepolitische Gesamtstrategie für Deutschland formuliert werden. Das Energiekonzept 2010 hat den Schwerpunkt auf sehr ambitionierte nationale Klimaschutz- und Energieeinsparziele gesetzt. Sie sind langfristig angelegt worden: Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80 bis 95 % und bereits bis 2020 um 40 % (jeweils gegenüber 1990), Verringerung des Primärenergieverbrauchs bis 2050 um 50 % und bereits bis 2020 um 20 %, Verminderung des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 und bereits um 10 % bis 2020 (jeweils im Vergleich zu 2008). Weitere Zwischenziele gibt es für jede Dekade. Zentrales Ziel des Energiekonzepts ist es, den „Weg ins Zeitalter der erneuerbaren Energien“ zu ebnen. Ihr Anteil am Bruttoendenergieverbrauch soll bis 2050 auf 60 % ausgebaut werden. In der Stromerzeugung soll ihr Anteil dann sogar bei 80 % liegen und hier schon 2030 50 % bzw. 2020 35 % erreichen. Derartige Zielsetzungen wären „Weltrekord“, wie Bundeskanzlerin Merkel in einer Anzeigenkampagne zum Energiekonzept erklärte. Darin hieß es zur Begründung auch: „Das Zeitalter von Kohle und Öl geht zu Ende“ – was zumindest für die Kohle nur als politische Absichtserklärung zu verstehen war, denn die Kohlenreserven reichen anders als bei Mineralöl national wie international noch für Jahrhunderte.

Die Kernenergie sollte dabei die Funktion einer „Brückentechnologie“ übernehmen – auf dem Weg vom „alten fossilen“ Energiezeitalter in die regenerative und dekarbonisierte Energiezukunft. Sie sei notwendig, um dem Umbau des Energiesystems genügend Zeit zu verschaffen und „gleichzeitig den Preis für Strom bezahlbar (zu) halten“. Die im Jahr 2000 von der damaligen Bundesregierung beschlossene Frist für den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 wäre „zu kurz“, hieß es noch in einer Mitteilung der Bundesregierung vom Oktober 2010: Ein Viertel der Stromversorgung könnte nicht „ohne erhebliche Kosten, Importrisiken und Klimabelastungen ersetzt werden.“ Deswegen beschloss die Koalition noch im vergangenen Jahr – vor Fukushima – eine Verlängerung der Laufzeiten der Kernkraftwerke in Deutschland um durchschnittlich 12 Jahre. Jüngere Kernkraftwerke sollten sogar zusätzliche 14 Jahre betrieben werden können. Der Kohle dagegen wurde eine solche Brückenfunktion (zunächst) nicht zugemessen, obwohl sie nach wie vor die wichtigste heimische Energiequelle und traditionell stärkste Säule der Stromerzeugung in Deutschland ist. Die Steinkohle wie auch die Braunkohle sind im Energiekonzept 2010 nur am Rande behandelt worden. Ihre Perspektive blieb eher bescheiden. Die im Vorfeld des Energiekonzepts

Das Energiekonzept der Bundesregierung – Ziele und Annahmen

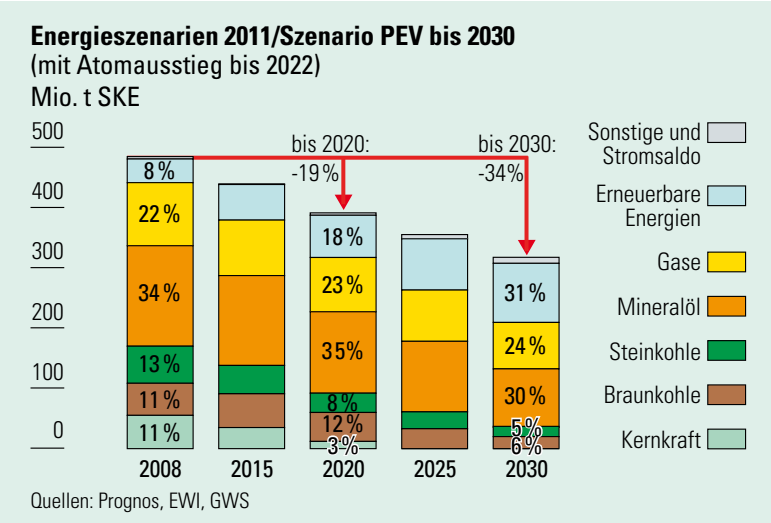


beauftragten Energieszenarien veranschlagten für den nationalen Verbrauch des Energieträgers Steinkohle insgesamt beinahe eine Halbierung bis 2020 und eine weitere Halbierung bis 2050. Dies galt im Fall des sodann beschlusskonformen Zielszenarios II a, das eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke um 12 Jahre unterstellte. Demnach würde es allerdings auch 2050 noch eine Restgröße an Steinkohlenbedarf von rund 15 Mio. t SKE geben. Diese müsste jedoch zu 100 % aus Importsteinkohle gedeckt werden. Denn zur heimischen Steinkohle wurde im Energiekonzept festgestellt, dass „die subventionierte Förderung im Einklang mit den nationalen und europäischen Regelungen beendet wird“. Dazu sind die entsprechenden Regelungen inzwischen getroffen worden.

Die Zielvorgaben und der Kabinettsbeschluss zum Energiekonzept 2010 wurden bereits im GVSt-Jahresbericht 2010 (S. 44 ff.) ausführlicher erörtert. Das Gesamtkonzept und ein erstes großes Maßnahmenpaket zu seiner Umsetzung einschließlich der Atomgesetznovellen sind hernach bis zum Jahresende 2010 von der Koalition im Bundestag verabschiedet worden. Schon in der Entscheidungsphase gab es jedoch massive Kritik. Politische Opposition und Umweltorganisationen kritisierten vor allem die Laufzeitverlängerungen für die Kernkraftwerke. Die IG BCE forderte unter anderem, der Kohle anstatt der Kernenergie die Brückenfunktion zu übertragen. Aus der Wirtschaft, aber auch seitens der Verbraucherverbände wurden erhebliche Zweifel an der Tragbarkeit der Kosten des Umbaus des Energiesystems ebenso wie an der Realisierbarkeit der Energieeinsparziele laut. Der BDI etwa äußerte Bedenken gegenüber dem planwirtschaftlichen Charakter detaillierter Energieziele für einen 40-Jahres-Zeitraum. Fachleute verwiesen außerdem auf eine Reihe ungesicherter Prämissen in den zugrunde gelegten Energieszenarien. Das galt für die Annahme eines globalen Klimaabkommens, eines zielkonformen Wirtschaftswachstums, eines voll integrierten und optimal arbeitsteiligen europäischen Strom- und Erneuerbare-Energien-Verbunds ebenso wie für zeitgerechte energietechnologische Innovationen (etwa bei der Speicher- oder der CCS-Technologie) und die Lösung aller Akzeptanzprobleme im Energiebereich. Zudem blieben verschiedene Dimensionen der Energieversorgungssicherheit im Energiekonzept 2010 unterbelichtet. Zu nennen sind etwa der parallel erforderliche Ausbau der Energienetze oder die auch gemäß Energiekonzept mindestens bis 2040 fortbestehende Abhängigkeit von Importen fossiler Energieträger, insbesondere von Mineralöl und Erdgas. Die Bedeutung gerade dieses Aspekts hat sich inzwischen durch die politischen Unruhen in Nordafrika und der arabischen Welt noch erhöht. Aus allen diesen Gründen wurde schon 2010 die Erhaltung energiepolitischer „Rückfalloptionen“ verlangt.

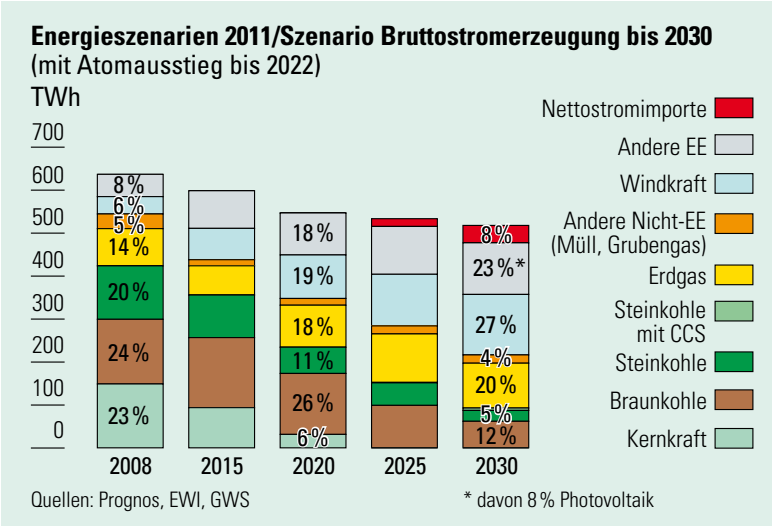
Die Energiewende 2011

Schon wenige Monate nach seiner Verabschiedung ist es zu einer Revision des Energiekonzepts gekommen, die eine beschleunigte Energiewende in Deutschland veranlasst hat. Das infolge einer furchtbaren Naturkatastrophe am 12. März 2011 ausgelöste Reaktorunglück im japanischen Fukushima hat nicht nur gravierende ökologische und ökonomische Auswirkungen für Japan zur Folge. Es hat auch in anderen Ländern große Sorgen über die Nukleartechnologie hervorgerufen. Insbesondere in Deutschland kam es zu einer Neubewertung der Kernenergie, damit aber auch anderer Teile des Energiemixes. Die gesellschaftliche Akzeptanz der Atomkraft ist hierzulande verloren gegangen. Die Bundesregierung hat verlautbart: „Japan ändert alles“ und in höchster Eile einen energiepolitischen Kurswechsel vollzogen. Sofort wurde eine Sicherheitsüberprüfung aller deutschen Atomanlagen angekündigt. Bereits am 15. März 2011 wurde für die beschlossene Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke ein dreimonatiges Moratorium verhängt. Unmittelbar darauf wurde verfügt, die sieben ältesten Reaktoren für die Zeit des Moratoriums sogar ganz abzu-

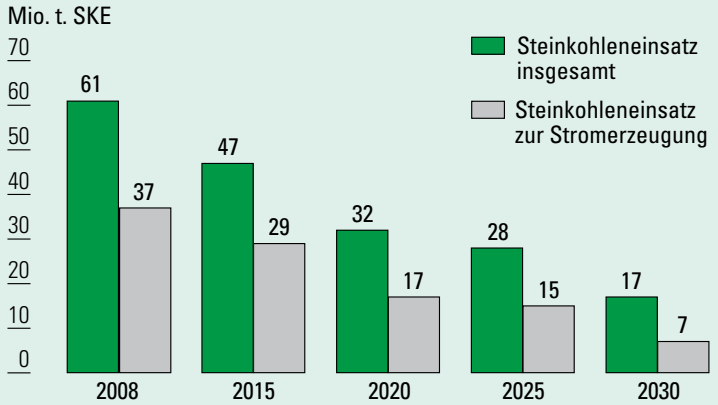


schalten. Anschließend wurden die Reaktorsicherheitskommission sowie eine neu einberufene Ethik-Kommission zur Sicherheit der Energieversorgung um Einschätzungen gebeten zur Sicherheitslage in Deutschland bzw. um Vorschläge für Alternativen zur Kernenergie im Fall eines früheren Ausstiegs. Diese wurden dann bereits im Mai 2011 vorgelegt. Parallel dazu wurde erneut eine intensive öffentliche Energiedebatte angestoßen. Auf Basis dieser Diskussionen stellte Bundeskanzlerin Merkel sehr schnell klar, dass die 2010 beschlossene Laufzeitverlängerung zurückgenommen wird: Das Ziel soll nunmehr der schnellstmögliche Ausstieg aus der Kernenergie sein. Dabei müssten der Klimaschutz und die Versorgungssicherheit grundsätzlich gewährleistet werden und Energie bezahlbar bleiben. Die Bundesregierung berief Gespräche mit den Ministerpräsidenten aller Bundesländer darüber ein, wie eine Energiewende in Deutschland beschleunigt werden kann. Sie stellte einen anspruchsvollen Zeitplan auf, der schon Anfang Juni zu Beschlüssen über die Neuausrichtung ihres Energiekonzepts geführt hat.

Im Mittelpunkt stand das verabschiedete Gesetzespaket für eine erneute Atomgesetznovelle – vorgesehen ist nun doch ein kompletter Atomausstieg schon bis 2022. Hinzu kamen ferner die vorgezogene große Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), die Beschleunigungsgesetze für den Netzausbau und die Planung von neuen Kraftwerken und Speichern zuzüglich Anpassungen beim Energiewirtschaftsgesetz. Flankiert wird dieses Gesetzesbündel von begleitenden Fördermaßnahmen für Energie-FuE, Energiesparen, Gebäudesanierung, Kraft-Wärme-Kopplung, E-Mobilität und Offshore-Windparks. Die während des Moratoriums zunächst vorläufig abgeschalteten sieben Altanlagen sowie das Kernkraftwerk Krümmel sind bereits Mitte 2011 dauerhaft abgeschaltet worden. Die übrigen neun deutschen Kernkraftwerke sollen stufenweise



Volumen deutscher Steinkohlenmarkt bis 2030 gem. Energieszenarien 2011 (mit Atomausstieg bis 2022)



Quellen: Prognos, EWI, GWS

mit festen Auslaufdaten vom Netz genommen werden – ab Ende 2015 bis spätestens Ende 2022. Auch für die (End-)Lagerung radioaktiver Abfälle soll bald eine Lösung gefunden werden. Mögliche Engpässe der Stromerzeugung sollen in den nächsten Jahren durch die vorhandene Reserve bei Gas- und Kohlekraftwerken aufgefangen werden. Begleitet wird die Umsetzung des neuen Energiekonzepts durch ein Monitoring von fachbezogenen Expertenkreisen bzw. Institutionen.

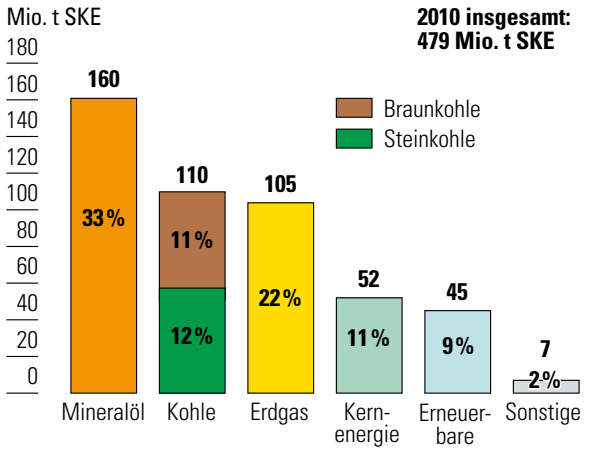
Spielräume für den Energiemix der Zukunft

Jeder Energiemix der Zukunft kann sich nur aus dem Energiemix von heute entwickeln, der zumindest kurz- und mittelfristig prägend bleiben wird. Der Primärenergieverbrauch Deutschlands im Jahr 2010 war noch immer zu knapp 80 % durch fossile Energieträger bestimmt – Mineralöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle. Der Anteil der Kernenergie lag bei knapp 11 %, der Anteil aller erneuerbaren Energien zusammen bei gut 9 %.

In der Stromerzeugung ist die Struktur des Energiemixes eine andere. Denn dabei spielen Mineralöl und Erdgas eine wesentlich geringere Rolle: Sie dominieren weitgehend die Primärenergieversorgung des Wärme- und des Transportsektors. Die Stromerzeugung Deutschlands basiert bislang hauptsächlich auf Kohle (im Jahr 2010 zu 23 % auf Braunkohle und zu 19 % auf Steinkohle) sowie Kernkraft (23 %). Erst dann folgen die erneuerbaren Energien (17 %) und das Erdgas (14 %). Nicht hinzu gerechnet werden hier die Primärenergieeinsätze der Stromimporte, weil 2010 wie seit Jahren gleichzeitig ein größerer Teil der inländischen Bruttostromerzeugung (im Saldo knapp 3 %) exportiert wurde.

Die mit dem Energiekonzept und der Energiewende angestrebte Energieversorgung der Zukunft muss sich demnach gewaltig von der Gegenwart unterscheiden. Denn darin übernehmen die erneuerbaren Energien den Löwenanteil, die fossilen Energieträger sollen eine immer geringere Rolle spielen und die Kernenergie hingegen gar keine mehr. Das betrifft allerdings nicht nur die Energiequellen und -technologien, mit denen der künftige Energiebedarf gedeckt werden soll, sondern auch das Niveau des Energieverbrauchs, das durch Energiesparen bzw. Verbesserung der Energieeffizienz drastisch sinken soll. Dafür wird eine „Effizienzrevolution“ für nötig gehalten, und die

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2010

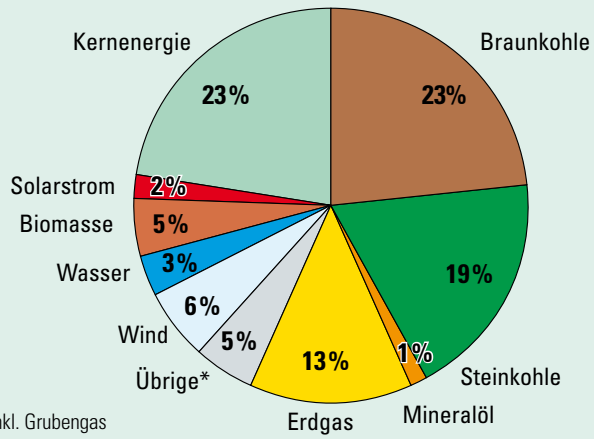


Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 7/2011

wäre auch nötig: Die Energieszenarien 2010 haben deutlich gemacht, dass die Ziele des Energiekonzepts 2010 nur erreichbar sind, wenn die Energieproduktivität bis 2050 im Durchschnitt pro Jahr um 2,3 % gesteigert werden kann. Dies gilt unter Annahme eines verhaltenen Wirtschaftswachstums von knapp 1 % p. a. kontinuierlich über 40 Jahre. In den letzten 20 Jahren seit 1990 konnte die Energieproduktivität in Deutschland selbst unter Einbeziehung des Effekts der Wiedervereinigung nur um 1,6 % p. a. gesteigert werden. Damit gehört Deutschland allerdings heute schon zu den energieeffizientesten Volkswirtschaften der Welt. Auch wenn es Bereiche mit noch großen unerschlossenen Effizienzpotenzialen gibt – etwa den Gebäudesektor oder das Transportwesen: Die jährliche Steigerungsrate der Energieeffizienz müsste massiv und dauerhaft über die historischen Erfahrungswerte angehoben werden, was in der Tat revolutionäre technologische Durchbrüche erfordern würde.

Stromerzeugungsmix in Deutschland

Bruttostromerzeugung 2010 insgesamt: 624 TWh

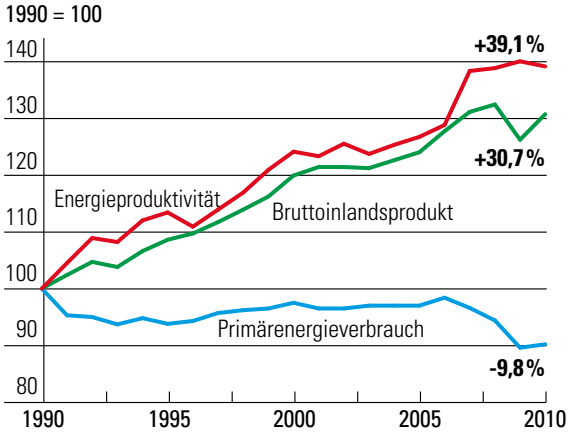


* inkl. Grubengas

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., 7/2011

Selbst wenn diese in absehbarer Zeit gelingen würden, könnte sich der „Wunderglaube an die Energieeffizienz" als trügerisch erweisen, wie etwa im Handelsblatt vom 25. April 2011 dargelegt wurde. Erinnert werden muss an die Mahnung, die schon 1865 der berühmte britische Ökonom William Stanley Jevons in seinem Buch „The Coal Question" ausrief. Damals fürchteten die Briten mitten in der industriellen Revolution, ihre Kohlenvorräte könnten schneller als erwartet zur Neige gehen und damit ihrem Wohlstand ein Ende setzen. Es war damals eine Befürchtung, die sich zwar nicht bewahrheitet hat, doch aus anderen Gründen als vermutet. Damals kamen neue Hochöfen mit geringerem Kohlenverbrauch auf, und mit ihnen die Erwartung, diese höhere Energie- bzw. Rohstoffeffizienz werde den Kohlenverbrauch reduzieren. Jevons widersprach dieser These. Das genaue Gegenteil sei wahr: Effizientere Hüttentechnik ließ die Stahlpreise sinken, was die Stahlnachfrage anregte – und damit das Wachstum der Stahlproduktion und mit ihr auch das (absolute) Wachstum des Kohlenverbrauchs. Jevons hatte Recht, und nach ihm ist das so genannte Jevons-Paradoxon benannt. Heute spricht man in ähnlichen Zusammenhängen von Boomerang- oder Reboundeffekten: Wachstum schlägt (oft) Effizienz! Das gilt auch für den Energieverbrauch. Die Folgen solcher Effekte sind immens. Die geplante Halbierung des

Entwicklung BIP, PEV und gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland seit 1990



Energieverbrauchs bis 2050 lässt sich nicht annähernd erreichen, wenn das Wirtschaftswachstum in Deutschland bis 2050 stärker ausfallen würde als in den Energieszenarien 2010 unterstellt (also im Schnitt um deutlich mehr als 1 % p. a.) und wenn die Energieeffizienz weniger stark gesteigert werden kann als angenommen – beides wären alles andere als unrealistische Abweichungen. Eine verantwortungsvolle Energiepolitik muss derartige Möglichkeiten zumindest prüfen und dafür Sorge tragen, dass künftig auch ein höherer Energieverbrauch als in den Zielszenarien vorgegeben gedeckt werden kann.

Ein besonders realistischer Ansatz zur Verbesserung der Energieeffizienz bei gleichzeitiger Umwelt-, Klima- und Ressourcenschonung liegt zweifellos in der stärkeren Ausschöpfung der Potenziale der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme kann ein größerer Teil der eingesetzten Primärenergie in Nutzenergie umgewandelt werden – vorausgesetzt, der jeweils zu deckende Strom- und Wärmebedarf lassen sich synchronisieren. Was den Wärmesektor betrifft, kann die „Effizienztechnologie KWK“ (dena) im industriellen Bereich eingesetzt werden zur Bereitstellung von Prozessenergie, in zentralen Heizkraftwerken zur Versorgung ganzer Stadtteile mit Fernwärme sowie auch zur dezentralen Objektversorgung mit Heizenergie und Strom (hier in Form der Mini- und sogar Mikro-KWK-Anlagen). Die Bundesregierung hatte den Ausbau der KWK-Förderung in ihrem Energiekonzept 2010 noch unter einen Prüfvorbehalt gestellt. In ihren energiepolitischen Eckpunkten vom Juni 2011 hatte sie aber hingegen angekündigt, „die Energieerzeugung aus KWK-Anlagen deutlich zu stärken“ und ihre Förderung über das KWK-Gesetz mit einer Novelle des Gesetzes „über 2016 hinaus fortzusetzen.“ Dabei können bereits gewachsene Strukturen zukunftsgerichtet weiter entwickelt werden. Im dicht besiedelten Ruhrgebiet etwa hat die Fernwärme eine lange Tradition. Seit 1978 gibt es mit der Fernwärmeschiene Ruhr das erste überregionale Fernwärmeverbundsystem in Deutschland. Beteiligt daran sind die Essener STEAG als größter Fernwärmeanbieter in NRW sowie weitere Unternehmen und Stadtwerke. Hier wird Fernwärme in erster Linie aus KWK in Heizkraftwerken mit Kohle-, Gas-, aber auch Biomassebasis gewonnen. Abwärmenutzung aus der Industrie kommt hinzu. Ähnliches gilt für die Fernwärmeschiene Saar. Die STEAG ist im Verbund mit den Stadtwerken prädestiniert, künftig nach längerem Stillstand beim Fernwärmeausbau im Ruhrgebiet das Fernwärmesystem in ganz NRW zu optimieren. Neben den beträchtlichen Vorteilen im Hinblick auf die Minimierung von Brennstoffverbrauch und Schadstoffbelastungen wird dadurch auch der Wettbewerb im Energiemarkt belebt. Die besonderen Vorteile der Fernwärme werden zum Beispiel auch durch das diesbezügliche Engagement der STEAG im Projekt der InnovationCity Ruhr verdeutlicht, mit dem die Bergbaustadt Bottrop zu einer Modellstadt für Energieeffizienz entwickelt wird („Innovation City“).

Realismus ist auch gefragt in Bezug auf die Chancen und Probleme der einzelnen Energieträger für den Energiemix von morgen. Die erneuerbaren Energien sollen die zukünftige tragende Säule unserer Energieversorgung werden. Doch bis dahin ist es noch ein weiter, steiniger und keineswegs eindeutiger Weg. In Deutschland wird der Ausbau der erneuerbaren Energien bislang am stärksten in der Stromerzeugung vorangetrieben. Dabei spielen aber gerade dort die fossilen Energieträger Mineralöl und Erdgas nur eine nachrangige Rolle: denn sie dominieren bisher zwar unsere Energieversorgung, ihre Vorräte aber weisen weltweit wie auch hierzulande die geringste Reichweite auf. Unter dem Gesichtspunkt der Ressourcenknappheit müssten eigentlich Öl und Gas am ehesten durch Erneuerbare ersetzt werden. Eine Antwort auf das in den kommenden Jahren erwartete Überschreiten des globalen Fördermaximums an Mineralöl ergibt sich durch die Stromeinspeisung Erneuerbarer allenfalls für den Teil des Ölverbrauchs, der durch Elektromobilität auf regenerativer Basis ersetzt werden kann. Dabei ist der so genannten Peak-Oil-Problematik von einer zu Jahresbeginn 2011 abgeschlossenen Studie

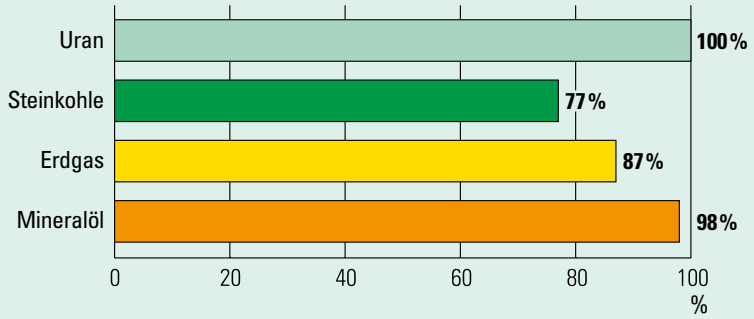
des Transformationszentrums der Bundeswehr der Rang eines „systemischen Sicherheitsrisikos“ für die gesamte Wirtschaft zugemessen worden („Peak Oil – Sicherheitspolitische Implikationen knapper Ressourcen“).

In der Debatte über den Atomausstieg und die Energiewende in Deutschland kaum beachtet worden ist auch folgender Umstand: Die in Deutschland noch verfügbaren konventionellen Öl- und Gasreserven werden nach den jüngsten Erhebungen bei heutiger Förderung bis 2022, spätestens 2025 vollständig erschöpft sein. Dann wird Deutschland auch bei Mineralöl und Erdgas total von Importen abhängig sein, ebenso wie bei der Steinkohle – bei dieser allerdings nicht aus unbeeinflussbaren geologischen, sondern aus gewollten politischen Gründen. Demzufolge wird sich Deutschlands hohe Abhängigkeit von Primärenergieimporten, die bei über 70 % liegt, in den vor uns liegenden Jahren und Jahrzehnten noch verschärfen. Heute schon tragen allein die Öl-, Gas- und Kohlenlieferungen aus Russland zu 21 % zur gesamten deutschen Primärenergieversorgung bei – genauso viel wie Kernenergie und erneuerbare Energien zusammen.

In den Energieszenarien für das Energiekonzept 2010 war herausgearbeitet worden, dass Deutschlands Energiemix auf dem Weg in das Zeitalter der Erneuerbaren noch mindestens bis 2040 von fossilen Energieträgern dominiert wird – das heißt künftig zu 100 % von fossilen Energieimporten. Dies war bereits vor dem Beschluss zum beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie absehbar. Hinzu kommt noch ein zunehmender Anteil von Stromimporten. Deshalb ist schwer verständlich, dass von vielen Seiten in erster Linie der Stromerzeugung aus Erdgas die Ausgleichsfunktion für die Kernenergie zuerkannt wird. Denn diese kann ausschließlich durch zusätzliche Erdgasimporte geleistet werden. Ob und wann eventuell unkonventionelle heimische Schiefergasvorkommen nennenswerte Versorgungsbeiträge liefern können, wird zwar in jüngster Zeit intensiv geprüft und diskutiert. Es lässt sich jedoch noch nicht seriös abschätzen. Zu bedenken ist auch, dass die Erdgasnutzung unter den fossilen Energien zwar gewisse Umweltvorteile bietet, insbesondere wegen des geringeren CO_2-Gehalts. Diese Betrachtung blendet jedoch im Hinblick auf Erdgasimporte die ökologische Gesamtbilanz von Erdgasgewinnung und -transport aus. Dies gilt auch für die Frage, welche Ersatzenergien unter welchen Bedingungen von den Erdgasexportländern genutzt werden. Ob der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung unter ökonomischen Aspekten – auch bei Berücksichtigung der CO_2-Bepreisung – wirklich dauerhaft vorteilhafter erscheint, kann stark bezweifelt werden angesichts der bislang relativ hohen und volatilen Preise. Investitionen in neue Gaskraftwerke rentieren sich für viele Energieunternehmen nicht. „Auch die Gas-Brücke wackelt“, schrieb deshalb etwa die Westdeutsche Allgemeine Zeitung.

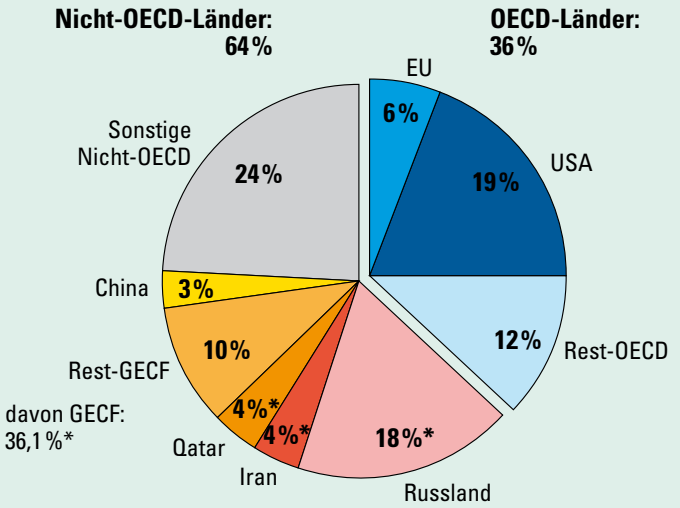
Abzuwarten bleibt, wie viele zusätzliche Gaskapazitäten über die derzeit neun im Bau befindlichen bzw. genehmigten Gaskraftwerksprojekte im Umfang von 2,8 GW mit Zeithorizont bis 2014 hinaus tatsächlich realisiert werden. Auf Kohlebasis sind in Deutschland bis dahin ebenfalls neun Kraftwerksprojekte genehmigt und in Bau, allerdings mit einer Kapazität von 10,4 GW (nicht eingeschlossen ist darin das fast fertige, aber rechtlich umstrittene Kraftwerk Datteln). Somit werden in den

Abhängigkeit Deutschlands von Energierohstoffimporten 2010



nächsten drei Jahren neue Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von mehr als 13 GW verfügbar sein, um eine mögliche Versorgungslücke zu schließen. Dabei eignen sich Kohlekraftwerke technisch für den Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung inzwischen nicht weniger als Gaskraftwerke. Steinkohlekraftwerke etwa werden seit langem flexibel in der Mittellast gefahren. Auch können neue Steinkohlekraftwerke heute ohne wesentliche Wirkungsgradverluste binnen kurzer Zeit erheblich gedrosselt werden. Hinzu kommen die Fragen der Zuverlässigkeit und Diversifizierung der Brennstoffversorgung. Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit gelten alle bisherigen Bedenken gegen zusätzliche Erdgasimporte auch weiterhin. Die konventionellen Erdgasreserven der Welt konzentrieren sich ähnlich wie die globalen Ölreserven auf relativ wenige Länder. Dies sind Länder, die mit der GECF eine der OPEC ähnliche Kartellorganisation bilden. Sie verfolgen zum Teil ausgeprägte Machtinteressen und liegen in geopolitischen Risikozonen. Auch ein großer Teil der internationalen Gastransportwege – seien es Pipelines oder Schiffsrouten für Liquefied Natural Gas (LNG) – führt durch Krisenregionen unserer Welt.

Länderkonzentration der Welterdgasproduktion 2010



* Mitglieder des GECF (Gas Exporting Countries Forum) sind außer Russland, Qatar und dem Iran z. Z. noch Ägypten, Äquatorial-Guinea, Algerien, Bolivien, Kasachstan, Libyen, Nigeria, Trinidad/Tobago und Venezuela

Quelle: BP, 2011

Erneuerbare Energien können dagegen weitgehend als heimische Energiequellen angesehen werden. Doch auch hier werden Importe ebenfalls an Gewicht gewinnen: teils direkt bei Einfuhren von Biomasse und Biosprit, teils indirekt – etwa bei „Ökostrom“ aus nicht inländischer Wind- und Wasserkraft und beim geplanten Projekt DESERTEC auch aus Solarenergie. Doch selbst wenn man die Problematik der Importabhängigkeit in Bezug auf die Erneuerbaren ausklammert: Es stellen sich auch bei ihnen Fragen bezüglich ihrer Versorgungssicherheit. Aufgrund der naturbedingten Unstetigkeiten in ihrer Verfügbarkeit kann bislang nur ein minderer Teil ihrer Kapazität als gesicherte Leistung angesehen werden. Die Bundesnetzagentur etwa hat in ihrer oben erwähnten Analyse im Durchschnitt nur rund 20 % der regenerativen Stromerzeugskapazitäten in Deutschland als gesichert angesetzt. Diese Nichtverfügbarkeiten ließen sich nur überbrücken durch eine Reihe bisher unerprobter Maßnahmen: durch flexibel zu fahrende konventionelle Kraftwerke – die dafür zeitweise unterausgelastet bleiben; durch Einbeziehung der Verbraucher beim Lastmanagement (Verbrauchsverlagerungen, unterbrechbare Lieferungen, dezentrale Eigenversorgung etc.) – wofür es noch keine passende Regulierung gibt; durch Entwicklung zusätzlicher regenerativer Potenziale – die bisher wenig erschlossen sind; oder durch großtechnische Stromspeicher – die es noch nicht gibt. Speziell auf dem Gebiet der Speichertechnologie wird zwar derzeit intensiv geforscht – zentrale

und dezentrale Speicherkonzepte, mechanische Speicher wie Pumpspeicher, Schwungmassen- und Druckluftspeicher, elektronische Speicher (insbesondere in Form von Batterien) oder auch intermediäre elektro-chemische Wasserstoff-Methan-Speicher –, ein Patentrezept hat sich jedoch daraus noch nicht ergeben. Als wirtschaftlich tragfähig gelten vor allem Pumpspeicher und in geringerem Umfang Druckluftspeicher. Deren in Deutschland verfügbare Kapazität (an Pumpspeichern derzeit rund 7 000 MW) müsste allerdings bis 2030 ungefähr versiebzigfacht werden, um zum Beispiel eine windfreie Woche sicher überbrücken zu können. Dafür wird künftig mit Sicherheit jeder Baustein gebraucht werden.

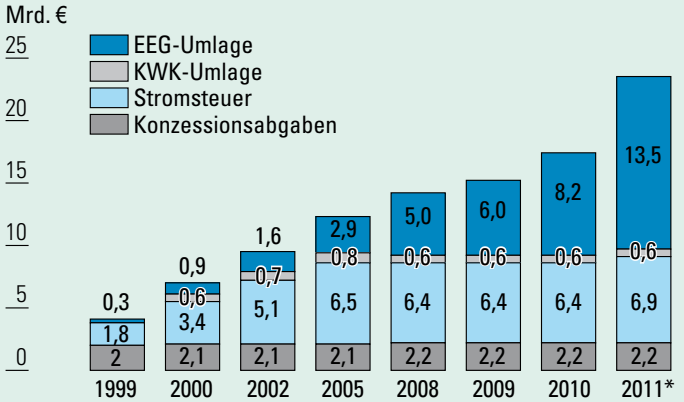
Große Anstrengungen erfordert eine auf erneuerbare Energien gestützte Stromversorgung auch im Hinblick auf die Kapazitätserweiterung der Leitungsnetze. Darum unternimmt die Bundesregierung so große Bemühungen um die Beschleunigung des Netzausbaus. Die dena-Netzstudie II hat 2010 Folgendes errechnet: Für die Integration von 30 % Strom aus erneuerbaren Energien ist allein im Hochspannungsnetz ein Trassenzubau in Deutschland von 3 600 km nötig, der binnen des kommenden Jahrzehnts realisiert werden müsste. Dies erfordert nicht nur eine enorme Beschleunigung des bisher üblichen Planungs-, Genehmigungs- und Ausbautempos, sondern auch beträchtliche Investitionskosten.

Die dena schätzt das Kostenvolumen auf knapp 10 Mrd. €. Technologische Alternativen wie etwa Erdkabel wären noch erheblich teurer. Der Ausbau der Stromnetze ist nicht nur in quantitativer Hinsicht vonnöten, weshalb zum Beispiel die Mitnutzung bestehender Verbundnetze wie dem der Deutschen Bahn sehr hilfreich sein könnte. Benötigt wird auch eine qualitative Verbesserung der Leitungskapazitäten, wie sie unter dem Schlagwort „smart grids" zusammengefasst wird. Hier gibt es faszinierende technologische Entwicklungen nicht nur im Bereich „intelligenter Stromnetze", deren Massentauglichkeit allerdings noch nicht erprobt ist. Mit der raschen Erweiterung und Verflechtung der Netze kann sich unterdessen das Störpotenzial so genannter „kritischer Infrastrukturen" – etwa an Netzknotenpunkten – ebenfalls ausweiten.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien und mit ihnen der Speicher und der Netze stellt neben den technologischen auch außerordentliche ökonomische und zum Teil auch ökologische Herausforderungen dar. Diese müssen gemeistert werden, um die energie-, umwelt- und rohstoffpolitischen Nutzenwirkungen der Energiewende auch wirklich zu erreichen. Die EEG-Umlage, mit der die Stromverbraucher die Mehrkosten der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien tragen, wird 2011 mit einem Umlagesatz von 3,5 Ct/kWh und einem Volumen von rund

Pumpspeicherkraftwerk Herdecke (RWE)

Entwicklung der staatlich verursachten Belastung des Strompreises



* Prognose

Quelle: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2011

13 Mrd. € voraussichtlich einen neuen Rekordwert erreichen. Die Differenzkosten zwischen der Einspeisevergütung für regenerativen Strom und dem Markt- bzw. Börsenpreis für Strom sind ökonomisch einer Subvention gleichzusetzen. Dabei werden Wind-, Solar- und Biostrom inzwischen jeweils für sich höher subventioniert als die heimische Steinkohle. Hinzu kommen weitere spezifische staatliche Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien wie das Marktanreizprogramm, die FuE-Förderprogramme oder zinsverbilligte KfW-Darlehen für Investitionsprojekte im Bereich erneuerbarer Energien. Die Vorausschätzung des 2011 vom BMU vorgelegten EEG-Erfahrungsberichts beziffert das kumulierte Volumen der Differenzkosten für den Zeitraum 2012 bis 2030 auf rund 175 Mrd. €. Das ebenfalls 2011 vom BMU veröffentlichte, bereits 2010 erstellte Leitszenario für den Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030 unterscheidet verschiedene Varianten, je nach Strompreispfad und einem hypothetischen Ansatz externer Kosten. Doch auch hier zeigt jede Variante einen weiter steigenden Trend, der sich erst gegen 2020 umkehrt. Ein breiter Durchbruch der Wirtschaftlichkeitsschwelle wird für die erneuerbaren Energien nicht vor 2025, unter Umständen auch erst später für möglich erachtet. Mindestens solange muss die deutsche Volkswirtschaft also die Mehrkosten für den politisch allseits gewollten Ausbau der Erneuerbaren tragen, um die mit ihnen verbundenen Chancen realisieren zu können.

Auch unter Umwelt- und Akzeptanzgesichtspunkten bedingt ein flächendeckender Ausbau der erneuerbaren Energien (und der Netze) bestimmte Probleme. So sind vielfältige Konflikte mit dem Natur- und Landschaftsschutz sowie mit Anwohnerinteressen zu erwarten. Sie müssen in den Planungen von vorneherein berücksichtigt und erfolgreich vermittelt werden. Hinzu kommt die Verwendungskonkurrenz um knappe Flächen und Rohstoffe mit anderen Verwendungsoptionen, etwa für den landwirtschaftlichen und industriellen Bedarf. Umso wichtiger werden Optionen, die solche Verwendungskonkurrenzen vermeiden helfen und eine neue Nutzung schon etablierter und akzeptierter Infrastrukturen erlauben. Nötig ist also auch eine sachgerechte und sorgfältige Abwägung der regenerativen Ausbaualternativen.

Es gibt also bei einer so großen Aufgabe wie der Umstellung des Energiesystems viele Unwägbarkeiten. Deshalb ist es besonders wichtig, dass die Stromversorgung auf dieser Reise in die Zukunft ein verlässliches Rückgrat behält. Da auch gemäß der ehrgeizigen Ausbaupläne des Energiekonzepts 2020 noch bis zu 65 % und 2030 noch 50 % der Stromerzeugung auf nicht-regenerativer Basis zu decken sind, bleibt dafür ein ausgewogener Energiemix unabdingbar. Darin muss die Kohle neben den Erneuerbaren eine wichtige Rolle behalten und darf nicht durch Gas verdrängt werden. Die Kohle ist bislang, unabhängig von ihrer Bedeutung als Rohstoff für nicht-energetische Zwecke, der Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung – weltweit (Anteil: 41 %)

und in Deutschland (Anteil: 43 %). Diese globale Vorrangstellung wird sie auch in den nächsten 25 Jahren behalten, so das Hauptszenario des World Energy Outlook 2010 der IEA. In der letzten Dekade war sie weltweit sogar der Energieträger mit der größten Zuwachsrate. Denn sie weist im Vergleich zu Konkurrenzenergien beträchtliche Vorteile beim Preis und auch bei der Versorgungssicherheit auf. Ihre Umweltnachteile können nachhaltig begrenzt werden durch moderne saubere Gewinnungs- und Nutzungstechnologien – künftig möglicherweise durch CCS – und in der Stromerzeugung durch weitere Wirkungsgradverbesserungen. In einem Energiemix mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer relativieren sich ihre Nachteile ohnehin. Die Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung" hat ihren Empfehlungen zur Energiewende zwar Gaskraftwerken eine „tragende Funktion" zugedacht. Sie hat aber auch für die Inbetriebnahme aller in Bau befindlichen oder bereits zugelassenen Kohlekraftwerke votiert und außerdem eine „Hightech-Strategie für saubere Kohle" sowie für die CO_2-Verwertung und eine Wiederbelebung der Kohlechemie angeregt. Unstreitig gilt: Die Kohlereserven reichen weltweit und hierzulande noch sehr viel länger als die von Erdgas. Das Weltmarktangebot an Steinkohle ist geografisch breiter gestreut und durch Wettbewerb geprägt. Deutschland verfügt selbst über kostengünstige Braunkohle aus Tagebauen, die noch einige Jahrzehnte betrieben werden können. Noch verfügt Deutschland auch über die heimische Steinkohle, die allerdings nur mit Spitzentechnik im weniger kostengünstigen Tiefbau gewonnen werden kann und deren subventionierte Förderung bis Ende 2018 auslaufen soll. Bis dahin leistet sie ihren Versorgungsbeitrag, wenngleich in schwindendem Maße. Die großen heimischen Steinkohlenvorräte verschwinden dadurch jedoch nicht. Koalitionsvertreter im Wirtschaftsausschuss des Deutschen Bundestages haben in der Debatte über die Streichung der so genannten Revisionsklausel im Frühjahr 2011 eingeräumt, dass Möglichkeiten eines subventionsfreien Steinkohlenbergbaus in Deutschland durchaus geprüft werden sollten, wenn dies die Weltmarktpreise erlauben. Weil das aber nicht absehbar sei, sind die Weichen für den Auslauf gestellt worden. Noch besteht immerhin die Möglichkeit, Vorkehrungen zu treffen, um das im deutschen Steinkohlenbergbau gewachsene Know-how und eventuell auch einen Zugriff auf seine Vorräte für kommende Generationen zu sichern. Was die Bergbau-Infrastruktur betrifft, geschieht das schon – als Beitrag zu einer nachhaltig „grünen" Energiezukunft.

Internationale Energie- und Kohlenmärkte

Deutsche Versorgungssituation

Rohstoffversorgungssicherheit

Von 2003 bis 2008 war Deutschland Exportweltmeister, in 2009 nach China Vize-Exportweltmeister. Im vergangenen Jahr fiel Deutschland nach China und den USA auf den dritten Rang zurück. Die nach wie vor hohe Exportstärke Deutschlands stützt sich vor allem auf seine Investitionsgüterindustrie und hier insbesondere auf den Maschinenbau, die Automobil- und Chemieindustrie. Wie der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) im Juni 2010 in einem rohstoffpolitischen Positionspapier darlegte, ist dabei der sichere und wettbewerbsfähige Zugang zu Rohstoffen von existenzieller Bedeutung. Diese Rohstoffsicherheit ist jedoch gefährdet. Die weltweite Nachfrage hat sich durch den Nachholbedarf insbesondere der Schwellenländer China und Indien drastisch erhöht und aufgrund des noch nicht an die neue Situation angepassten Rohstoffangebots zeitweilig zu bis dahin nie gekannten Preissphären geführt. Dieser Trend verlief weltweit und mehr oder weniger durch alle internationalen Rohstoffmärkte. Er wurde nur zeitweilig durch die Finanz- und Wirtschaftskrise in 2009 unterbrochen, wie es die aktuelle Entwicklung in 2010 und in der ersten Hälfte des Jahres 2011 im Nachhinein zeigte. Mit der Nachfrage sind die Rohstoffpreise weltweit im Herbst 2010 und zu Beginn 2011 immens gestiegen. Beispielsweise überstieg der Kupferpreis Anfang Februar erstmals die Marke von 10 000 US-$/t, verdreifachten sich die Preise für hochqualitative Baumwolle im April innerhalb eines Jahres und verdoppelten sich im Juni die Preise für Seltene Erden im Laufe von drei Wochen.

Frachthafen Qinhuangdao

Maßnahmen zur Rohstoffsicherung

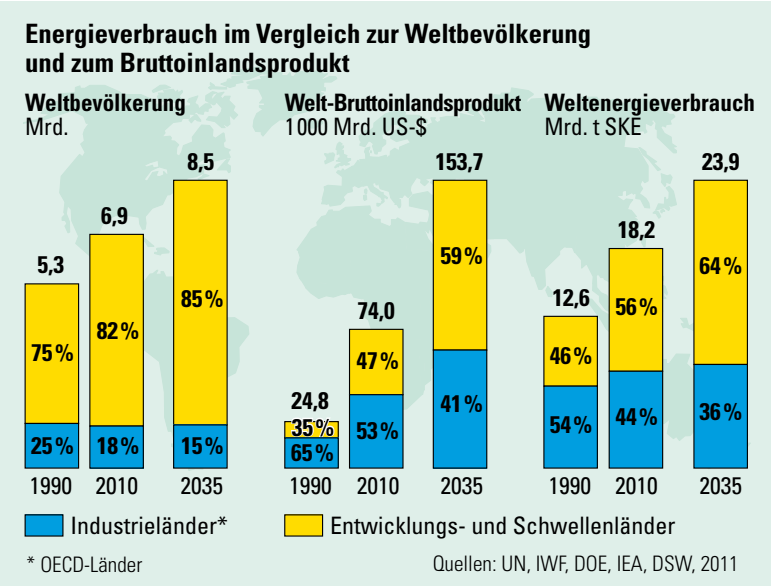
Die deutsche Rohstoff verarbeitende Industrie ist in den neunziger Jahren des vorigen Jahrhunderts annähernd komplett aus dem internationalen Bergbau ausgestiegen. Das geht eindeutig aus der Rohstoffstrategie der Bundesregierung vom 20. Oktober 2010 hervor. Bei den derzeitigen Marktgegebenheiten gestaltet sich eine vertikale Rückwärtsintegration in vorgelagerte Marktstufen für die allermeisten Industriezweige außerordentlich schwierig. Von politischer Seite wurde deshalb eine Reihe von Maßnahmen zur Rohstoffsicherung eingeleitet, die erste Erfolge zeigen. Insbesondere ist in der westlichen Wirtschaft und Bevölkerung die Erkenntnis weiter gereift, dass bisher sicher geglaubte weltweite Rohstoffvorkommen angesichts der hohen Nachfrage aus den Schwellenländern begehrter, damit knapper und teurer geworden sind. Im Jahr 2008 startete die EU-Kommission eine Rohstoffinitiative mit den Zielen Rohstoffsicherung auf den Weltmärkten, Stärkung der innereuropäischen Rohstoffproduktion und Rohstoffeinsparung. Dies sollte erreicht werden über einen Lageraufbau seltener Rohstoffe (ähnlich wie die nationalen Ölreserven), eine aktive Rohstoffdiplomatie, handelspolitische Maßnahmen und Vereinbarungen sowie durch eine rohstoffpolitisch ausgerichtete

Entwicklungs- und Sicherheitspolitik. Entschiedener vorgegangen werden sollte auch gegen Wettbewerbsverzerrungen im Allgemeinen und Exportbeschränkungen im Besonderen. So erhob die EU-Kommission gemeinsam mit den USA und Mexiko im Jahre 2009 vor der Welthandelsorganisation WTO Klage gegen Chinas Wettbewerbsverzerrungen (insbesondere bei Zink, Mangan und Magnesium) und Exportbeschränkungen für Steinkohlenkoks und für Seltene Erden. Bei den Letztgenannten war China in 2010 mit einem Marktanteil von rund 97 % quasi Monopolist. Chinesische Firmen zahlten erheblich weniger als ausländische Konkurrenten und erhielten dadurch Wettbewerbsvorteile. Hinzu kamen begrenzte Exportlizenzen und Ausfuhrzölle. Am 5. Juli 2011 entschied die WTO zugunsten der EU. Die Volksrepublik China, seit 2001 Mitgliedsstaat bei der WTO, erhielt nach diesem Urteil 60 Tage Zeit, in Berufung zu gehen. Bei Rechtskraft des Urteils muss China die Marktverzerrungen innerhalb weniger Monate abbauen.

Die deutsche Bundesregierung sieht Industrie und Wirtschaft stärker in der Pflicht, für die eigene Rohstoffversorgung Vorsorge zu treffen. Dies drückt sich neben konkreten langfristigen Vertragsabschlüssen und dem Einkauf in internationale Rohstoffvorkommen auch in der Arbeit der Wirtschaftsverbände aus. Beispielsweise wurde innerhalb der Vereinigung Rohstoffe und Bergbau (VRB) die Fachvereinigung Auslandsbergbau und Internationale Rohstoffaktivitäten ins Leben gerufen. Hieran ist der Gesamtverband Steinkohle e. V. maßgeblich beteiligt. Die deutsche Wirtschaftspolitik unterstützt diese industriellen Eigeninitiativen durch mehrere flankierende Maßnahmen. Im Oktober 2010 beispielsweise wurde eine Rohstoffstrategie zur nichtenergetischen Rohstoffversorgung verabschiedet. Kernpunkte dabei waren Maßnahmen zur Diversifizierung von Rohstoffquellen und zur Erhöhung der Rohstoffeffizienz. Im Einzelnen wurde in diesem Zusammenhang die Gewährung von Investitions-, Export- und UFK-Garantien (Ungebundene Finanzkredite) genannt. Zudem sollte die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) weltweite geologische Vorerkundungen durchführen. Die vorhandene Gesetzgebung für die heimische Rohstoffgewinnung wurde als ausreichend eingeschätzt. Neuer gesetzlicher Regelungsbedarf bestünde diesbezüglich nicht. Ebenfalls im Oktober 2010 wurde die Deutsche Rohstoffagentur bei der BGR gegründet. Zudem richtete das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) im Februar 2011 eine neue Unterabteilung Rohstoffpolitik ein, die sich schwerpunktmäßig mit dem sicheren Zugang zu internationalen Rohstoffvorkommen beschäftigen soll.

Weltwirtschaftsklima und Weltenergieverbrauch

Das Weltwirtschaftswachstum hat sich nach der Krise in 2010 wieder beschleunigt, zeigen Berechnungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW, Berlin) und des Instituts für Weltwirtschaft (IfW, Kiel). Für die Folgejahre erwarten beide Institute dann ein etwas langsamer wachsendes Weltbruttoinlandsprodukt. Das im Krisenjahr 2009 leicht gebremste und in 2010 wieder kräftig gewachsene Wirtschaftswachstum der Schwellenländer China und Indien stößt insbesondere im Hinblick auf hohe Kapazitätsauslastungen langsam an Grenzen. Die Industrieländer kämpfen noch mit den Folgen der Wirtschafts- und Finanzkrise. Sie versuchen unter anderem durch eine restriktive Finanz- und Wirtschaftspolitik die hohen Verschuldungsgrade zu senken. Ein weiterer dämpfender Effekt auf das Weltwirtschaftswachstum geht von den stark gestiegenen Rohstoffpreisen aus. Das Erdbeben und die Atomkatastrophe in Japan hatten ebenfalls Anteil an dieser Entwicklung. Diese Ereignisse bewirkten zunächst sowohl zeitliche als auch örtliche Verschiebungen im internationalen Seefrachtmarkt (Pazifik und Atlantik) und führten später infolge höherer Kohle- und Gasimporte Japans zu einem Anstieg der entsprechenden Preise im pazifischen Markt.



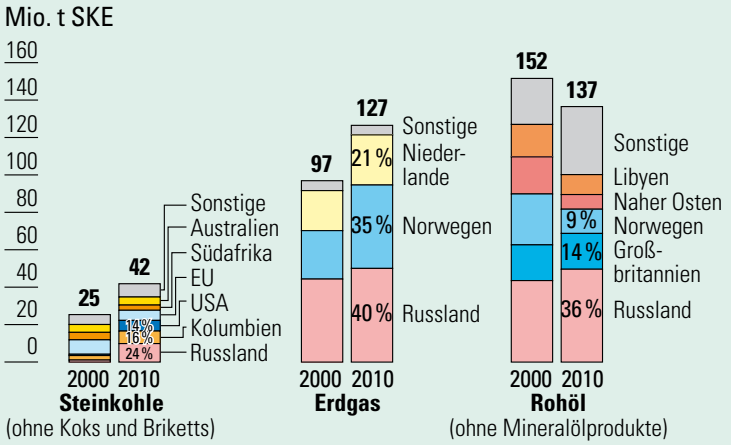
Der Weltprimärenergieverbrauch ist in 2010 ersten Schätzungen zufolge gegenüber dem krisenbedingten Rückgang des Vorjahres um rund 4,5 % auf 18,2 Mrd. t SKE angestiegen. Dies ist vor allem auf das weiterhin hohe asiatische Wirtschaftswachstum und auf die konjunkturelle Erholung in einigen Industriestaaten zurückzuführen. Der Energieverbrauch der Industrieländer erhöhte sich zwar um 2,6 %, lag aber noch leicht unter dem Wert von 2008. Dagegen war in den Entwicklungs- und Schwellenländern auch im Krisenjahr 2009 ein Anstieg des Energieverbrauchs um 3,2 % und im Folgejahr ein Zuwachs um 6,1 % zu verzeichnen. Der Weltprimärenergieverbrauch wurde auch im Jahr 2010 zu knapp 80 % durch die fossilen Energieträger Kohle (28 %), Mineralöl (31 %) und Erdgas (21 %) gedeckt. Knapp 5 % entfielen auf Wasserkraft und Erneuerbare. Auch bei der Weltnettostromerzeugung dominierten die fossilen Energieträger mit einem Anteil von 66 %. Allein zwei Drittel davon entfielen auf die Kohle: Sie wies mit 7,5 % auch das stärkste Wachstum auf.

Der Weltprimärenergieverbrauch wird von 2008 bis zum Ende des Prognosezeitraums in 2035 im New-Policies-Szenario um jährlich 1,2 % auf 23,9 Mrd. t SKE zunehmen, so eine Prognose der Internationalen Energieagentur (IEA, Paris) vom November 2010. Das neue IEA-Hauptszenario der neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen unterstellt, dass alle weltweit bisher getätigten Zusagen und Pläne insbesondere zum Klimaschutz auch tatsächlich umgesetzt werden. Demnach würde sich der Anteil fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch von 81 % in 2008 auf 74 % in 2035 verringern. Regenerative Energieträger (inkl. Biomasse und Müll) würden in 2035 einen Anteil von knapp 19 % erreichen. Bis zum Ende des Prognosezeitraums in 2035 setzt sich der Trend der Anteilsverschiebung zwischen Industrieländern einerseits und den Entwicklungs- und Schwellenländern andererseits weiter fort. Wichtigste Treiber beim Energieverbrauch in den Entwicklungs- und Schwellenländern bleiben das Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum. Bei den Industrieländern hingegen wird die Bevölkerungsentwicklung nahezu stagnieren und der Energieverbrauch unterproportional zum Wirtschaftswachstum steigen. Dies ist auf die bei den Industrieländern fortschreitende Entkoppelung zwischen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch zurückzuführen.

Deutsche Importe von Energierohstoffen

Deutschland bleibt trotz einiger energetischer Bodenschätze in hohem Maße und mit zunehmender Tendenz auf den Import von Energierohstoffen angewiesen. Eurostat-Daten belegen, dass sich die deutsche Energieimportquote (Anteil der Nettoimporte am Bruttoinlandsverbrauch) 2009 innerhalb von 10 Jahren bei der Steinkohle (inkl. Steinkohlenprodukte) mehr als verdoppelt hat. Das war vor

Deutsche Importe fossiler Energieträger 2000/2010
Anteile der bedeutendsten drei Lieferländer in 2010



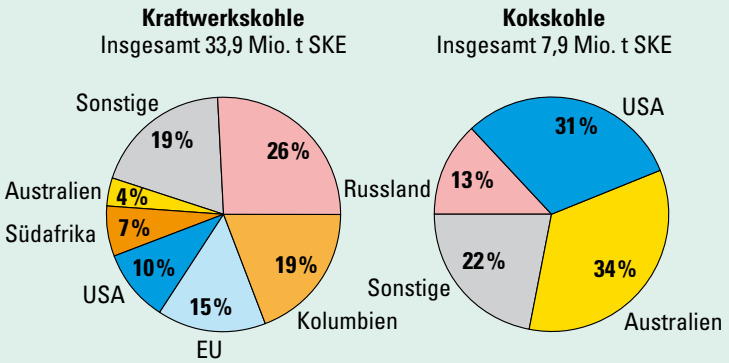
Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V., Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Wirtschaftsverband Mineralöl- und Erdgasgewinnung e. V.

allem auf den voranschreitenden Anpassungsprozess im heimischen Steinkohlenbergbau zurückzuführen. Bei Erdgas lag der entsprechende Zuwachs infolge höherer Verstromung und eines gestiegenen Einsatzes im Wärmemarkt bei über 10 %. Die Importquote für Mineralöl veränderte sich im Zeitverlauf nur wenig und lag 2009 gut 1 % höher als 1999.

Russland war 2010 bei allen drei importierten fossilen Energieträgern das dominierende Lieferland für Deutschland. Zusammen mit den USA und Kolumbien lieferte Russland rund 54 % der deutschen Steinkohlenimporte, mit Norwegen und Großbritannien rund 59 % der Rohölimporte und mit Norwegen und den Niederlanden rund 96 % der Erdgasimporte. Die Anbieterstruktur bei den Erdgas- und Rohöleinfuhren konnte sich innerhalb einer Dekade (Basisjahr: 2000) im Wesentlichen behaupten. Dagegen haben sich bei den Steinkohleneinfuhren große strukturelle Veränderungen ergeben: Die Steinkohlenimporte verlagerten sich von Polen, der Tschechischen Republik und Südafrika insbesondere auf die USA und Russland. Deren Exporte nach Deutschland stiegen jeweils um mehr als das Siebenfache an. Kolumbien erhöhte seine Liefermengen um das Dreifache, während sich die Importe aus Australien wenig veränderten. Die Herkunft der deutschen Steinkohlenimporte bleibt damit ähnlich hoch diversifiziert wie in den Vorjahren.

Dies war vor allen der hohen Einfuhrdiversifikation bei der Kraftwerkskohle zu verdanken. Auf sie entfielen mit knapp 34 Mio. t SKE mehr als vier Fünftel der Steinkohlenimporte. Bei der Kokskohle sind dagegen die Importanteile weit mehr konzentriert: Auf drei Lieferländer entfielen 78 %. Anders als bei der Kraftwerkskohle ist das Kokskohlenangebot global insgesamt weniger breit gestreut.

Herkunft deutscher Steinkohlenimporte 2010



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V., Gesamtverband Steinkohle e. V.

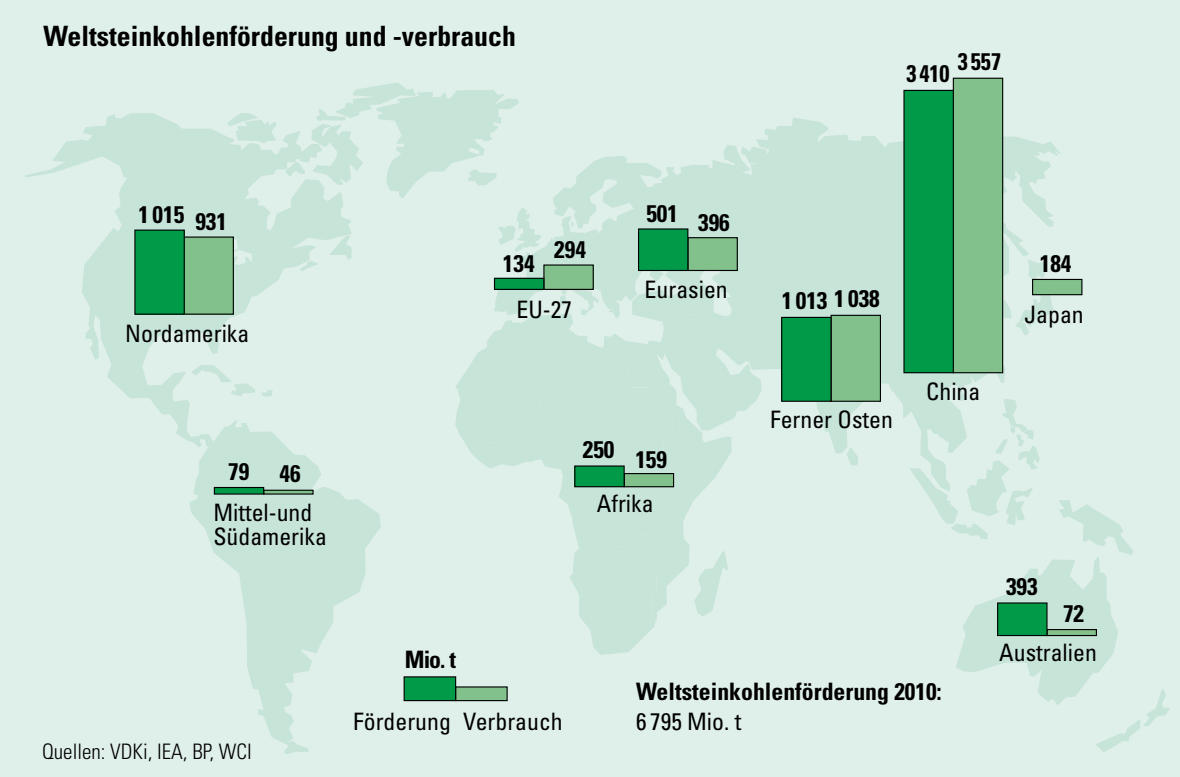
Entwicklungen auf dem Steinkohlenweltmarkt

Produktion und Verbrauch

Die weltweite jährliche Steinkohlenproduktion ist innerhalb von 20 Jahren um 85 % gestiegen. Sie wird für das Jahr 2010 auf rund 6,8 Mrd. t (+ 10 % gegenüber Vorjahr) geschätzt. Davon entfielen 5,9 Mrd. t auf Kraftwerkskohle und 0,9 Mrd. t auf Kokskohle. Die drei bedeutendsten Steinkohlenförderländer – China mit 3,4 Mrd. t, die USA mit 1 Mrd. t und Indien mit 0,5 Mrd. t – erzeugten rund 73 % der Weltsteinkohlenproduktion. Diese drei Länder waren gleichzeitig auch die größten Kohlenverbraucher. Der Großteil der Steinkohle wurde in den Förderländern selbst und in angrenzenden Staaten (Binnenhandel) verbraucht. Daher gelangten nur rund 14 % (ca. 960 Mio. t) der Weltproduktion in den Überseehandel. Dieser umfasste 713 Mio. t Kraftwerkskohle und 250 Mio. t Kokskohle. Wichtigste Exportländer waren bei Kraftwerkskohle Indonesien (39 %), Australien (20 %) sowie Russland (11 %) und bei Kokskohle Australien (64 %), die USA (19 %) und Kanada (10 %).

Preise

Die Preisnotierungen auf den Weltmärkten für Steinkohle haben sich von ihren drastischen Einbrüchen auf dem Tiefpunkt der Weltwirtschaftskrise zur Mitte 2009 erholt und sind seitdem mehr oder weniger stark angestiegen. Die Spotpreise für Steinkohle



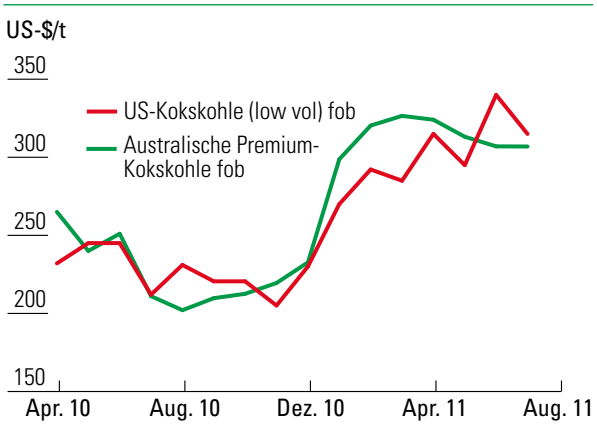
haben sich zum Teil wieder an ihre historischen Höchststände im Boomjahr 2008 angenähert – getrieben durch das hohe Tempo des chinesischen und indischen Wirtschaftswachstums und unterstützt durch den kalten Winter auf der Nordhalbkugel, aber auch leicht gebremst durch die eher moderate Konjunkturerholung in den meisten Industrieländern und zu geringem Exportkapazitätsausbau in den Kohlenlieferländern

Kokskohle

In den ersten Monaten des laufenden Jahres wurde der internationale Steinkohlenmarkt von einer Reihe von ernsten Angebotsstörungen heimgesucht. Sie ließen die Preise drastisch steigen, vor allem die der Kokskohle. Vor allem die durch starke Regenfälle verursachten Überschwemmungen im australischen Queensland hatten immense Produktionsausfälle zur Folge – neben Hafenarbeiter- und Bergarbeiterstreiks, Naturkatastrophen und anderen Wetterphänomenen. Eine Vielzahl von Lieferanten musste „Force-Majeure"-Erklärungen über höhere Gewalt abgeben. Die Lieferausfälle allein dafür wurden zwischenzeitlich auf rund 25 Mio. t jährlich beziffert und zogen sich noch über Monate hin. Der Benchmark-Preis für australische Premium-Kokskohle zog steil an und lag im Februar 2011 im Monatsmittel bereits über 320 US-$/t fob, das heißt frei australischem Verladehafen.

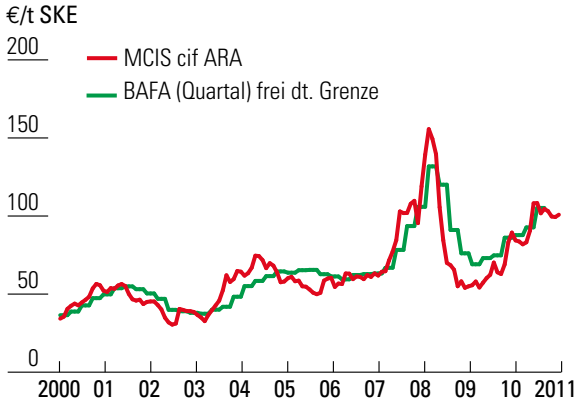
Auf der Suche nach Alternativen wurden pazifische Einkäufer in den USA (Ostküste) fündig, die in der Vergangenheit eher den atlantischen Markt bedienten. Die USA haben sich von den Auswirkungen der Weltwirtschaftskrise noch nicht erholt und aufgrund ihrer Konjunkturschwäche noch Mengen frei, die nun den Weg in den internationalen Kohlenmarkt finden sollen. Dies erweist sich jedoch als schwierig, da die US-Kohlelogistik von ihren Kapazitäten her nicht auf so große Lieferströme ausgerichtet ist. Darüber hinaus stand bisher der Export von Steinkohle im Fokus. Im Unterschied dazu hat sich die europäische Stahlindustrie (EU-27) in 2011 von der Krise wieder erholt und ihre Rohstahlerzeugung um rund 24 % gegenüber dem Krisenjahr 2009 erhöht. Im Vergleich zum Boomjahr 2008 ergibt sich allerdings ein Rückgang um knapp 13 %. Damit schwappte die Kokskohlenpreishausse zum atlantischen Markt über.

Mitte 2011 mehrten sich jedoch die Anzeichen einer Marktberuhigung, die wiederum von China ausging. Dies brachte zunehmend auch Kokskohlenanbieter wie BHP Billiton (BHPB) bei dem Versuch in Bedrängnis, die Preise für Premium-Qualitäten über 300 US-$/t zu halten. Vor diesem Hintergrund wird sich nicht nur BHPB gefragt haben, ob bei fallenden Preiserwartungen eine Umstellung des erst 2010 eingeführten Quartalspreissystems auf Monatspreise wirklich erstrebenswert sei. Seit Beginn 2011 versuchte BHPB, in einzelnen Verträgen eine Monatspreisbildung zu installieren, stieß damit jedoch trotz des Angebots von Preisabschlägen auf den heftigen Widerstand seiner Kunden. Die Stahlproduzenten bangten in einem immer unsicherer werdenden Markt aufgrund ihrer „Sandwich"-Position zwischen Rohstofflieferanten und Abnehmern (zum Beispiel Automobilindustrie) zunehmend um ihre Existenz. Dies führte zum Teil zur Abwanderung langjähriger BHPB-Kunden zur Konkurrenz (zum Beispiel US-Kokskohlenanbieter). Im Juli 2011 war BHPB nach eigener Aussage mit seinem Anliegen zuerst bei japanischen Stahlerzeugern und später bei indischen Einkäufern dahingehend erfolgreich, dass man sich auf eine jeweils hälftige Quartals-/Monatspreisbildung (50:50) hatte einigen können. Dies konnte jedoch vor dem Hintergrund der zu diesem Zeitpunkt rückläufigen Marktpreisentwicklung nicht als Durchbruch gewertet werden.



Quelle: IHS, McCloskey Coal Report

Preisentwicklungen: Premium-Qualitäten Kokskohle fob USA (Ostküste) und Australien (Queensland)



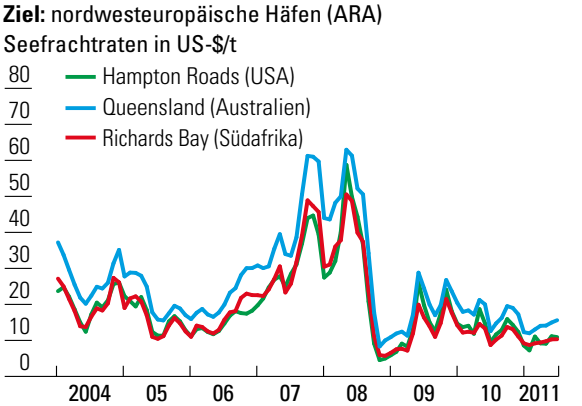
Quelle: IHS McCloskey Coal Report / BAFA

Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle cif Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze

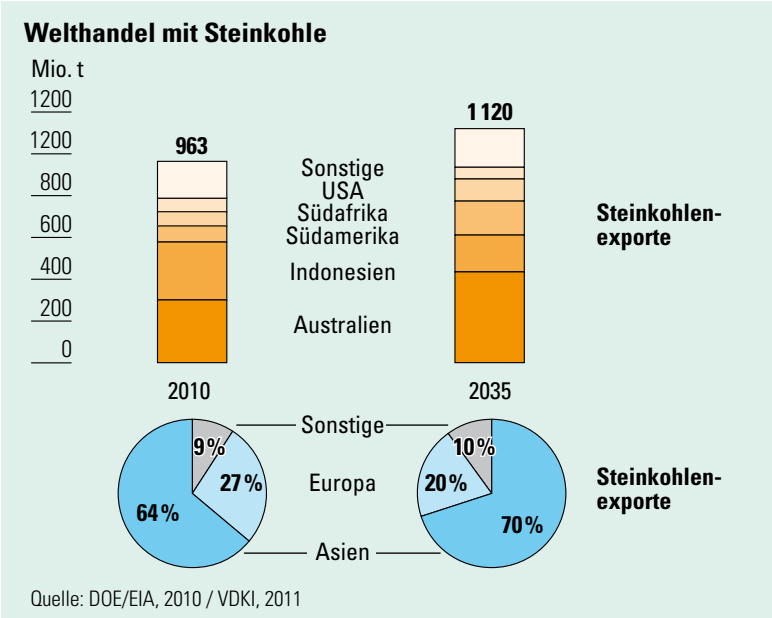
Kraftwerkskohle

Der nordwesteuropäische Kraftwerkskohlenmarkt war in 2010 und in den ersten Monaten des Jahres 2011 gut versorgt, sieht man von temporären witterungsbedingten Engpässen (zum Beispiel Stark-Regen in Kolumbien) einmal ab. Bei sehr geringer Nachfrage und hohen Lagerbeständen hielten sich die Spotmarktpreise für Kraftwerkskohle mit einer Preisspanne von 120 bis 130 US-$/t auf erstaunlich hohem Niveau. Mit verantwortlich für diese Entwicklung waren jedoch auch die Euro-Devisenkursentwicklung in Relation zum US-$, die Entwicklungstrends in Richards Bay (Südafrika), spekulative Einflüsse, die Preise auf dem nachgelagerten Strommarkt sowie die Höhe des Ölpreises (Brent). Zur Jahresmitte 2011 nahmen die Stromversorger wieder mehr Mengen vom Lager. Daher wird nach dem Sommer wieder mit einer leicht steigenden Dynamik auf dem Kraftwerkskohlenmarkt gerechnet.

Preisentwicklungen: Seefrachtraten nach Europa



Quelle: IHS McCloskey Coal Report



Quelle: DOE/EIA, 2010 / VDKI, 2011

Seefracht

Die Seefrachtraten für Capesize-Massengutfrachter (mit 80 000 bis 120 000 dwt Frachtvolumen), die überwiegend im Kohle- und Erztransport eingesetzt werden, tendierten seit Jahresbeginn 2011 wieder niedriger. Sie glitten vor allem bei den atlantischen Destinationen (Hampton Roads und Richards Bay) zeitweilig in den einstelligen Bereich ab. Dies war eine Folge der Überschwemmungen in Australien (Dezember 2010/ Januar 2011) und des Erdbebens in Japan (März 2011), die mittelfristig eine Verschiebung von Frachtraum in den Atlantik zur Folge hatten.

Die Erwartungen gehen weiterhin von moderaten Frachtraten aus, da das Capesize-Schiffsraumangebot in diesem und im nächsten Jahr durch ein prall gefülltes Auftragsbuch weiter anwachsen wird.

Energiekompetenzen der EU

Energiepolitik hat für das Europäische Parlament, den Europäischen Rat und die EU-Kommission hohe europäische Priorität. Im Vertrag von Lissabon fand dies bereits in einem eigenen Energietitel seinen Niederschlag. Doch steht die zukünftige EU-Energiestrategie auch vor neuen Herausforderungen. So ist zu prüfen, welche Konsequenzen aus den Ereignissen in Japan und in Nordafrika im Hinblick auf den europäischen Energiemarkt zu ziehen sind. Ein EU-weiter Ausbau der Netzinfrastruktur ist in jedem Fall zentrales Erfordernis für einen funktionierenden Energiebinnenmarkt und die verstärkte Integration der erneuerbaren Energien in die Stromversorgungssysteme.

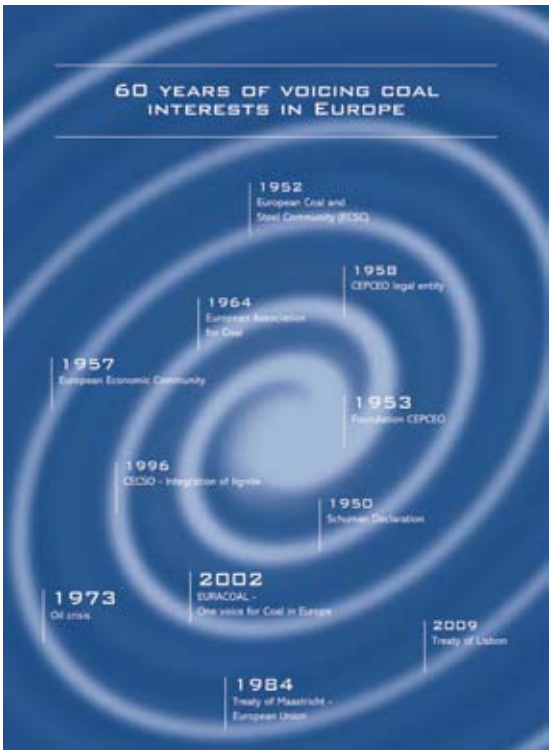
Zur Umsetzung der energiepolitischen Ziele braucht die EU entsprechende Kompetenzen. Mit dem Vertrag von Lissabon wurde verdeutlicht, dass die Energiepolitik zu den wesentlichen Handlungsfeldern der Gemeinschaft gehört. Der neu geschaffene Artikel 194 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) enthält eine Kompetenzgrundlage zum Erlass energiepolitischer Maßnahmen. Er verankert als energiepolitische Ziele der EU unter anderem die Sicherstellung des Funktionierens des Energiemarkts, die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit der EU sowie die Entwicklung neuer und erneuerbarer Energien und die Förderung der Interkonnektion der Energienetze (Artikel 194 I lit. a) bis d) AEUV).

Gleichwohl zählt die Energiepolitik weiterhin nicht zu den komplett vergemeinschafteten Handlungsfeldern. Die Energiekompetenzen der EU bleiben begrenzt. So entscheiden weiterhin die Mitgliedstaaten über ihre Energiequellen und die Struktur ihrer Energieversorgung (Artikel 194 II UA2 AEUV). Dies spiegeln die unterschiedlichen Energiepolitiken der bisher 27 Mitgliedstaaten. Der Europäische Rat hatte Ende März 2011 erneut klargestellt, dass die Wahl des Energiemixes in die Zuständigkeit der Mitgliedstaaten fällt. Auch die EU-Kommission räumt ein, dass die EU die nationale Zuständigkeit der Mitgliedstaaten für den Energiemix zu beachten hat. Im Rahmen der Subsidiarität und dem Einvernehmen über Förderziele für die regenerativen Energien bis 2020 kann jeder Mitgliedstaat über seinen Energiemix frei entscheiden. Dazu zählt auch die Möglichkeit, heimische Energieträger einzusetzen.

Doch werden der EU etwa im Hinblick auf einige relevante Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien vielfältige Kompetenzen zugeschrieben. Sie resultieren aber eher aus dem Umweltbereich. Neue Kompetenzgrundlage für ein Tätigwerden der EU, das der Verwirklichung der in Artikel 191 AEUV genannten Umweltziele dient, ist Artikel 192 I AEUV. Auf die Gemeinschaftsziele abgestimmt werden müssen die Energieforschung, die Energieeffizienz- und energiebezogene Umweltmaßnahmen der Mitgliedstaaten sowie die einzelstaatliche Förderung erneuerbarer Energien. Letztlich blieb es aber bei der engen Verknüpfung von Energie- und Umweltpolitik. Daraus dürfen auch weiterhin Kompetenzüberschneidungen resultieren. Ein Beispiel dafür ist das europäische Emissionshandelssystem: Es ist zwar eine Umwelt- bzw. Klimaschutzmaßnahme – die aber hat für den Energiesektor gravierende Auswirkungen. So werden in der dritten Handelsperiode ab 2013 die nationalen Caps – die Kontingente an CO_2-Emissionsrechten – durch ein EU-weites Cap abgelöst. Ziel ist die Sanktionierung des Einsatzes fossiler Energieträger. Zumindest unterliegen Umweltmaßnahmen der EU grundsätzlich der Einstimmigkeit (Artikel 192 II lit. c) AEUV), sofern sie sich erheblich auf die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und damit auf die Art und Weise der Energieversorgung oder auf deren allgemeine Struktur auswirken.

Gerade im Hinblick auf die nationalen Energiekompetenzen besteht Klärungsbedarf, inwieweit die EU die bestehenden nationalen energiepolitischen Handlungsspielräume durch Umweltschutzmaßnahmen beschränken kann. Zudem ergeben sich Abgrenzungsfragen aus der Tatsache, dass das Einstimmigkeitserfordernis nur für energiepolitische Maßnahmen gilt, die die Grundstruktur der Energieversorgung unmittelbar berühren. So war etwa bei der EG-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien strittig, ob diese als erheblicher

Eingriff in die mitgliedstaatliche Energieversorgung anzusehen ist. Darüber hinaus ist in Bezug auf die ökonomische Integration der erneuerbaren Energien zu klären, inwiefern eine vorrangige Einspeisung bei weiter wachsendem Anteil überhaupt noch möglich und zulässig ist.



Einfluss auf den bestehenden Energiemix nahm die EU in Bezug auf die Steinkohle auch im Rahmen ihrer wettbewerbsrechtlichen Kompetenzen. Am 10. Dezember 2010 hat der Rat einen Beschluss über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke gefasst. Danach ist bis Ende 2018 in der EU die subventionierte Förderung von Steinkohle zu beenden (siehe „Standortbestimmung: Deutsche Steinkohle im Energiemix"). Ein energiepolitischer Regelungsanspruch der Kommission ist insofern von den anderen Gemeinschaftsorganen zurückgewiesen worden, weil sie darin eine Verletzung anderweitiger Ziele und eine Kompetenzüberdehnung der EU-Kommission gesehen haben. Es ist fraglich, ob und wie zulässig das vollständige Unterbinden einer energiepolitischen Option eines Mitgliedstaates im Rahmen der EU-Beihilfekompetenz ist. Genau das – eine eigene energiepolitische Option – stellt die Bewahrung einer Mindestproduktion an heimischer Steinkohle aus energiepolitischen Vorsorgegründen dar – und genau dies war erklärtes Ziel der bis Ende 2010 geltenden Gemeinschaftsregelung.

Einen Eingriff in den Energiemix der Mitgliedstaaten stellt auch die von der EU-Kommission vorgelegte Energiestrategie 2020 dar. Dieses Energie- und Klimapaket stellt für die EU folgende Ziele auf: 20 % weniger CO_2-Emissionen, 20 % Anteil erneuerbarer Energien und 20 % erhöhte Energieeffizienz bis zum Jahr 2020. Zugleich wird eine sichere Energieversorgung zu wettbewerbsfähigen Preisen angestrebt. Nun will die EU-Kommission bis Ende 2011 auf der Basis von Szenarien einen Energie-Fahrplan vorlegen, der die langfristige Perspektive für eine sichere, bezahlbare und emissionsarme europäische Energieversorgung bis 2050 aufzeigt. Die Roadmap soll auch Szenarien für Energiesysteme mit geringen CO_2-Emissionen und die erforderlichen energiepolitischen Maßnahmen aufzeigen. Die nationale Umsetzung der Strategie geht gleichfalls zu Lasten der fossilen Energieträger.

So lange im Energiebereich derartige Kompetenzüberschneidungen bestehen, bewegt sich die europäische Energiepolitik im Spannungsfeld zwischen einem zentralistisch ausgerichteten Handeln und einer dezentral auf den einzelnen Mitgliedstaat ausgerichteten Kompetenzzuordnung. Das gilt vor allem bezüglich Kohle und Kernenergie. Dabei haben gerade diese Energieträger durch den früheren EGKS- und den noch immer geltenden Euratom-Vertrag schon sehr viel länger eine Gemeinschaftsdimension.

Vor 60 Jahren, am 18. April 1951, unterzeichneten die Vertreter Belgiens, Deutschlands, Frankreichs, Italiens, Luxemburgs und

Bundeskanzler Adenauer (Dritter von rechts) nach der Unterzeichnung der EGKS-Gründungsurkunde; weitere Unterzeichner von links von Zeeland (Belgien), Beck (Luxemburg), Maurice (Belgien), Sforza (Italien), Schuman (Frankreich), Stikke (Niederlande), van den Brink (Niederlande).

der Niederlande den Vertrag über die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS-Vertrag, auch Montanunion). Es war der erste Europäische Gemeinschaftsvertrag und zugleich Grundstein für die europäische Integration und eine sichere Energieversorgung in Europa. Am 23. Juli 1952 trat die Montanunion in Kraft. Sie beinhaltete eine gemeinsame überstaatliche Aufsicht über die Montanindustrie. Die Unterzeichnerstaaten übertrugen einen Teil ihrer nationalen Hoheitsrechte auf eine supranationale Organisation und verzichteten so auf einen Teil ihrer Souveränität. 50 Jahre nach ihrer Gründung endete mit dem Auslaufen des EGKS-Vertrages am 23. Juli 2002 die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl.

Vor diesem historischen Hintergrund ist es von besonderem Interesse, dass in letzter Zeit verstärkt die Frage diskutiert wird, ob die EU im Hinblick auf Veränderungen im Energiemix mehr Kompetenzen erhalten sollte. Zusätzlichen Zuständigkeiten der EU müssten alle Mitgliedstaaten zustimmen. Eine Kompetenzausweitung wird unter anderem mit der Notwendigkeit begründet, die erneuerbaren Energien weiter auszubauen sowie technisch und ökonomisch besser in das Energiesystem zu integrieren. Dies bedingt einen entsprechenden Ausbau der Leitungsnetze sowie eine hinreichend europäisch abgestimmte Verknüpfung der Energieinfrastrukturen. Zugleich müssten auch die Speicherpotenziale räumlich mit der EU verbundener Drittländer erschlossen werden. Das dritte Binnenmarktpaket hat hierzu bereits erste Schritte vorgezeichnet.

Die Frage der Kompetenzausweitung stellt sich insbesondere im Bereich der Atomenergie. Bisher hat die EU bei der Errichtung, dem Betrieb und der Sicherheit von

Atomkraftwerken keine weitgehenden Rechte. Die EU kann nur Mindeststandards für Sicherheitsfragen festlegen. Das gilt auch angesichts der Ende März 2011 vom Europäischen Rat getroffenen Entscheidung, die Sicherheit aller kerntechnischen Anlagen der EU mittels einer umfassenden Risiko- und Sicherheitsbewertung (Stresstest) zu überprüfen. Die EU kann sich aber bei der EU-weiten Durchführung von Stresstests nicht auf eine formell umfassende Rechtsgrundlage stützen. Eine solche ist weder im Euratom-Vertrag noch im Vertrag von Lissabon ersichtlich. Es erfolgt daher eine freiwillige Teilnahme am Stresstest.

Die ist vorrangig gestützt auf die vom Umweltministerrat im Juni 2009 beschlossene Richtlinie 2009/71/EURATOM über einen Gemeinschaftsrahmen für die nukleare Sicherheit kerntechnischer Anlagen. Fällt ein Kernkraftwerk bei dem Test durch, liegt es letztlich in der Kompetenz der Mitgliedstaaten, die Anlage vom Netz zu nehmen. Folgerichtig bezeichnete Energiekommissar Oettinger im März 2011 die Grundsatzeinigung auf Stresstests für Atomkraftwerke als einen ersten Schritt in Richtung Europäisierung der Atomenergiepolitik. Ob die EU-Staaten Atomenergie nutzten, bleibe ihre Entscheidung. Sicherheit aber sei für Europa unteilbar. Er fordere daher neue Kompetenzen für die EU.

Schon 2010 hatte der Energiekommissar darauf verwiesen, dass es aus seiner Sicht nur wenige Bereiche gebe, in denen die Erkenntnis zu europäisieren so weit gediehen ist wie im Energiesektor. Das Ziel einer weiteren Europäisierung der Energiepolitik finde durchaus Unterstützung. Die Frage sei, ob die Mitgliedstaaten bereit sind, dafür Kompetenzen abzugeben. Zusätzliche EU-Kompetenzen, auch Koordinierungszuständigkeiten, bedeuten aber stets, dass die nationale Energiepolitik diesen Rechnung zu tragen hat. Das kann heißen, dass auf nationaler Ebene zusätzliche Anstrengungen erforderlich werden, die bisher nicht gewollt waren oder vernachlässigt wurden. Es kann auch heißen, dass aus der Gemeinschaftsperspektive eine nationale Vorreiterrolle den europäischen Harmonisierungsbestrebungen und gleichen Wettbewerbsbedingungen entgegenstehen kann.

Es spricht vieles dafür, dass langfristige Fragen der Energieversorgung nicht mehr nur auf nationaler Ebene behandelt werden können. Deshalb ist es zu begrüßen, dass der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs im Hinblick auf die künftige Energiepolitik der EU die Absicht bekräftigt hat, den Energiebinnenmarkt bis 2014 vollenden zu wollen. Damit soll der Wettbewerb gefördert werden, der nach wie vor nur begrenzt funktioniert.

Die Frist zur Umsetzung dieses Zieles erscheint sehr anspruchsvoll. So sind die Umsetzungsinstrumente des dritten Energiebinnenmarktpaketes noch nicht vollständig in den Mitgliedstaaten implementiert. Zudem sollen die Versorgung mit Gas und Strom europaweit sicherer und erneuerbare Energien gefördert werden. Besonders wichtig ist der Kommission dabei die Umsetzung und Durchführung der EG-Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien in nationales Recht. Dies bedingt einen umfangreichen Netzausbau. Allein

Günther Oettinger, EU-Kommissar für Energie

im Strombereich benötige man laut EU-Kommission in den nächsten zehn Jahren rund 45 000 km neuer oder modernisierter Leitungen. Allein der Bau von neuen Strom- und Gasnetzen wird Hunderte Mrd. € kosten.

Die EU-Energiepolitik bewegt sich weiterhin auf vielen Feldern im Spannungsfeld zwischen nationalen und europäischen Interessenlagen. Bis zu einer gemeinsamen Energiepolitik der EU-Mitgliedstaaten ist es noch ein weiter Weg – trotz der Neuregelungen im Vertrag von Lissabon und auch nach der Verabschiedung des dritten EU-Energiebinnenmarktpaketes. Es ist daher dem Europäischen Rat beizupflichten, der Anfang Februar 2011 forderte: „Um die Energieversorgungssicherheit Europas weiter zu verbessern, sollte das europäische Potenzial für eine umweltverträgliche Gewinnung und Nutzung herkömmlicher fossiler Energieträger wie auch unkonventioneller fossiler Energieträger (Schiefergas und Ölschiefer) bewertet werden."

Insgesamt spricht viel dafür, dass die Zeit reif ist für eine stärkere Europäisierung der Energiepolitik unter Einbeziehung auch der heimischen Energieträger.

Steinkohle und Umwelt

Herausragende Umweltthemen in Bezug auf die Klimadiskussion waren 2010 die neuen EU-Regelungen im Emissionshandel ab dem Jahr 2013 sowie deren Umsetzung in nationales Recht. Hiervon betroffen sind erstmals auch die Grubengasverwertungsanlagen. Heftige Diskussionen löst insbesondere in NRW die geplante Erschließung von Gasvorkommen in unkonventionellen Lagerstätten aus. Bei der RAG zählt zu den neuen strategischen Handlungsfeldern die Nutzung erneuerbarer Energien. Die Bergbaustandorte bieten hierfür vielfältige Möglichkeiten. Deren Machbarkeit, Finanzierbarkeit und Marktchancen werden geprüft; erste Projekte sind bereits angelaufen.

Die Landesregierung NRW hatte im Dezember 2010 einen ersten Gesetzesentwurf zur Änderung des Wasserentnahmeentgeltgesetzes (WasEG) vorgelegt. Die im WasEG vom 8. Dezember 2009 vorgesehene Befristung des WasEG wurde aufgehoben und die jährliche Minderung der Entgeltsätze außer Kraft gesetzt. Nach einem weiteren Änderungsantrag ist das Gesetz am 25. Juli 2011 in Kraft getreten. Diese Änderung bringt hohe Kosten für den Bergbau in NRW mit sich. Die Ausnahmeregelung für die Hebung von Grubenwasser „Entnahmen von Grundwasser bei der Gewinnung von Bodenschätzen, sofern das entnommene Wasser unmittelbar in ein Gewässer eingeleitet und nicht anderweitig genutzt wird“ wurde gestrichen. Diese Entgeltpflicht für die Sümpfungswässer entfällt nach Beendigung des Steinkohlenabbaus.

Das Landeskabinett hat am 21. Juni 2011 dem Entwurf für ein Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes in NRW zugestimmt. Demnach soll die Gesamtsumme der Treibhausgasemissionen in NRW bis zum Jahr 2020 um mindestens 25 % und bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % gegenüber dem Jahr 1990 verringert werden. Diese landesweiten Klimaschutzziele sollen insbesondere durch einen Klimaschutzplan und mit den Instrumenten der Raumordnung konkretisiert werden. Die Wirtschaft kritisiert trotz Vornahme von Korrekturen gegenüber dem Vorgängerentwurf weiterhin den Gesetzesvorstoß, weil hier verbindliche regionale Klimaziele zusätzlich zu den Zielen auf europäischer Ebene und Bundesebene festgelegt werden. Sie befürchtet Planungsunsicherheit vor allem in der Raumordnung und Bauleitplanung, weil ohne Vorlage eines Klimaschutzplanes, der erst im Jahr 2012 erstellt werden soll, viele Fragen bei der Umsetzung in die Praxis offen bleiben. Auch die „Vorrangregelung“, nach der Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele Vorrang vor allen anderen privaten und öffentlichen Belangen haben sollen, birgt Unklarheiten im Hinblick auf die Anwendung gegenüber anderen Rechtsgütern. Da der Klimaschutzplan die notwendigen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele konkretisiert, sieht es die Wirtschaft als unabdingbar an, diesen zeitlich vor oder mindestens zeitgleich mit dem Gesetz zu erlassen.

CO_2-Emissionsrechtehandel

Nach Einführung des EU-weiten Emissionsrechtehandels im Jahr 2005 beginnt ab 2013 die dritte Handelsperiode für CO_2-Emissionszertifikate. Sie umfasst den Zeitraum 2013 bis 2020. Bereits ab 2012 werden der Luftverkehr und ab 2013 weitere emissionsintensive Industriebranchen in den Emissionshandel einbezogen. Die Gesamtemissionsmenge für alle emissionshandelspflichtigen Anlagen wird durch einen vorgesehenen Emissionsdeckel (cap) bestimmt und ab 2013 kontinuierlich um 1,74 % pro Jahr abgesenkt.

Die Zuteilungsregeln sehen für die Produktion von Strom und auch für Industriestrom ab 2013 keine kostenlosen Emissionszertifikate mehr vor, sondern eine hundertprozentige Auktionierung.

Anlagen, die in bestimmten Wirtschaftszweigen als besonders stark dem Wettbewerb aus Drittländern ausgesetzt gelten (Carbon Leakage), erhalten die Möglichkeit, ihre Kosten zu senken: An diese Unternehmen werden die Zertifikate bis 2010 kostenlos

abgegeben. Diese kostenfreie Zuteilung erfolgt auf Basis von produktspezifischen Benchmarks für Industriebetriebe bzw. auch auf Basis eines Wärmebenchmarks für Wärmeerzeugungsanlagen. Unternehmen, die nicht vom Carbon Leakage betroffen sind, unterliegen dem so genannten Auktionspfad: Die kostenlose Zuteilung erfolgt für sie übergangsweise von 80 % in 2013 und reduziert sich auf 30 % in 2020. Betreiber von Kleinanlagen mit CO_2-Emissionen von weniger als 25 000 t pro Jahr können einen Antrag auf Befreiung vom Emissionshandel stellen. Sie müssen sich im Gegenzug verpflichten, gleichwertige Maßnahmen zur Emissionsreduzierung durchzuführen.

Der Emissionshandel soll bis 2020 den größten Beitrag zur Treibhausgasminderung in Europa leisten. Hierzu wird er europaweit stärker harmonisiert. Bisher konnten die 27 Mitgliedstaaten jeweils eigene Regeln für die kostenlose Zuteilung festlegen. Ab 2013 gelten für alle Mitgliedstaaten einheitliche Regeln für die kostenlose Zuteilung der Emissionszertifikate und für die Versteigerung. Die beteiligten Unternehmen erhalten Zertifikate, die ihnen den Ausstoß bestimmter Mengen von CO_2 erlauben. Überzählige Zertifikate können vom Unternehmen verkauft werden.

Mit der Novelle des Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) sind die einheitlichen Regeln des EU-Emissionshandels ins deutsche Rechtssystem umgesetzt worden. Unterschiedliche Auffassungen gab es im Bundesrat unter anderem wegen der Vollzugszuständigkeiten von Bund und Ländern. Die Emissionsüberwachung wird zukünftig von der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) beim Umweltbundesamt vollzogen werden. In Deutschland werden die Erlöse aus den Versteigerungen nach derzeitiger Rechtslage alleine dem Bund zugewiesen – basierend auf dem Zuteilungsgesetz und dem TEHG sowie dessen neuem Entwurf. Versteigerungserlöse von über 900 Mio. € fließen auf Grundlage des Energie- und Klimafondsgesetzes (EKFG) dem Bundessondervermögen Energie- und Klimafonds (EKF) zu. Dieser ist vorrangig auf Maßnahmen der Emissionsvermeidung, national und international, sowie zur Steigerung der Energieeffizienz ausgerichtet. Aus Sicht des Landes NRW ist es nicht einzusehen, dass dort ein Großteil der Mittel aufgebracht werden, die Einnahmen aber vollständig an den Bund fließen und darüber hinaus sogar Steuerausfälle auf Länderebene entstehen.

Am 8. Juli 2011 hat der Bundesrat dem vom Deutschen Bundestag am 9. Juni 2011 verabschiedeten „Gesetz zur Anpassung der Rechtsgrundlagen für die Fortentwicklung des Emissionshandels" (TEHG) zugestimmt.

Einbeziehung von Grubengas in den CO_2-Emissionsrechtehandel

Die Europäische Gemeinschaft hat sich im Zusammenhang mit dem Protokoll von Kyoto dazu verpflichtet, neben den CO_2-Emissionen fünf weitere Treibhausgase zu reduzieren. Hierunter fällt Methan (CH_4). Auch Grubengas enthält Methan: Es ist ein brennbares Methan-Luftgemisch und explosionsfähig in einem Mischungsbereich von 5 bis 14 % Methan. Es wird zwangsläufig während des Abbaus von Steinkohle freigesetzt und entweicht auch nach Stilllegung der Bergwerke für viele Jahrzehnte in die Atmosphäre. Deutschland ist in der Entwicklung der derzeit zur Absaugung praktizierten Methoden weltweit führend und beratend in Schwellenländern wie China und Indien tätig.

Vor dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2000) war eine Verwertung des Grubengases in der Regel nicht wirtschaftlich. Es wurde nach dem Absaugen frei und unverändert in die Atmosphäre entlassen. Erst die Gleichstellung von Grubengas mit den erneuerbaren Energien im EEG ermöglichte eine umfassende und wirtschaftliche energetische Verwertung von Grubengas. Zugleich wurde damit die direkte Abgabe in die Atmosphäre begrenzt.

Die in NRW und im Saarland installierte elektrische Gesamtleistung von grubengasbasierten Kraftwerken liegt inzwischen bei 250 MW. In Deutschland wurden in 2009 damit rund 1 240 GWh Strom erzeugt, mit denen umgerechnet über 400 000 Haushalte versorgt werden können. Hinzu kommen rund 400 GWh/a Wärme aus energetisch hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsprozessen (KWK).

Die gezielte Abführung und Verwertung von Grubengas leistet neben dem Sicherheitsaspekt einen ganz wesentlichen Beitrag zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Denn die Verbrennung des im Grubengas enthaltenen Methans zu CO_2 minimiert dessen Klimaschädlichkeit um den Faktor 18,25. Trotz dieses überaus positiven Aspekts unterliegen Grubengasanlagen > 20 MW_{th} Feuerungswärmeleistung ab 2013 dem oben genannten Emissionsrechtehandel.

Die Aufnahme der großen Grubengasanlagen in den Emissionsrechtehandel steht im Widerspruch zu seiner praktikablen Durchführung: Denn der Handel soll ja klimawirksame Emissionen bewerten und Anreize für ihre Minderung schaffen. Dieser Gedanke ist für Grubengas nicht einschlägig, da mit dem Betrieb von Grubengasanlagen durch die vermiedenen Methanemissionen de facto eine vielfach höhere Entlastung des Klimas verbunden ist. Durch die Nutzung des Grubengases zur Stromproduktion und Wärmeabgabe wurden zwar im Jahr 2009 in Deutschland ca. 0,9 Mio. t CO_2 emittiert, zugleich konnten jedoch jährliche Emissionen von rund 5,5 Mio. t CO_2-Äquivalent vermieden werden. Dies entspricht einer Vermeidungsquote von rund 84 %. Es dokumentiert zugleich die flächendeckende Aufstellung der Grubengasverwertungsgesellschaften sowohl im aktiven als auch im stillgelegten Bergbaubereich. Beide Ziele zusammen sind nicht möglich – nämlich das möglichst vollständige Fassen und Verbrennen des Brennstoffes Grubengas bei gleichzeitiger Reduzierung der CO_2-Emissionen.

An der Ruhr richtet sich die Größe der Anlagen nach dem örtlichen Methanaufkommen. Somit werden hier je nach Gegebenheit entsprechend viele Blockheizkraftwerke (BHKW) zum vollständigen Absaugen des anfallenden Methans an einem Standort aufgestellt. Das bereits nach dem Zweiten Weltkrieg im saarländischen Steinkohlenrevier aufgebaute und ständig erweiterte Grubengasverbundnetz bietet die Möglichkeit, Grubengas-BHKW an Standorten mit hohem Wärmebedarf zu größeren Einheiten zusammenzufassen (Anlagen von mehr als 20 MW_{th} Feuerungswärmeleistung), anstatt sie an den Standorten der Gasabsaugestationen verteilt aufzubauen. Dies hat den Vorteil, das Grubengas in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung einsetzen zu können, den Brennstoff mit einem Wirkungsgrad von rund 80 % zu verwerten und die Wärme in Nah- und Fernwärmenetze einzuspeisen. Diese sinnvolle Konzentration der Verwertungsanlagen auf Wärmesenken kann jedoch durch den künftigen Emissionsrechtehandel in ihrer Wirtschaftlichkeit ernsthaft gefährdet werden: Die höheren Produktionskosten können den Endkunden auf Grund der festen EEG-Vergütungssätze nicht in Rechnung gestellt werden.

CO_2-Nutzung – Vom „Schadstoff" zum Wertstoff

An Hochschulen und in der Industrie nehmen in den letzten Jahren die Aktivitäten auf dem Forschungsgebiet der stofflichen Nutzung und des Recyclings von CO_2 zu. Im neuen Potsdamer Institut für Klima, Erdsystem und Nachhaltigkeit (IASS), dessen Gründungsdirektor der frühere Bundesumweltminister Klaus Töpfer ist, geht es um die sinnvolle Nutzung von CO_2. „Man muss mit CO_2 etwas anderes machen können, als es in die Atmosphäre entweichen zu lassen oder als Abfall unter der Erde zu verpressen", so Töpfer. Rund 9 Mio. € stellen der Bund und das Land Brandenburg jährlich dem Institut zur Verfügung, das sich als Schnittstelle zwischen Wissenschaft, Politik und Gesellschaft versteht. Forscher aus der

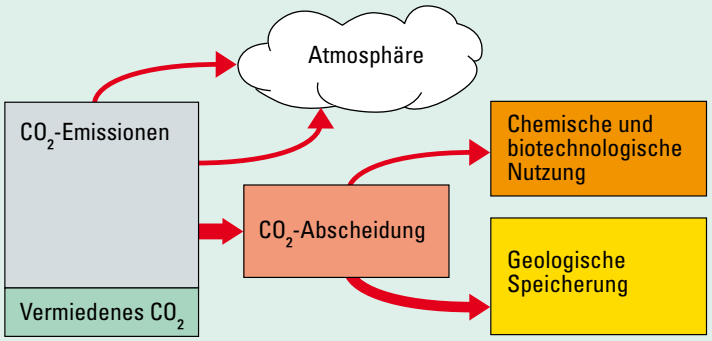
gesamten Welt sollen sich hier zusammenfinden und Ideen für eine nachhaltigere Zukunft entwickeln.

Schon heute wird reines CO_2 genutzt: Es dient zum Beispiel als technisches Gas zur chemischen Reinigung, als Arbeitsmittel in Kühlgeräten und in Gewächshäusern für bessere Pflanzenwachstumsbedingungen. Die Lebensmittelindustrie benötigt CO_2 für Getränke und zur Wasserneutralisation. Kohlendioxid und Kohlenmonoxid sind Ausgangsstoffe zur Herstellung verschiedener Werkstoffe, beispielsweise Polyurethan, Karbonate und Methanol.

Der in Frage kommende Anwendungsbereich ist noch sehr niedrig gegenüber dem derzeitigen anthropogenen Ausstoß. Bezogen auf den heutigen globalen CO_2-Ausstoß beträgt die stoffliche Nutzung von CO_2 mit gut 100 Mio. t/a weltweit weniger als 0,5 %.

Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) verfolgt einen dreifachen Ansatz: die Vermeidung von CO_2-Emissionen, die Speicherung von CO_2 im Boden (Carbon Capture and Storage – CCS) und die Verwertung von CO_2 als Rohstoff. Im Mai 2009 hat das BMBF die Fördermaßnahme „Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von Kohlendioxid" veröffentlicht. Sie unterstützt Wissenschaft und Wirtschaft, gemeinsam innovative Technologien und Verfahren zu entwickeln und zu erproben. Es geht um die Änderung bzw. Erweiterung der Rohstoffbasis durch die Verwertung von CO_2 zu Basischemikalien. Hinzu kommt die stoffliche Verwertung von CO_2 als Kohlenstoffbaustein für chemische Produkte. In den kommenden fünf Jahren werden im Rahmen dieser Förderung insgesamt 100 Mio. € bereitgestellt.

CO_2-Optionen



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., 12/2010

Ein Ziel ist es, CO_2, das für die Herstellung bestimmter Produkte nötig ist und extra produziert werden muss, durch abgeschiedenes CO_2 aus Kraftwerken zu ersetzen. Bislang gewinnt die chemische Industrie den Kohlenstoff aus Mineralöl. Mit einer neuen Katalysatortechnik ist es der Bayer AG in einer Pilotanlage gelungen, ein chemisches Vorprodukt zu entwickeln, in das CO_2 eingebunden wird. Dieses so gewonnene Vorprodukt wird dann zu Polyurethanen weiterentwickelt. Das CO_2 stammt aus der CO_2-Wäsche, mit der CO_2 aus dem Rauchgas eines Braunkohlekraftwerkes der RWE Power AG abgetrennt wird.

Auch die Biotechnologie bietet eine Reihe von Ansätzen, die zur Reduktion von CO_2 beitragen können: Methanherstellung durch Mikroalgen, die Induktion von Algenblüten im Meer durch Eisendüngung oder Verfahren mit Algen, die CO_2 aus über sie geleiteten Rauchgasen aufnehmen. Des Weiteren könnte mithilfe von Mikroben aus dem Rauchgas Biomasse entstehen, die zu industriell nutzbaren Produkten verarbeitet wird – wie etwa neuen Biomaterialien und chemischen Zwischenprodukten.

Um die gesamten Potenziale in naher Zukunft zu erschließen, werden noch viele aussagekräftige Daten für systematische Analysen benötigt, um dann möglichst vielfältige und Erfolg versprechende Anwendungsbereiche in der Weiterverwertung und stofflichen Nutzung von CO_2 zu finden.

Die „Grüne RAG“

Zu den neuen strategischen Handlungsfeldern der RAG zählt die Nutzung erneuerbarer Energien. Die Bergbaustandorte bieten viele Ressourcen, die sich zum Beispiel für Geothermie, Windenergie, Photovoltaik, nachwachsende Rohstoffe und Pumpspeicherkraftwerke nutzen lassen. Die RAG AG und ihre Tochter RAG Montan Immobilien prüfen zurzeit gemeinsam mit Partnern unterschiedliche Möglichkeiten im Bereich der regenerativen Energien. „Wir möchten unseren unternehmerischen Beitrag zum Strukturwandel und zur Entwicklung des Ruhrgebietes zur Klimaregion der Zukunft leisten“, betonte der RAG-Vorstandsvorsitzende Bernd Tönjes in einem Gespräch mit NRW-Umweltminister Johannes Remmel im Juni 2011. Tönjes weiter: „Wir wollen vor allem untersuchen, inwieweit Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien unter Nutzung unserer bergbaulichen Infrastruktur und unserem technischen Know-how zu erzeugen sind, und ob wir einen Beitrag zur Speicherung von Strom aus erneuerbaren Quellen leisten können.“

Johannes Remmel begrüßte die vorgestellten Aktivitäten: „Die RAG setzt auf die richtigen Themen. Die Zukunft gehört den erneuerbaren Energien, und wer jetzt die Weichen richtig stellt, wird zu den Gewinnern gehören. … Wir brauchen mutige Unternehmer und Unternehmen mit Visionen, die den Epochenwechsel mit innovativen Technologien vorantreiben. Die RAG hat sehr interessante und vielversprechende Konzepte in Planung.“

Zu den Projekten der RAG gehören:

- die Windenergiegewinnung auf Halden,
- der Anbau von Biomasse auf ungenutzten ehemaligen Bergbauflächen, etwa auf dem Bergwerk Hugo in Gelsenkirchen mit 22 ha Brachfläche,
- die Gewinnung von Wärme aus Grubenwasser,
- die Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken auf Bergehalden und
- die Prüfung der Verwirklichung von Unterflurpumpspeicherkraftwerken auf stillgelegten Bergwerken.

„Wir brauchen für unser Energiesystem der Zukunft moderne und innovative Pumpspeicher-Technologien“, sagte Minister Remmel. „Diese Technik hat enormes Potenzial. Wir müssen daher prüfen, wie und wo wir solche Speicherwerke einsetzen können, und einige Firmen machen dies bereits. Auch die RAG hat dazu jetzt interessante Ansätze vorgelegt.“

Photovoltaik-Anlage in der Akademie Mont Cenis, Herne

Dr. Peter Fischer, *Leiter Servicebereich*
Standort- und Geodienste der RAG Aktiengesellschaft

„Erneuerbare Energien dank Bergbauressourcen“

Bereits seit einigen Jahren befasst sich die RAG mit den unterschiedlichen Möglichkeiten, ihre Bergbau-Infrastruktur und das im Unternehmen vorhandene Know-how zur Gewinnung erneuerbarer Energie einzusetzen. Aus ersten Plänen sind inzwischen konkrete Projekte geworden, aus Ideen entstanden wissenschaftliche Untersuchungen und Machbarkeitsstudien.

Die RAG sieht Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien unter Nutzung der unternehmenseigenen Ressourcen als eine sinnvolle Ergänzung und Weiterentwicklung ihres Unternehmensprofils. Aufbauend auf den vorhandenen Infrastrukturen ergibt sich eine Flankierung des Auslaufprozesses. Zudem wird ein zukunftsträchtiges Betätigungsfeld für die Zeit nach Beendigung des Steinkohlenbergbaus entwickelt.

Dabei nutzt die RAG ihre Bergbau-Infrastruktur auf unterschiedliche Weise zur Gewinnung erneuerbarer Energien. Durch den Bergbau entstanden zahlreiche ca. 100 m hohe Halden, bis zu 1 300 m tiefe Schächte, ausgedehnte und unverbaute Grundstücke und große Gebäude. Zudem wird ca. 30 °C warmes Grubenwasser an die Tagesoberfläche gepumpt. Unverzichtbar ist das im Unternehmen vorhandene Fachwissen, das für zukünftige Projekte genutzt werden kann.

Die EU, der Bund und die Länder wollen, dass die CO_2-Emissionen in Zukunft deutlich verringert werden. Ziel des Bundes ist es bis 2020 zum Beispiel die Treibhausgasemissionen um 40 % zu reduzieren, den Primärenergieverbrauch um 20 % zu senken und den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch um 18 % und bis 2050 sogar um 60 % gegenüber 1990 zu steigern. Auch die Landesregierung formuliert in ihrem Gesetzesentwurf zur Förderung des Klimaschutzes in NRW hohe

Erneuerbare Energien – Nutzung untertägiger Ressourcen

Quelle: RAG AG, 2011

Ansprüche: So sollen bis 2020 die Treibhausgasemissionen um 25 % gesenkt werden und bis 2050 sogar um 80 % gegenüber 1990.

Die RAG ist in der Lage zur Erreichung dieser Ziele ihren Beitrag zu leisten, indem sie ihre Bergbau-Infrastruktur einer Nachnutzung durch Erneuerbare-Energien-Projekte zur Verfügung stellt.

Der Stand der Projektentwicklung stellt sich unterschiedlich dar. Einige Projekte wurden bereits umgesetzt, andere wiederum befinden sich noch in der Planung. Die RAG unterscheidet zwischen der Nutzung untertägiger und übertägiger Ressourcen. So können beispielsweise die Grubenbaue zum einen für Pumpspeicherkraftwerke unter Tage, zum anderen als Wärmespeicher, aber auch als Wärmequelle für Gebäude genutzt werden.

Die übertägigen Ressourcen wie Haldenkörper und Flächen können als zukünftige Standorte für Windräder, Photovoltaik oder Biomasse eingesetzt werden.

Bei der Umsetzung arbeitet die RAG mit Partnern der Region zusammen. Hier kann das Engagement von Stadtwerken, Wohnungsbaugesellschaften oder auch Energieversorgungsunternehmen genannt werden.

Als Partner der RAG nutzt ein örtliches Energieversorgungsunternehmen die auf den Halden herrschenden küstenähnlichen Windverhältnisse. Diese Windenergie ist zur Stromerzeugung bestens geeignet. Auf der Halde Scholven in Gelsenkirchen wurden 2010 zwei ca. 100 m hohe Windkraftanlagen mit jeweils 2,3 MW errichtet, die ca. 10 000 Einwohner mit Strom versorgen können. Dieses höchst erfolgreiche Projekt ist Vorreiter für weitere Windkraftanlagen auf den zahlreichen Halden der RAG in NRW und dem Saarland.

Zur Gewinnung alternativer Brennstoffe, so genannter Biomasse, werden derzeit, ebenfalls in Gelsenkirchen, auf dem ehemaligen Zechengelände Hugo 2/5/8 schnell wachsende Bäume, hauptsächlich

Pappeln und Weiden, angepflanzt. Dieser Biomassepark entsteht in Kooperation mit dem Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes NRW, dem Landesbetrieb Wald und Holz NRW und der RAG Montan Immobilien. Als eine Art Park ist diese Kurzumtriebsplantage von Jedermann begehbar. Die Einwohner von Gelsenkirchen profitieren von dieser Entwicklung, da diese Kurzumtriebsplantage die ehemals bergbaulich genutzte Fläche ökologisch aufwertet.

Die Nutzung von Sonnenenergie ist so erprobt wie effektiv. Die weit ausladenden Dächer der Kohlenmischhallen der RAG bieten sich für die Installation von Photovoltaikanlagen geradezu an. Die Hallen der RAG mit ca. 10 000 m² großen Süddächern stehen überaus günstig im optimalen Winkel zur Sonneneinstrahlung. Als Vorbild dient dabei die Kohlenmischhalle Pattberg in Moers, die vom Eigentümer mit Solarkollektoren bestückt wurde.

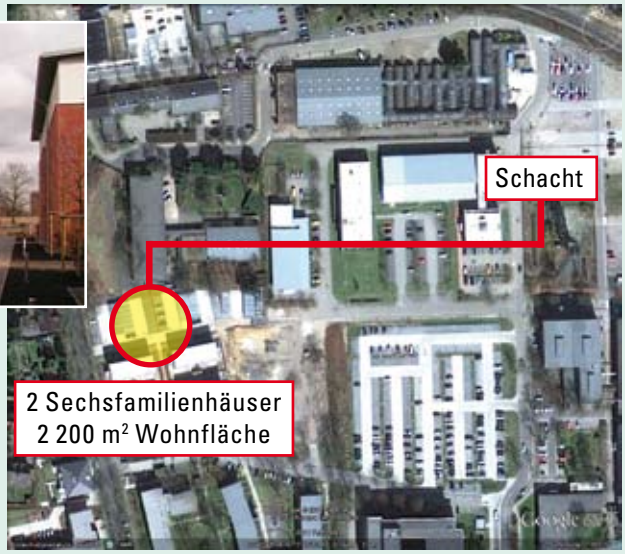
Eine Begleiterscheinung des Bergbaus und gleichzeitig ein Herausstellungsmerkmal der RAG im Bereich erneuerbare Energien ist das Grubenwasser. Es ist durch seine Wärme von ca. 30 °C selbst Energieträger. Von der RAG werden rund 100 Mio. m³/a Grubenwasser gehoben. RAG beabsichtigt, diese Wärmeenergie an mehreren Standorten zu nutzen. Prädestiniert sind Großabnehmer, wie Schulen, Freibäder und Gärtnereien. Seit 2007 wird das auf dem Essener Zollverein-Gelände stehende Sanaa-Gebäude mit der Wärme aus Grubenwasser versorgt. Mit der vorhandenen Grubenwasserwärme des Standortes Zollverein könnten wesentlich mehr Gebäude versorgt werden. Es bieten sich die Hochschule sowie ein geplantes Hotel an.

Weitere Immobilien in Bochum sollen Ende 2011 von der Wärme des Grubenwassers profitieren. Die Stadtwerke Bochum beabsichtigen nahe des Schachtes Robert-Müser eine Feuerwache und einen Schulkomplex mit Wärme aus Grubenwasser zu versorgen. Das gehobene Wasser enthält so viel Energie, dass selbst für weitere Neubauten des dort ausgewiesenen Gewerbegebietes Wärme zur Verfügung gestellt werden könnte.

Die Schächte der RAG erschließen den Weg zum unendlichen Energielieferant „Erdwärme“. Vermieden werden kostenintensive und zum Teil problematische Bohrungen, bei denen unsicher ist, wie hoch der Wärmegrad nach der Bohrung tatsächlich sein wird. Diesen Nachteilen der konventionellen Erdwärmegewinnung kann die RAG risikolos entgehen. Sie nutzt die vorhandenen Zugänge zur Gebirgswärme durch ihre offenen Schächte. Ein erstes Projekt wurde bereits in Marl, am Schacht Auguste Victoria 2 umgesetzt. Die Wohnungsbaugesellschaft Evonik Wohnen GmbH nutzt die „Schachtwärme“.

Erneuerbare Energien – Wärme aus tiefen Schächten

- Kooperation mit Wohnungsbaugesellschaft (EVONIK)
- Einhaltung der Vorgaben des EEWärmeG
- Nachhaltig bessere Vermietbarkeit



Quelle: RAG AG; Google Earth, 2011

Erneuerbare Energien – Pumpspeicherkraftwerk über Tage

Quelle: RAG AG, 2011

Ein in den Schacht eingebrachtes Sondensystem zieht die Wärme aus dem Gebirge zur Versorgung neu errichteter Mehrfamilienhäuser. Auf eine weitere etwas ungewöhnliche Weise, wird ein Gebäude in Bottrop mit Wärme versorgt. Bei diesem Projekt wird die Energie nicht aus dem Erdinneren gewonnen, sondern von der Kokerei in Bottrop, die bis Mai 2011 zur RAG gehörte, als überschüssige Prozesswärme zur Verfügung gestellt. Ein Speichermedium, eingebaut in einen LKW-Container, speichert die Wärme und transportiert sie zu einem Grundschulgebäude.

Eine Möglichkeit Energie in größerem Umfang zu speichern, ergibt sich durch den Betrieb eines Pumpspeicherkraftwerkes. Die RAG kann hier ihre Potenziale wie Halden und Schächte nutzen, um Windenergie zwischenzuspeichern und bei Spitzenbedarf einzuspeisen.

An windreichen Tagen kann durch Pumpspeicherkraftwerke auf Halden der Stromüberschuss aus Windkraftanlagen dazu genutzt werden, Wasser aus einem tieferen Becken in ein auf dem Haldentop gelegenes Becken zu pumpen. Bei Spitzenstrombedarf fließt das Wasser zurück ins Unterbecken und treibt über eine Turbine einen Generator zur Stromerzeugung an. Gemeinsam mit einem überregionalen Energieversorger als Partner lässt RAG Montan Immobilien zurzeit eine Machbarkeitsstudie für ein solches Pumpspeicherkraftwerk auf einer Halde erstellen.

Die Idee des Untertagepumpspeichers ähnelt dem Prinzip des Pumpspeicherkraftwerks auf Halden. Nur dienen in diesem Fall die Grubenbaue als Unterbecken; das Oberbecken befindet sich an der Tagesoberfläche. Die Grubenbaue sind mit der Tagesoberfläche durch einen Schacht verbunden.

In Abhängigkeit von Menge und Fallhöhe könnten diese Kraftwerke bis zu 300 MWh Strom liefern. Die für die zentralen Wasserhaltungen vorzuhaltenden Schächte und Grubenbaue sowie Einrichtungen und Anlagen werden auf diese Art einer weiteren zusätzlichen Nutzung zugeführt, die wirtschaftlich zur Deckung der Grundkosten dieser Vorhaltung beitragen. So könnten die Pumpspeicherkraftwerke unter Tage einen Beitrag zur Deckung der Ewigkeitslasten leisten. In Zusammenarbeit mit Universitäten des Ruhrgebietes aus Bochum und Duisburg-Essen soll nun eine Projektskizze erarbeitet werden.

Für die RAG ergeben sich mit all diesen Projekten Chancen, ihre Grundflächen und Immobilien wirtschaftlich und nachhaltig zu nutzen. Gleichzeitig kann RAG im Rahmen ihrer Möglichkeiten Impulse für eine zukunftsfähige Branche auf den Weg bringen, die sich positiv auf den Strukturwandel der Region auswirken und Chancen für unternehmerische Perspektiven bieten.

Bergbau und Kultur –
Extraschicht auf der Zeche Ewald

Weltstromerzeugung

Jahr	Kohle	Kern-energie	Mineral-öl	Erdgas	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
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
2009	7 750	2 558	910	4 360	4 240	19 818
2010	8 330	2 725	828	4 560	4 290	20 733
2020	10 630	3 712	689	5 881	6 462	27 374
2035	11 241	4 883	480	7 557	11 174	35 335

Quelle: GVSt 2011; BP Statistical Review 2011;
Prognosen New Policies Scenario der Internationalen Energie-Agentur (IEA), 2010

Weltreserven an Kohle, Mineralöl und Erdgas in 2010

Region	Kohle[1]	Mineralöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-27	33	1	3	36
Eurasien[2]	142	28	72	242
Afrika	26	27	17	71
Naher Osten	1	156	90	247
Nordamerika[3]	210	15	12	237
Mittel- und Südamerika	10	50	9	68
VR China	159	3	3	165
Ferner Osten	82	6	12	100
Australien	50	1	4	54
Welt	713 58 %	287 24 %	222 18 %	1 220 100 %

[1] Daten von 2009; [2] übriges Europa und GUS; [3] einschließlich kanadische Ölsande
Quellen: BP 2010; BGR 2011

Weltreserven und -förderung an Steinkohle[1]

Region	Reserven[1] Mrd. t SKE	Förderung[2] Mio. t
EU-27	14	134
Eurasien[3]	106	501
Afrika	26	250
Naher Osten	1	0
Nordamerika	199	1 015
Mittel- und Südamerika	8	79
VR China	155	3 410
Ferner Osten	73	1 013
Australien	38	393
Welt	620	6 795

[1] Daten von 2009; [2] Daten von 2010; [3] übriges Europa und GUS
Quellen: BGR 2010; VDKi 2011

Weltenergieverbrauch

Jahr	Kern-energie	Nicht erneuerbare Energien: Kohle	Mineral-öl	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	1 534	14 037
2005	1 031	4 191	5 488	3 522	379	1 960	16 571
2007	1 024	4 544	5 653	3 772	375	2 120	17 488
2008	1 020	4 724	5 619	3 898	380	2 150	17 791
2009	1 005	4 670	5 404	3 756	387	2 190	17 412
2010	1 050	5 000	5 580	3 890	395	2 249	18 164
2020	1 348	5 671	6 215	4 479	538	2 529	20 816
2030	1 820	6 626	7 667	5 360	681	3 799	23 953

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet;
inkl. traditionelle Energien
Quelle: GVSt 2011; BP 2011; WEC 2011; Prognosen für 2020/2030 der IEA in New Policies Scenario, 2010

Globale CO_2-Emissionen

Staatenverbund/ Region/Land	1990 (Basis-jahr)	2000	2005	2010	Veränderungsraten[3] 2010 zu 2009	2010 zu 1990
	Mio. t				in %	
Annex-I-Staaten[1]	14 958,7	14 417,7	14 895,6	14 110,0	3,4	- 5,7
EU-27	4 401,1	4 118,16	4 249,5	3 857,3	2,2	- 12,4
darunter EU-15[1]	*3 365,8*	*3 369,3*	*3 481,3*	*3 145,6*	*2,4*	*- 6,5*
darunter Deutschl.[1/2]	*1 062,2*	*913,4*	*874,9*	*815,9*	*2,2*	*- 23,2*
Australien[1]	278,2	349,7	382,3	367,9	- 8,1	32,2
Kanada[1]	458,5	562,7	573,4	578,5	6,7	26,2
USA[1]	5 091,6	5 966,2	6 014,8	5 719,6	4,1	12,3
Russland[1]	2 498,6	1 471,3	1 524,8	1 620,1	6,1	- 35,2
Ukraine[1]	719,2	289,0	321,0	285,1	4,0	-60,4
Japan[1]	1 141,2	1 251,6	1 282,3	1 174,5	2,6	2,9
Korea	229,3	431,3	468,0	551,8	8,5	140,6
Indien	589,3	976,4	1 159,5	1 689,4	9,1	186,7
VR China	2 244,0	3 077,6	5 108,3	7 591,3	10,4	238,3
Übr. Ferner Osten	689,8	1 151,8	1 445,0	1 793,0	3,4	159,9
Naher Osten	588,2	975,1	1 245,0	1 615,1	4,9	174,6
Afrika	546,2	688,3	823,4	931,0	3,1	70,5
Lateinamerika	604,0	866,7	950,3	1 107,2	5,9	83,3
Übrige Staaten	1 960,4	1 982,0	2 251,0	2 468,1	3,7	25,9
Welt	22 040,6	24 158,3	27 888,6	31 349,9	5,6	42,2

[1] Annex-I-Staaten nach UN-Klimarahmenkonvention (vgl. unter anderem http://unfcc.int)
[2] Temperatur- und Lagerstandsbereinigt
[3] Berechnung auf Basis einer Nachkommastelle
Quelle: H.-J. Ziesing in ET 9/2011 und ET 4/2011

Primärenergieverbrauch in der EU-27

Jahr	Kohle	Mineralöl	Erdgas	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	2 555
2009	371	958	590	289	191	2 399
2010[1]	385	947	633	297	215	2 477
2020	315	778	656	349	366	2 464
2035	193	659	702	59	564	2 477

[1] vorläufig
Quelle: BP Statistical Review 2010;
Prognosen New-Policies-Scenario im World Energy Outlook der IEA 2010

Stromerzeugung in der EU-27

Jahr	Kohle	Mineralöl	Erdgas	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
2009	832	92	768	928	576	3 196
2020	668	42	853	937	1 071	3 571
2035	389	23	936	963	1 626	3 937

Quelle: BP Statistical Review 2010;
Prognosen New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA 2010

Stromerzeugung in Deutschland

Jahr	Stein-kohle	Braun-kohle	Kern-energie	Mineral-öl	Erdgas	Wind-energie	Wasser-kraft u. Sonstige	Ins-gesamt
	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	636,9
2007	142,0	155,1	140,5	9,6	75,9	39,7	74,4	637,2
2008	124,6	150,6	148,8	9,2	86,7	40,6	76,6	637,1
2009	107,9	145,6	134,9	9,6	78,8	38,6	77,8	593,2
2010[1]	117,4	145,0	140,6	8,1	87,3	36,5	93,4	624,7

[1] vorläufig

Primärenergieverbrauch in Deutschland

Jahr	Stein-kohle	Braun-kohle	Mineral-öl	Erdgas	Kern-energie	Wind-energie	Wasser-kraft u. Sonstige	Ins-gesamt
	Mio. t SKE							
1980	85,2	115,7	206,7	73,9	20,7	0,0	5,9	508,1
1990	78,7	109,2	178,0	78,2	56,9	0,0	7,2	508,6
1995	70,3	59,2	194,1	95,5	57,4	0,2	10,2	486,9
2000	69,0	52,9	187,6	101,9	63,2	1,2	15,6	491,4
2005	61,7	54,4	176,3	110,2	60,7	3,3	29,4	496,0
2006	67,0	53,8	174,7	111,3	62,3	3,8	31,6	504,5
2007	68,8	55,0	157,8	106,5	52,3	4,9	36,7	482,0
2008	61,4	53,0	167,3	104,4	55,4	5,0	38,6	485,1
2009	51,1	51,4	158,2	100,2	50,2	4,7	42,4	458,2
2010[1]	58,5	51,6	159,6	104,9	52,3	4,5	41,7	479,1

[1] vorläufig
Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet
Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2011

Kohlenförderung und Steinkohlenimporte in der EU-27 im Jahr 2010

Region	Förderung			Importe
	Steinkohle	Braunkohle	Insgesamt	Steinkohle
	Mio. t SKE			
Polen	66	17	83	11
Großbritannien	16	0	16	23
Deutschland	11	50	61	40
Tschechien	10	13	23	2
Spanien	7	0	7	8
Bulgarien	3	8	11	3
Rumänien	2	8	10	1
Griechenland	-	17	17	1
Ungarn	-	3	3	2
Slovenien	-	1	1	0
Slovakei	-	1	1	3
Italien	-	-	-	19
Frankreich	-	-	-	17
Niederlande	-	-	-	11
Finnland	-	-	-	5
Dänemark	-	-	-	4
Belgien	-	-	-	3
Schweden	-	-	-	3
Portugal	-	-	-	3
Österreich	-	-	-	3
Irland	-	-	-	2
EU-27	115	118	233	164

[1] Quellen: EURACOAL 2011; BP Statistical Review 2011; VDKI 2011

Absatz des deutschen Steinkohlenbergbaus

Jahr	Inland			EU-Länder		Drittländer	Gesamtabsatz
	Wärmemarkt	Kraftwerke	Stahlindustrie	Stahlindustrie	Sonstige		
	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
2009	0,3	11,7	3,0	0,0	0,2	0,0	15,2
2010	0,3	10,6	3,7	0,0	0,2	0,0	14,8

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
2009	5 597	3 375	6	15
2010	6 092	3 018	5	16

[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
	1 000					
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
2009	12,1	7,6	1,8	5,8	27,3	1,3
2010	10,7	6,7	1,5	5,3	24,2	1,1

[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
2009	10,9	1,0	–	1,9	13,8
2010	9,6	1,3	–	2,0	12,9

„Landmarke Tetraeder“ –
auf der Halde Beckstraße in Bottrop-Batenbrock
nach einem Entwurf des Architekten Wolfgang Christ

Organisation Gesamtverband Steinkohle e. V.

Vorstand

Vorsitzender (Präsident):

Bernd Tönjes, Herne,
Vorsitzender des Vorstands der
RAG Aktiengesellschaft

Stellvertretende Vorsitzende:

Dr. h. c. Wilhelm Beermann, Herne,
(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, Essen,
Vorsitzender der Geschäftsführung
STEAG GmbH

K.-Rainer Trösken, Essen

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia, Herne,
Geschäftsführendes
Vorstandsmitglied

Michael G. Ziesler, Saarbrücken

Stand: Mitte Oktober 2011

Geschäftsführung

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

Elmar Milles, Herne

Geschäftsbereiche

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

Recht/Soziales/Tarife
Elmar Milles, Herne

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

RAG Verkauf GmbH, Herne

STEAG GmbH, Essen

Bergwerksgesellschaft Merchweiler mbH, Quierschied

Verzeichnis der Grafiken und Tabellen

Standortbestimmung: Deutsche Steinkohle im Energiemix

Zuwachsraten Primärenergieverbrauch 2009/10 in Deutschland 11

Absatzstruktur deutscher Steinkohle 11

Energierohstoffreserven in Deutschland 12

Öffentliche Hilfen für die deutsche Steinkohle 12

EU-Steinkohlebeihilfen 13

Strukturwandel im Verbrauch heimischer und importierter Steinkohle in Deutschland 15

Steinkohlenbergwerke in Deutschland 2011 17

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau 18

RAG: Mitarbeiterverlegungen 2010 bis 2013 19

Entwicklung der Unfallzahlen 20

Fachrichtungen der Auszubildenden im Steinkohlenbergbau 20

Energiewende: „Neue Horizonte"

Das Energiekonzept der Bundesregierung – Ziele und Annahmen 22

Energieszenarien 2011/Szenario PEV bis 2030 24

Energieszenarien 2011/Szenario Bruttostromerzeugung bis 2030 24

Volumen deutscher Steinkohlenmarkt bis 2030 gem. Energieszenarien 2011 25

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2010 25

Entwicklung BIP, PEV und gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland seit 1990 26

Stromerzeugungsmix in Deutschland 26

Abhängigkeit Deutschlands von Energierohstoffimporten 2010 28

Länderkonzentration der Weltgasproduktion 2010 29

Entwicklung der staatlich verursachten Belastung der Strompreise 31

Internationale Energie- und Kohlenmärkte

Energieverbrauch im Vergleich zur Weltbevölkerung und zum Bruttoinlandsprodukt 36

Deutsche Importe fossiler Energieträger 2000/2010 37

Herkunft deutscher Steinkohlenimporte 2010 37

Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 38

Preisentwicklungen: Premium-Qualitäten Kokskohle fob USA (Ostküste) und Australien (Queensland) 39

Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle cif Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze 40

Preisentwicklungen: Seefrachtraten nach Europa 40

Welthandel mit Steinkohle 40

Steinkohle und Umwelt

CO_2-Optionen 51

Erneuerbare Energien - Nutzung untertägiger Ressourcen 53

Erneuerbare Energien - Nutzung übertägiger Ressourcen 54

Erneuerbare Energien - Wärme aus tiefen Schächten 55

Erneuerbare Energien - Pumpspeicherkraftwerk über Tage 56

Statistiken 58

Weitere Grafiken unter www.gvst.de

Impressum

Herausgegeben von der
Geschäftsführung des
Gesamtverbands Steinkohle e. V.
Shamrockring 1
44623 Herne
Tel.: +49 (0) 23 23 / 15 4305
Fax: +49 (0) 23 23 / 15 4262

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

Redaktion:
Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia
Jürgen Ilse
Helmut Klaue
Dr. Kai van de Loo
Roland Lübke
Jörg Ottersbach
Andreas-Peter Sitte
Michael Weberink
Dr. Martin Wedig

Fotos:
GVSt, RAG AG, Evonik AG, RWE AG, EURACOAL, Rat der Europäischen Union, Dr. Detlef Riedel, Google Earth™ (© Tele Atlas, Image © 2011 Geo Eye, © Europa Technologies; 51°40'02.77" N 7"08'01.91" O Höhe 58 m), CP Compartner, Bühler AG, Dreamstime

Layout, Grafik, Bildmontagen:
Q-Medien GmbH,
42853 Remscheid

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 2010

Bergwerke[1] (Anzahl)	**5**
Zechenkokereien (Anzahl)	1
Belegschaft[1] insgesamt	**24 207 Mitarbeiter**
- Ruhrrevier	18 563 Mitarbeiter
- Saarrevier	3 208 Mitarbeiter
- Ibbenbüren	2 436 Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	**12,9 Mio. t v. F.**[3]
	= 13,2 Mio. t SKE[2]
- Ruhrrevier	9,6 Mio. t v.F.
- Saarrevier	1,3 Mio. t v.F.
- Ibbenbüren	2,0 Mio. t v.F.
Kokserzeugung (Zechenkokerei)	2,0 Mio. t
Technische Kennzahlen	
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 018 t v.F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	194 cm
Mittlere Streblänge	337 m
Mittlere Gewinnungsteufe	1 142 m
Größte Schachttiefe	1 750 m
Absatz insgesamt	**14,8 Mio. t SKE**
- Elektrizitätswirtschaft	10,6 Mio. t SKE
- Stahlindustrie	3,7 Mio. t SKE
- Wärmemarkt	0,5 Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle	
- am Primärenergieverbrauch in Deutschland	3 %
- an der Stromerzeugung in Deutschland	6 %
- am Steinkohlenverbrauch	23 %
- an der Stromerzeugung aus Steinkohle	31 %

[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

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