Steinkohle 2012

Den Auslauf gestalten

Gesamtverband Steinkohle e. V.

Steinkohle
Jahresbericht
2012

Gesamtverband Steinkohle e. V.

Ein Wort zuvor

Im Jahr 2012 geht die letzte Etappe für den Steinkohlenbergbau im Saarland und im westlichen Ruhrgebiet zu Ende. Mitte des Jahres mussten wir, wie schon 2008 beschlossen, schweren Herzens nach über 250 Jahren Abschied von unserem Steinkohlenrevier an der Saar nehmen. Zum Jahresende 2012 wird mit dem Bergwerk West auch der traditionsreiche Steinkohlenbergbau am Niederrhein stillgelegt werden. Ab 2013 werden dann nur noch drei Bergwerke – in Bottrop, Marl und Ibbenbüren – Steinkohle fördern.

Die Erderschütterung an der Saar sowie die wirtschaftlichen Gegebenheiten der hiesigen Steinkohlengewinnung und die 2007 getroffenen politischen Vorgaben haben diese Stilllegungen unvermeidbar gemacht. Bis zum Ende des Jahres 2018 muss der subventionierte Steinkohlenbergbau in Deutschland eingestellt werden. Dies bedeutet dann in einigen Jahren auch die Schließung der letzten subventionierten Steinkohlenbergwerke in Nordrhein-Westfalen.

Dieser Auslaufprozess kann jedoch auf der Grundlage des von Bund und Ländern gewährten Finanzrahmens geordnet und sozialverträglich erfolgen. Zugleich macht er den notwendigen Strukturwandel in den Bergbauregionen möglich. Und auch die RAG Aktiengesellschaft hat die Zeit, die sie benötigt, um sich auf die neuen Aufgaben nach 2018 vorzubereiten. Dies bezieht sich vor allem auf die Bearbeitung der Ewigkeitsaufgaben. Aber auch die Vermarktung von deutschem Bergbau-Know-how auf den Weltmärkten, neue Ideen und Projekte zur Nutzung von bergbaulicher Infrastruktur zur Erzeugung erneuerbarer Energien an ehemaligen Betriebsstandorten sind Chancen, die wir mit aller Kraft verfolgen werden.

„Den Auslauf gestalten" ist daher nicht nur der Titel des neuen GVSt-Jahresberichtes und das Motto unserer Jahresveranstaltung 2012. Es ist auch Leitlinie aller Aktivitäten im Steinkohlenbergbau bis 2018. Im vorliegenden Jahresbericht schauen wir deshalb nicht nur auf die traditionsreiche Vergangenheit des Saarbergbaus zurück, sondern beschreiben auch die Herausforderungen der Zukunft. Und vergessen dabei nicht die Anstrengungen der RAG zum sozialverträglichen personellen Anpassungsprozess. Kein Bergmann wird ins Bergfreie fallen – dies ist nicht nur ein wichtiger Bestandteil der kohlepolitischen Vereinbarung, sondern bleibt ebenso die personalpolitische Leitlinie des Unternehmens.

Der Jahresbericht des Gesamtverbandes Steinkohle e. V. beleuchtet natürlich auch wieder die steinkohlenrelevanten Entwicklungen auf den internationalen Energie- und Rohstoffmärkten oder auf dem Gebiet der Umwelt- und Klimapolitik. Denn bis Ende 2018 bleibt die Steinkohlenförderung wichtigstes Geschäft der RAG. Bis dahin werden wir unsere Kunden vereinbarungsgemäß mit Steinkohle beliefern. Wir werden nicht nur der Politik gegenüber ein verlässlicher Partner bleiben.

Herne, im Oktober 2012

Bernd Tönjes

Vorsitzender des Vorstands
Gesamtverband Steinkohle e. V.

Inhalt

Ein Wort zuvor **3**

Den Auslauf gestalten **5**

Standortbestimmung: Deutsche Steinkohle **7**
Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen 8
Energieverbrauch, Energiemix und Energiekosten 9
Energiewende und Perspektiven des deutschen Steinkohlenmarktes 12
Kohlepolitische Beschlusslage 15
Unternehmensentwicklung 16

Gastbeitrag – RAG Aktiengesellschaft: Schließung des Saarreviers **19**
Historische Entwicklung 21
Besondere technische Entwicklungen 22
Saarbergwerke AG und Eingliederung in RAG AG und DSK AG 22

Sozialverträgliche Gestaltung des personellen Anpassungsprozesses **25**
… die besondere Herausforderung 26
… ein einheitliches Gesamtkonzept 27
… Regelungen für APG-berechtigte Arbeitnehmer 28
… Regelungen für nicht APG-berechtigte Arbeitnehmer 28
… mit Leben füllen 29
… tarifvertragliche Flankierung des Anpassungsprozesses im Zeitverlauf 29
… Verantwortung für junge Menschen 31
… Unfallrückgang im Steinkohlenbergbau 32

Internationale Energie- und Rohstoffmärkte **33**
Globale Entwicklungen 34
Importabhängigkeit der deutschen Energierohstoffversorgung 36
Trends auf dem Steinkohlenweltmarkt 38
Preis- und Frachtratenentwicklung 41

Steinkohle und Umwelt **43**
Emissionshandel 44
• Die dritte Handelsperiode 44
• Energie- und Klimafonds und der CO_2-Zertifikatepreis 45
• Vorteile einer Energiesteuer anstelle von Emissionshandel und EEG? 46
CCS: CO_2-Abscheidung und -Speicherung 48
CCU: CO_2-Nutzung 49
Erneuerbare Energien bei der RAG 49
Methangasnutzung 52

Anhang **55**
Statistik 56
Organisation Gesamtverband Steinkohle e. V. 60
Verzeichnis der Grafiken und Tabellen 61
Impressum 62
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2011 65

Den Auslauf gestalten

Am 30. Juni 2012 wurde das Bergwerk Saar in Ensdorf stillgelegt. Diese Stilllegung hat für den deutschen Steinkohlenbergbau eine ganz besondere Bedeutung: Es ist der endgültige Abschied vom Bergbau an der Saar – dem zweitgrößten und an Traditionen reichen Steinkohlenrevier. Damit wurde ein Markstein auf den Weg gesetzt, der den vollständigen Ausstieg aus dem deutschen Steinkohlenbergbau bis zum Ende des Jahres 2018 signalisiert. Ein Gastbeitrag in diesem Jahresbericht würdigt deshalb die über 250-jährige Geschichte des Saarreviers (Seite 19 bis 24). Und am Ende dieses Jahres – am 31. Dezember 2012– wird im Ruhrrevier das Bergwerk West geschlossen. Es ist das letzte Bergwerk am Niederrhein. Damit endet nach über 100 Jahren dann auch die Steinkohlenförderung am Niederrhein.

Vor diesem Hintergrund und mit dem Auslaufbergbau als Perspektive hat sich die RAG Aktiengesellschaft (RAG) – der letzte deutsche Steinkohlenproduzent – neue Ziele gesetzt. Es geht vor allem um die verantwortungsvolle Gestaltung des Auslaufprozesses. Doch auch die Vorbereitung der operativen Verwaltung der Ewigkeitslasten hat für die RAG zentrale Bedeutung, ebenso wie die Entwicklung neuer Geschäftsfelder.

Den erforderlichen Personalabbau sozialverträglich voranzubringen – das ist die unverändert oberste personalpolitische Zielsetzung. Das heißt im Klartext: Betriebsbedingte Beendigungskündigungen sind auch weiterhin unbedingt zu vermeiden.

Unverzichtbare Voraussetzung dafür ist es, die Produktionsziele bis zum Schluss zuverlässig zu erfüllen. Doch jeder Arbeitnehmer, der aus der RAG ausscheidet, nimmt sein jahrelang erworbenes Fachwissen und seine Erfahrung mit. Damit aber gehen sie dem Unternehmen verloren. So hat die Personalleitung und -steuerung eine besondere Verantwortung. Sie muss den Personalabbau so gestalten, dass den verbleibenden Betrieben weiter und zur richtigen Zeit eine für sie ausreichende Anzahl qualifizierter Mitarbeiter zur Verfügung steht. Den Mitarbeitern wird damit eine Menge abverlangt: Veränderungsbereitschaft, Flexibilität und Mobilität. Es ist die primäre Zielsetzung, Arbeitnehmern, die nicht anpassungsgeldberechtigt sind, bis 2018 neue Arbeitsplätze zu verschaffen. Dazu werden sie in Mitarbeiterentwicklungscentern weiter qualifiziert und dann vermittelt.

So geht der Personalanpassungsprozess im Steinkohlenbergbau in seine letzte, wichtigste und schwierigste Phase. Er kann sozialverträglich gelingen – das zeigen die guten Erfahrungen bei der Stilllegung des Saarbergbaus. Der Auslaufprozess gelang ganz ohne Brüche, weil dort ähnliche tarif- und personalpolitische Instrumente genutzt wurden, die auch für die Betriebe an Rhein und Ruhr vereinbart worden sind.

Auch wenn auf dem Steinkohlenbergbau weiter hoher Anpassungsdruck lastet, er kommt unverändert seiner regionalen und sozialen Verantwortung nach. So hat er als einer der großen Ausbilder auch 2012 rund 270 junge Menschen als Auszubildende eingestellt. Zu Beginn des neuen Ausbildungsjahres bildet die RAG damit insgesamt 1 009 „Azubis“ an neun Ausbildungsstandorten in elf zukunftsorientierten Berufen aus.

Beeinflusst durch die konjunkturelle Entwicklung ging der deutsche Steinkohlenverbrauch 2011 merklich zurück. Im Winterhalbjahr 2011/2012 war die Konjunktur in Deutschland relativ schwach und teilweise sogar rezessiv. Die bis dahin optimistischen Wirtschaftsprognosen für 2012 wurden deshalb teilweise zurückgenommen. Indes nahm die Wirtschaftsleistung in Deutschland dann im Frühjahr 2012 wieder Fahrt auf; und so sahen die Wirtschaftsforschungsinstitute die deutsche Konjunktur wieder im Aufwind. Dennoch bleibt die Wachstumsprognose für 2012 mit 0,9 % zurückhaltend. Die – bedingt durch die Kosten der Energiewende – hohen Energiepreise und mögliche Engpässe in der industriellen Rohstoffversorgung gelten insbesondere als konjunkturelle Risikofaktoren.

Nach wie vor hängt die Energie- und Rohstoffversorgung Deutschlands in hohem Maß von Importen ab. Die Importabhängigkeit der Primärenergieversorgung liegt 2012 bei knapp 70 %. Bei der Steinkohle waren es 2011 bereits rund 80 %. Der Grund dafür ist die Rückführung der heimischen Steinkohlenförderung.

Die einzelnen Energieträger trugen 2011 wie folgt zur deutschen Stromerzeugung bei: Kohle etwa 45 %, davon Braunkohle 25 % und Steinkohle 19 %, hiervon kam noch ein Viertel aus heimischer Erzeugung. Damit lag die Steinkohle vor dem Erdgas und dem Erdöl auf Rang 3. Der Anteil der erneuerbaren Energien betrug insgesamt 20 %.

Für die deutschen Verbraucher – Haushalte wie Unternehmen – werden die Preissteigerungen auf dem deutschen Energiemarkt zu einem wachsenden Problem. Gerade für die energieintensiven Branchen (Chemie, Stahl, Aluminium, Metall, Zement und Papier) sind hohe Energiekosten klare Standortnachteile. Mit 124 Mrd. € waren die Primärenergiekosten 2011 nach Berechnungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) so hoch wie nie zuvor, sie lagen um 20 % über dem Vorjahr. Dagegen lagen die Absatzhilfen für die deutsche Steinkohle 2011 bei 1 Mrd. € und sie sinken weiter.

Die weltweite Steinkohlenförderung stieg – nach vorläufiger Datenlage – international 2011 gegenüber 2010 um 3,5 % auf knapp 7 Mrd. t. Davon waren 88 % (6,1 Mrd. t) der Kraftwerkskohle und 12 % (0,9 Mrd. t) der Kokskohle zuzurechnen. Gegenüber 1990 hat sich die Weltsteinkohlenförderung 2011 damit fast verdoppelt. China war mit einem Produktionsanteil von 52 % das wichtigste Förderland.

Und nicht nur das, mit 55 % Verbrauchsanteil war China zugleich der bedeutendste Kohleverbraucher. In Nordamerika sank die Förderung leicht um 0,6 %. Der Verbrauch ging dort mit - 3,6 % deutlich stärker zurück. Der Grund dafür ist die verstärkte Förderung und Nutzung von unkonventionell gewonnenem Gas, insbesondere von Shale-Gas in den USA. Wegen heftiger Regenfälle und daraus resultierenden Überflutungen zum Jahresbeginn in Queensland ist die Steinkohlenförderung Australiens um 2 % gesunken. Auch in der EU-27 war die Steinkohlenproduktion weiter rückläufig; zugleich stieg der Verbrauch um über 7 %. Langfristig dürfte er in der EU nicht zuletzt infolge umweltpolitischer Maßnahmen weiter zurückgehen.

Eine solche Maßnahme wäre zum Beispiel das Europäische Emissionshandelssystem (Emissions Trading System – ETS), dessen dritte Handelsperiode am 1. Januar 2013 beginnen wird. Ab diesem Zeitpunkt gibt es keine kostenlosen Emissionszertifikate mehr für die Stromproduktion. Kraftwerksbetreiber müssen dann die benötigten Zertifikate zukaufen. Mit den neuen Regelungen für die Zuteilung der Emissionszertifikate und ihrer Versteigerung soll der Emissionshandel europaweit deutlich stärker harmonisiert werden. Der niedrige Preis für die CO_2-Zertifikate führte in den vergangenen Jahren bislang zu keiner nennenswerten Umsetzung der CCS-Strategie (CO_2-Abscheidung und -Speicherung).

Der deutsche Energiemarkt war und ist geprägt vom Umbau der deutschen Energieversorgung. Eingeleitet wurde er von den politischen Beschlüssen zum beschleunigten Atomausstieg und dem Energiepaket vom Sommer 2011. Die Bundesnetzagentur sieht dadurch erhebliche Gefahren für die Stromversorgungssicherheit – zusätzlich zu den drohenden Netzengpässen. Um sie abzuwenden, müssen eine Reihe alter konventioneller Kraftwerke länger als vorgesehen am Netz bleiben und laufende fossile Kraftwerks-Neubauprojekte auch wirklich ans Netz gehen. Um Netzschwankungen aufzufangen und die Stromerzeugung in der Grundlast sicherzustellen, werden moderne Gas- und Kohlekraftwerke benötigt. Sie übernehmen damit auch eine Brückenfunktion zugunsten der fluktuierenden erneuerbaren Energien und der Unterstützung ihrer Marktfähigkeit.

So ist Folgendes absehbar: Die Energiewende wird zu weiteren Veränderungen in der Energielandschaft führen. Inzwischen werden kaum noch Kohlekraftwerke in Deutschland geplant. Was Steinkohlenkraftwerke betrifft, sind acht im Bau, eines ist genehmigt, drei befinden sich im Genehmigungsverfahren und eines ist in der Projektierung. Rechtliche, politische und akzeptanzbedingte Widerstände bremsen selbst die Fertigstellung laufender Neubauten.

Standortbestimmung: Deutsche Steinkohle

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Maßgeblich für die wirtschaftliche Situation des deutschen Steinkohlenbergbaus und des ihn tragenden Unternehmens, der RAG, aber auch für die Perspektiven der bedeutenden Steinkohlenverstromer in Deutschland wie der STEAG GmbH sind zwar in erster Linie energiewirtschaftliche und -politische Determinanten. Doch die jeweiligen gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen schlagen auch auf ihre Geschäftsfelder durch. Der Verbrauch von Kraftwerkskohle und Kokskohle, aber auch die Entwicklungsmöglichkeiten anderer Aktivitäten rund um die Steinkohle, werden von den Schwankungen der Konjunktur und dem Kurs der Wirtschaftspolitik mitbestimmt.

Das hat die schwere Rezession 2009 mit einer Schrumpfung des Bruttoinlandsprodukts (BIP) um rund 5 % mehr als deutlich gezeigt. Damals sank der Steinkohlenverbrauch in Deutschland auf sein bisheriges „Jahrhunderttief" von 51 Mio. t SKE. In den beiden Folgejahren erreichte die deutsche Wirtschaft im Gefolge der Konjunkturprogramme und eines kräftigen Wiederaufschwungs der Weltwirtschaft relativ starke BIP-Wachstumsraten von 3,7 % (2010) und 3,0 % (2011). Dabei boomten vor allem die Exporte, auf die inzwischen die Hälfte des deutschen BIP entfällt. Aber auch der inländische Steinkohlenverbrauch erholte sich 2011 auf 57,5 Mio. t SKE, ohne allerdings das Vorkrisenniveau zu erreichen. 2012 ist ein ähnliches Niveau zu erwarten. Nachdem das Winterhalbjahr 2011/2012 auch in Deutschland konjunkturell wieder schwächer ausfiel und teilweise rezessiv war, wurden zunächst optimistischere Prognosen für 2012 zurückgenommen. Der Steinkohlenverbrauch kam ebenfalls merklich ins Stocken. Im Frühjahr 2012 nahm die Wirtschaftsleistung in Deutschland dann vorübergehend wieder zu. Die Wirtschaftsforschungsinstitute sahen abermals „die deutsche Konjunktur im Aufwind". Ihre Wachstumsprognose für 2012 insgesamt blieb mit 0,9 % dennoch zurückhaltend. Im Sommer 2012 wurden erneut Indizien für eine Rezessionsgefahr festgestellt.

Die Bundesregierung ist schon mit ihrer Frühjahrsprojektion 2012 bewusst „auf der vorsichtigen Seite geblieben" und hat sogar nur ein Wachstum von 0,7 % vorausgeschätzt. Erst 2013 sei nach dieser „Wachstumsdelle" wieder eine stärkere Wachstumsdynamik zu erwarten. Mitte des Jahres 2012 galt die Rezessionsgefahr in Deutschland zwar als begrenzt, auch wenn sich das Geschäftsklima für die deutsche Industrie wieder eintrübte. Gleichwohl sahen und sehen viele Experten „eine Entwicklung auf schwankendem Grund" (Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung – IMK) mit erheblichen Abwärtsrisiken, allen voran die mit der anhaltenden Finanz- und Wirtschaftskrise im Euroraum verbundenen makroökonomischen Unsicherheiten und Ansteckungsgefahren. Als besondere konjunkturelle Risikofaktoren erwiesen sich zudem die weiter relativ hohen Energiepreise und mögliche Engpässe in der industriellen Rohstoffversorgung.

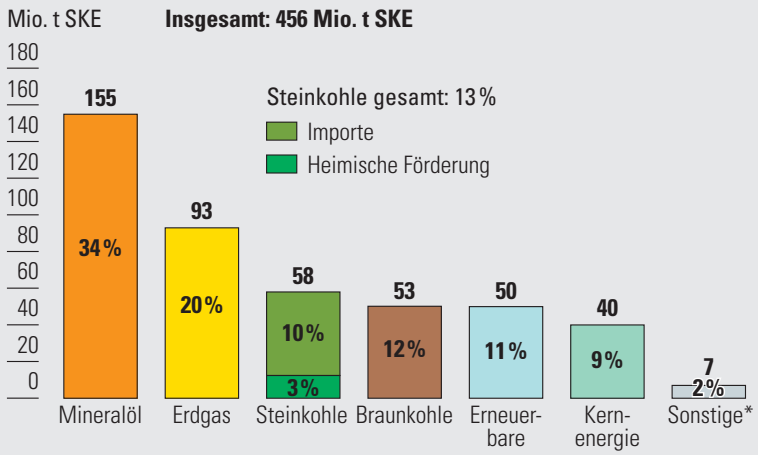
Von einer stabilen gesamtwirtschaftlichen Entwicklung hängen nicht nur die Marktperspektiven der meisten Unternehmen bis hin zur Kohleindustrie ab. Vielmehr bestimmt sie auch den Erfolg einer Konsolidierung der Staatsfinanzen ohne soziale Verwerfungen oder Verzicht auf Zukunftsinvestitionen, wie auch die Fortsetzung der positiven Entwicklung am deutschen Arbeitsmarkt. Die Beschäftigungslage in Deutschland verzeichnete 2011 mit mehr als 41 Mio. inländischen Erwerbstätigen einen neuen Rekordwert. Dabei ist allerdings auch zu beachten, dass es sich bei den ausgewiesenen Erwerbstätigen nur zu gut zwei Dritteln um voll sozialversicherungspflichtige Beschäftigungsverhältnisse handelte (28,4 Mio.). Fast ein Viertel der Arbeitsplätze in Deutschland zählt heute zum Niedriglohnsektor. Die Zahl der registrierten Arbeitslosen in Deutschland ging 2011 auf 3,0 Mio. zurück (Arbeitslosenquote 7,1 %) – bei einer von der Bundesagentur für Arbeit ausgewiesenen „Unterbeschäftigung" von 3,8 Mio. Die offizielle Arbeitslosenquote könnte nach den Prognosen für 2012 und 2013 bei günstiger Entwicklung weiter sinken in Richtung auf 6 %. In strukturpolitisch problematischen Regionen wie zum Beispiel dem vom Rückzug des Steinkohlenbergbaus besonders betroffenen Ruhrgebiet liegt sie jedoch noch immer über 10 %.

Vom Ziel der Vollbeschäftigung ist Deutschland also noch immer weit entfernt. Und in einigen unserer Partnerländern in der EU und insbesondere im Euroraum ist die Arbeitslosigkeit inzwischen sehr viel höher als in Deutschland, dies zum Teil unter den Vorzeichen von Rezession bis hin zu Depression. Umso wichtiger ist es, dass eine europäische Anti-Krisen-Strategie gefunden und gefahren wird, die Wachstum, Beschäftigung und Wohlstand für alle zu bringen vermag.

Energieverbrauch, Energiemix und Energiekosten

Die deutsche Volkswirtschaft stützt sich insgesamt mehr als die aller anderen großen Industrieländer auf den Export. 2011 wurde erstmals mehr als die Hälfte des BIP aus Exportumsätzen erwirtschaftet. Dagegen ist die Energie- und Rohstoffversorgung unseres Landes weiterhin in hohem Maße von Importen abhängig. Bei der Primärenergieversorgung beträgt die Importabhängigkeit wie 2011 voraussichtlich auch 2012 knapp 70 %. Bei der Steinkohle waren es 2011 durch die Rückführung der heimischen Steinkohlenförderung sogar schon 79 %. Mit dem politisch vorgezeichneten Auslauf des deutschen Steinkohlenbergbaus Ende 2018 wird ab 2019 zwangsläufig eine Vollversorgung mit Importkohle erfolgen. Bei den im nationalen Energiemix dominierenden Energieträgern Erdöl und Erdgas war die Importabhängigkeit seit je höher als bei der Steinkohle. Sie könnte sich durch die absehbare Erschöpfung der konventionellen heimischen Reserven um 2020 herum ebenfalls auf 100 % steigern.

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2011



Quelle: AGEB, 3/2012

* inkl. Stromaustauschsaldo

Die Bundesregierung hat die nationale Energiewende mit dem Energiekonzept 2010 eingeleitet und mit dem 2011 nach Fukushima beschlossenen Energiepaket beschleunigt. Sie zielt zwar auf einen energiepolitischen Kurswechsel nicht nur weg von der Kernkraft (bis 2022), sondern langfristig auch weg von den fossilen Energieträgern hin zu den – überwiegend, aber nicht nur heimischen – erneuerbaren Energien. Das hat vorerst wenig daran geändert, dass sich unsere Primärenergieversorgung größtenteils auf Öl, Gas und Kohle und somit vornehmlich auf Importe stützt. Dies wird auch noch für geraume Zeit so bleiben und Preis- wie Verfügbarkeitsrisiken mit sich bringen.

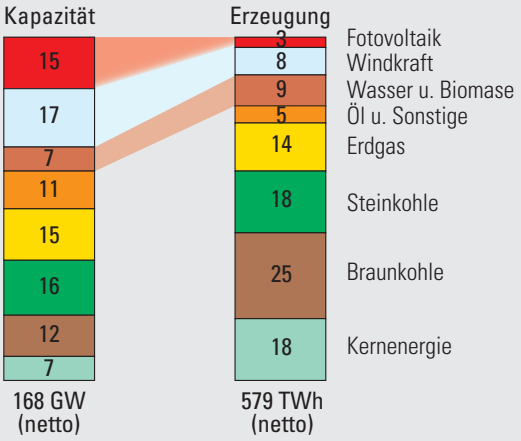
Nach den vorläufigen Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) lag der Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland im Jahr 2011 bei 456,3 Mio. t SKE. Dies war ein Rückgang gegenüber dem Vorjahr um 5,3 % und der niedrigste Verbrauchswert seit 1990. Ursächlich war vor allem die milde Witterung mit dementsprechend geringerem Bedarf an Heizenergien. Hinzu kamen die den Verbrauch dämpfenden ökonomischen Effekte der hohen Energiepreise, des Weiteren die energiestatistischen Effekte der politisch bedingten Teilstilllegung der deutschen Kernenergiekapazitäten und die Anreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Außergewöhnlich stark stieg 2011 die

gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität (BIP/PEV), die bereinigt um alle Sondereffekte um rund 3 % zunahm – doppelt so viel wie im langjährigen Durchschnitt. Und mit dem Rückgang des PEV ist auch der energiebedingte CO_2-Ausstoß in Deutschland weiter zurückgegangen, seit 1990 nun schon um 24 %. Damit hat Deutschland seine so genannte Kyoto-Verpflichtung übererfüllt.

Im Energiemix Deutschlands hat das Mineralöl nach wie vor den größten PEV-Anteil. Auf dem zweiten Rang folgt mit Abstand das Erdgas. Die Steinkohle belegte 2011 mit knapp 13 % den dritten Rang; dazu trug die heimische Steinkohle allerdings nur noch ein Fünftel bei. Die heimische Braunkohle belegte mit 12 % den vierten Rang im Energiemix. Die fossilen Energieträger deckten somit 2011 immer noch fast 80 % des PEV in Deutschland. Die CO_2-freien Energiequellen (erneuerbare Energien und Kernenergie), die meist im Mittelpunkt der energiepolitischen Debatten hierzulande stehen, machen zusammen weiterhin nur 20 % aus.

Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2011

Anteile in %



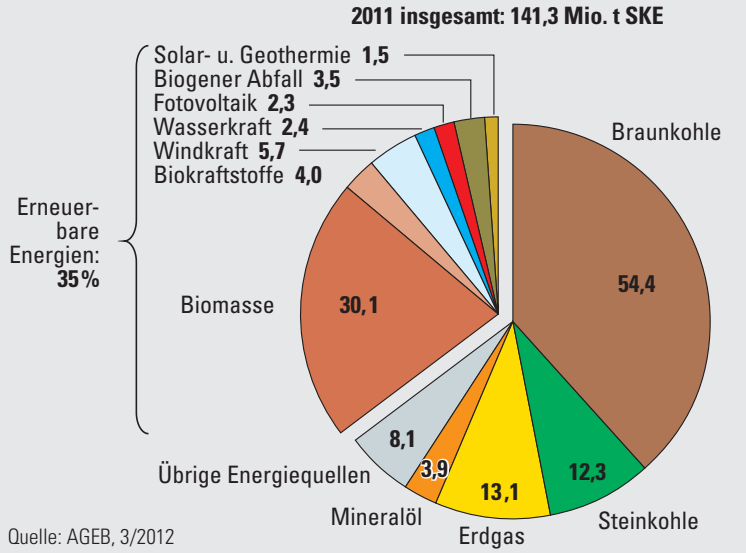
Quelle: BDEW, 2012

Auch bei der inländischen Stromerzeugung – die Bruttostromerzeugung betrug 2011 knapp 615 Mrd. kWh – liegt der Anteil der fossilen Energien mit zwei Dritteln weit vor den Anteilen der erneuerbaren Energien (20 %) und der Kernkraft (18 %). Die Hauptsäule der deutschen Stromerzeugung war 2011 mit 45 % der Kohlestrom. Den größten Teil davon machte die Braunkohle aus (25 %). Die Steinkohle – davon gut ein Viertel aus heimischer Förderung – lag mit 19 % auch in der Stromerzeugung auf Rang 3, deutlich vor dem Erdgas und weit vor dem Erdöl (hier nur 1 %) sowie sonstigen Beiträgen (Müllverbrennung etc.). Im Jahr 2011 wurde auch noch ein positiver Stromaußenhandelssaldo erzielt, der allerdings geringer war als in den Vorjahren. Allein die Stromimporte aus Frankreich nahmen 2011 um ein Drittel zu. Für die Zukunft wird mit insgesamt steigenden Stromimporten gerechnet.

Die fossilen Energieträger, darunter die Steinkohle, dominieren auch die inländische Primärenergiegewinnung. Zwar hat der kräftige Ausbau der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren einen weiteren Anstieg der hohen Importabhängigkeit bei der Deckung des PEV begrenzt. Aber der Anteil der Erneuerbaren an der heimischen Energiegewinnung war 2011 mit 35 % erst ungefähr halb so hoch wie der aller übrigen heimischen Energieträger. Hier dominierte die Braunkohle (39 %) vor der inländischen Öl- und Gasgewinnung (12 %) und der heimischen Steinkohle (9 %), deren Beitrag 2011 noch deutlich größer war als der von Windenergie (4 %) oder Solarenergie (2 %). Unter den erneuerbaren Energien leisten übrigens die Bioenergien (Biomasse, Biogas, Biosprit) bislang mit rund drei Vierteln einen weitaus größeren Beitrag als Wind und Sonne.

In der Öffentlichkeit herrschen nicht nur über die Verbrauchs- und Gewinnungsstrukturen der deutschen Energieversorgung und die damit verbundenen Herausforderungen für die Versorgungssicherung häufig unklare Vorstellungen. Erst in jüngerer Zeit ist deutlich geworden, dass unsere Energieversorgung auch mit zunehmenden Kosten verbunden ist. Durch steigende Heizöl-, Treibstoff- und Strompreise ist „Energiearmut" für einkommensschwächere Verbraucher bereits zu einem brisanten Thema geworden. Auch für den Durchschnittshaushalt ist der Anteil der Energiekosten mit inzwischen über 7 % des Nettoeinkommens beträchtlich. Für die energieintensiven Unternehmen (wie zum Beispiel der Chemie-, Stahl-, Metall- oder Papierindustrie) sind hohe Energiekosten ohnehin ein besonderes Standortproblem. Allein die Kosten für die Bereitstellung von Primärenergie waren in Deutschland 2011 nach Berechnungen des BMWi mit 124 Mrd. € so hoch wie nie zuvor. Damit lagen sie um 20 % über dem Vorjahr. Sie übertrafen auch den bisherigen Höchstwert des Jahres

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2011



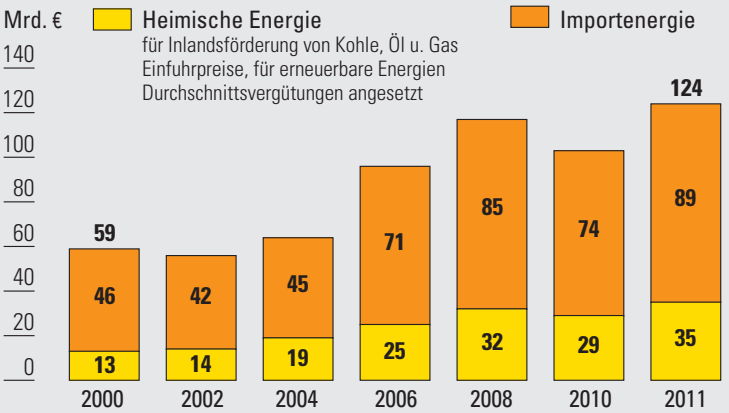
Quelle: AGEB, 3/2012

2008, als es an den Weltmärkten Preisexplosionen gegeben hatte. Stark gestiegene Weltmarktpreise für Energieträger, insbesondere für Rohöl, waren auch in der letzten Zeit Kosten treibend. Hinzu kommen jedoch die preissteigernden Entwicklungen auf den inländischen Energiemärkten, insbesondere die staatlichen Energie- und Strompreisbelastungen. Bei den Preisen von Erdölprodukten liegt der Staatsanteil heute bei über 50 %, beim Strompreis schon bei 45 %.

Die Steuern und Abgaben auf den Strompreis summieren sich inzwischen auf fast 24 Mrd. € – zehnmal mehr als noch vor 15 Jahren. Gut 14 Mrd. € entfallen davon inzwischen auf die Förderung der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien – zum Vergleich: Die Absatzhilfen für deutsche Steinkohle betrugen 2011 nur noch gut 1 Mrd. € und werden weiter zurückgeführt. Die Zulieferindustrie des deutschen Steinkohlenbergbaus ist zunehmend auf internationalen Märkten tätig. Im Gegensatz zum Subventionssystem für die Erneuerbaren hat hier der Kostendruck in Deutschland zu einer technisch beispiellosen und zugleich international wettbewerbsfähigen Weiterentwicklung der gesamten Prozesskette der Bergbautechnologie geführt.

Zwar soll die in Deutschland eingeleitete Energiewende nicht nur eine besonders umweltverträgliche, sondern auch weiterhin bezahlbare Energieversorgung sicherstellen. Doch mindestens in der näheren Zukunft drohen erhebliche zusätzliche Kostenbelastungen. Nach neueren Schätzungen belaufen sich die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende allein bis 2020 auf insgesamt etwa 170 Mrd. €. Das wäre ungefähr das Doppelte dessen, was Deutschland bei einem Austritt Griechenlands aus der Währungsunion abschreiben müsste.

Entwicklung der Kosten für die Bereitstellung der Primärenergie in Deutschland



Quelle: BMWi, „Die Energiewende in Deutschland", 2012

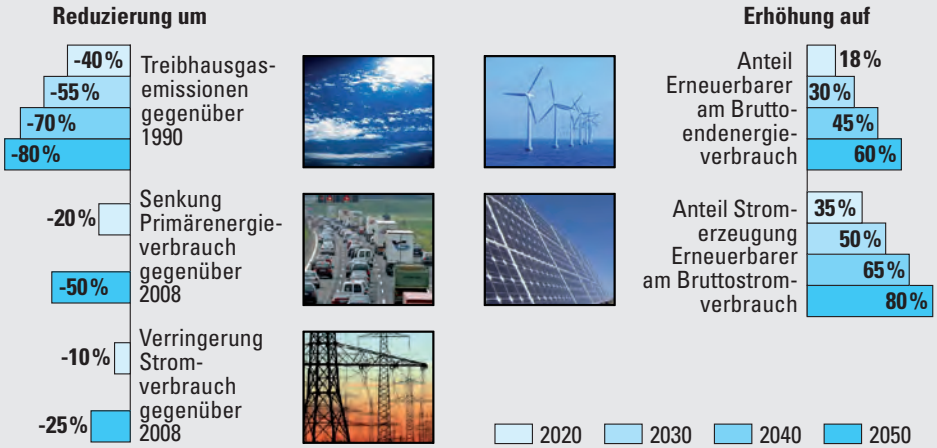
Energiewende und Perspektiven des deutschen Steinkohlenmarktes

Die Bundesregierung hat mit ihrem 2010 beschlossenen Energiekonzept langfristig orientierte, sehr ehrgeizige energie- und vor allem klimapolitische Zielsetzungen festgelegt. Damit sollen die nationalen Treibhausgasemissionen drastisch gesenkt werden (bis 2050 um mindestens 80 % und schon bis 2020 um 40 % gegenüber 1990). Zugleich soll der Energieverbrauch durch Steigerung der Energieeffizienz massiv reduziert werden (schon bis 2020 um 20 % gegenüber 2008). Und es soll der Weg ins Zeitalter der erneuerbaren Energien geebnet werden. Ihr Anteil am Energieverbrauch soll von heute 10 % bis 2050 versechsfacht (schon bis 2020 verdreifacht) und bei der Stromerzeugung von heute 20 % bis 2050 vervierfacht werden. Die fossilen Energien sollen dann nur noch eine untergeordnete Rolle in der Energieversorgung spielen.

Mit dem Energiekonzept 2010 war zunächst der Kernenergie die Rolle einer Brückentechnologie in die regenerative Ära zugedacht worden. Die Beschlüsse zum beschleunigten Atomausstieg und das Energiepaket vom Sommer 2011 haben den geplanten Umbau der deutschen Energieversorgung jedoch sowohl forciert als auch mit anderen Akzenten versehen. Nun sollen moderne Gas- und auch Kohlekraftwerke die Brückenfunktion in der Stromerzeugung übernehmen und zum Teil noch die Grundlast sichern. Zunehmend sollen sie aber als Ausgleichs- und Reservekapazitäten zur Verfügung stehen. Das Energiekonzept enthält über 120 Einzelmaßnahmen, die Schritt für Schritt umgesetzt werden sollen.

Die Bundesregierung hat begleitend zur Energiewende einen Monitoring-Prozess beschlossen, der die Umsetzung der Vorhaben überwachen soll. Jährlich und erstmals zum Jahresende 2012 wird ein Sachstandsbericht vorgelegt. Alle drei Jahre (erstmals 2014) folgt ein Fortschrittsbericht, der auch strategische Bewertungen vornehmen soll. Eingebunden in dieses Monitoring ist zudem eine Expertenkommission. Daneben soll ein enger Dialog mit wichtigen Akteuren geführt werden (Netzplattform, Kraftwerksforum, Erneuerbare-Energien-Plattform usw.). Ob dieser Monitoring-Ansatz ausreicht, der zumindest viele aktuelle Daten zum Energiegeschehen liefern dürfte, wird politisch kontrovers diskutiert. Seitens einiger Bundesländer wird ein von Bund und Ländern gemeinsam erarbeiteter „Masterplan" gefordert. Verabredet sind inzwischen regelmäßige Beratungen auf Bund/Länder-Energiegipfeln. Die Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) hat einen eigenen „Begleitprozess" angestoßen, zu dem unter anderem das neue „Innovationsforum Energiewende" gehört. Der Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) hat die Einrichtung eines systematischen „Projektmanagements" empfohlen sowie einen Energiewendekongress einberufen. Für fundierte Vorschläge in diese Richtung sind verschiedene Gutachten beauftragt worden, die unter anderem Meilensteine des Umsetzungsprozesses definieren sollen. Vorgeschlagen wird auch ein Indikatorensystem der energiepolitischen Zielerreichung. Es soll ermöglichen, die Vereinbarkeit mit allen drei zentralen Zielen

Das Energiekonzept der Bundesregierung: Zielsetzungen im Zeithorizont



der Energiepolitik zu überprüfen: Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit. Bislang gibt es erhebliche Probleme zumindest bei der Erfüllung der beiden letztgenannten Ziele. Deutlich geworden ist dies bereits durch die steigenden Energiepreise bzw. -kosten sowie drei Beinahe-Blackouts im Winterhalbjahr 2011/2012. Angesichts der Diskrepanz zwischen den hohen Ansprüchen und der Komplexität der Problemlage räumte Bundeskanzlerin Angela Merkel im Mai 2012 ein, dass die deutsche Politik bei der Energiewende vor einer „Herkulesaufgabe" stehe.

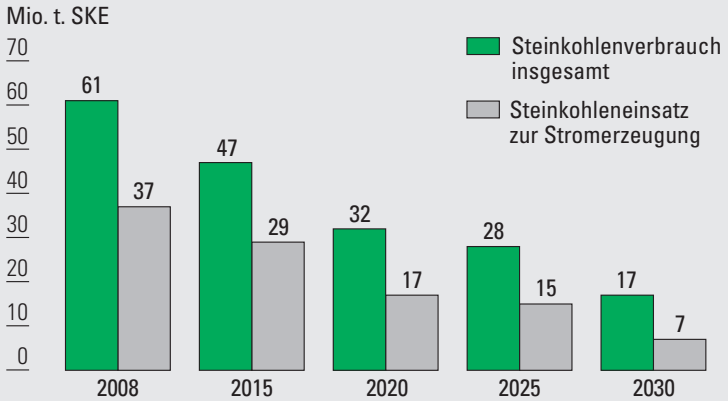
Bergwerk West in Kamp-Lintfort

Bis zum Sommer 2012 war zu konstatieren, dass die Umsetzung der Energiewende in vielen Bereichen noch nicht gelungen war. Zwar schreitet der via Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) über die Strompreise subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien zum Teil schneller voran als erwartet. Nicht nach kommt jedoch der gleichzeitig erforderliche Ausbau der Netze und konventioneller Reservekapazitäten. Die Bundesnetzagentur berichtete bereits im Frühjahr über den enormen Rückstand beim Netzausbau. Von den seit 2009 geplanten rund 1 800 km Hochspannungstrassen waren bis dahin erst 214 km gebaut und lediglich 100 km in Betrieb genommen. Nach den Schätzungen der Deutschen Energie-Agentur (dena) erfordert die Energiewende aber mindestens die doppelte Größenordnung. Die Zeitziele für den Netzausbau bis 2020 dürften daher trotz inzwischen verstärkter Bemühungen um den Ausbau der Netzinfrastruktur und einen ersten nationalen Netzentwicklungsplan nicht zu halten sein.

Abgesehen von drohenden Netzengpässen: Die Bundesregierung übt inzwischen Druck auf den Weiterbetrieb alter Kraftwerke aus, um die Versorgungssicherheit kurzfristig weiter zu gewährleisten. Zudem müssten zur mittelfristigen Versorgungssicherung laufende fossile Neubauprojekte, darunter etliche Kohlekraftwerke, in einer Größenordnung von 10 bis 12 MW bald in Betrieb genommen werden. Die Befürchtungen der Bundesnetzagentur in Hinblick auf mögliche Versorgungsengpässe teilt selbst das Öko-Institut. Darüber hinaus sind die notwendigen staatlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in wesentlichen Bereichen ungeklärt, von den Speichertechnologien bis hin zur energetischen Gebäudesanierung. Sofern an der Zwangseinspeisung erneuerbarer Energien festgehalten würde, müsste auch über das Design so genannter Kapazitätsmärkte im Kraftwerkssektor entschieden werden. Klärungen erscheinen zudem in folgenden Bereichen notwendig: die Abstimmung energiepolitischer Maßnahmen zwischen Bund und Ländern sowie im Verhältnis der nationalen Energiewende zur EU-Ebene und den europäischen Partnerländern, insbesondere bei der künftigen Erneuerbare-Energien-Politik.

Eine 2012 veröffentlichte McKinsey-Studie zur Energiewende hält es zwar für wahrscheinlich, dass Deutschland bis 2020 internationaler Vorreiter beim Klimaschutz bleibt. Mit einer CO_2-Reduktion von 31 % deutlich verfehlt werde jedoch das nationale Reduktionsziel von 40 % auch bei konsequenter Umsetzung und Beschleunigung der bisher vorgesehenen Maßnahmen wie etwa der Realisierung aller Offshore-Windkraftprojekte. Speziell die Stromnachfrage werde bis 2020

Volumen deutscher Steinkohlenmarkt bis 2030 gemäß „Energieszenarien 2011“



Quellen: Prognos/EWI/GWS

Der Steinkohlenverbrauch in der Stahlproduktion schwankt mit den strukturellen und konjunkturellen Trends der deutschen Stahlindustrie und verspricht demzufolge nur begrenzte, tendenziell rückläufige Aussichten. Im Wärmemarkt kann schon lange nur noch eine Marktnische bedient werden. In den Energieszenarien der Bundesregierung wurde schon 2010/2011 für den deutschen Steinkohlenmarkt bis 2020 und 2030 eine starke Schrumpfung ermittelt. Die langfristigen Dekarbonisierungsszenarien auf EU-Ebene („Energy Roadmap 2050“ etc.) weisen in eine ähnliche Richtung.

nicht um 10 % zurückgehen, sondern um ca. 24 % zunehmen – und dies bei erhöhtem Risiko von Stromausfällen und real um ca. 10 % steigenden Strompreisen. Die Kosten der Energiewende (Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze) für Unternehmen und Privathaushalte werden, so McKinsey, bis 2020 um 60 % auf insgesamt 21,5 Mrd. € pro Jahr steigen.

Absehbar ist, dass die Energiewende zu weiteren Verwerfungen in der Energielandschaft führen und neben einigen Gewinnern auch etliche ökonomische Verlierer „produzieren“ wird. Dazu gehört im traditionellen Kohleland Deutschland vor allem die Kohleindustrie, sofern nicht neue politische Weichenstellungen erfolgen, die ihre Perspektiven verbessern. Zwar scheint die Braunkohle als besonders kostengünstige Grundlastenergie kurz- und mittelfristig von der Energiewende und speziell vom Atomausstieg zu profitieren. Das zeigen ihre Verbrauchszuwächse in jüngerer Zeit. Doch für die Steinkohle hierzulande ist der abwärts gerichtete Trend unabsehbar. In letzter Zeit schon merklich gedrückt worden ist in ihrem Haupteinsatzsektor, der Stromerzeugung, der vornehmlich auf die Mittellast konzentrierte Steinkohlenverbrauch. Der Grund dafür ist der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien. Damit wird auch in der absehbaren Zukunft gerechnet. Durch das EEG haben sich die Preis- und Lastkurven am deutschen Strommarkt nachhaltig verändert. Für die konventionellen Kraftwerke insgesamt gekappt worden sind die Mittagsspitzen und damit auch wesentliche Deckungsbeiträge. Inzwischen wird kein einziges neues Steinkohlenkraftwerk in Deutschland mehr geplant. Selbst die Fertigstellung einiger laufender Neubauten wird durch rechtliche und politische bzw. akzeptanzbedingte Widerstände gebremst.

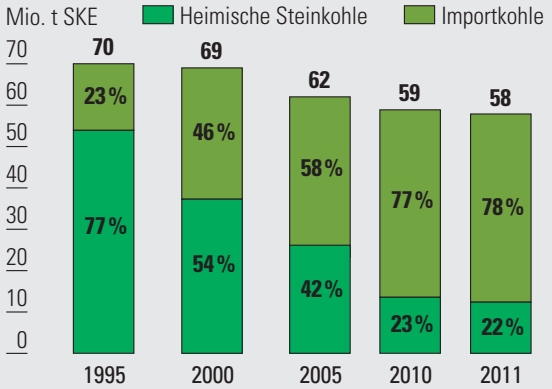
Die Rahmenbedingungen für die Kohleverstromung verändern sich wesentlich im Hinblick auf den Einspeisevorrang der Erneuerbaren, den Emissionshandel, die CO_2-Nutzung sowie die Sicherung von Kraftwerkskapazitäten auf Kohlebasis. Dies wird jedoch kaum geschehen, solange der Umbau der Energieversorgung bei uns einseitig auf klimapolitische Ziele sowie sektoral auf den Stromsektor und die Stromeinspeisung der erneuerbaren Energien fokussiert bleibt. Stattdessen sollte der Umbau auch ausgerichtet werden auf den Ersatz von Öl und Gas durch Erneuerbare – also auf den Ersatz der Energieträger, deren Vorräte global und hierzulande am knappsten sind. Sie konzentrieren sich überdies zu einem großen Teil auf politisch instabile Weltregionen. Dazu müsste die Energiewende im Wärme- und Verkehrsektor erhöhte Priorität bekommen.

Kohlepolitische Beschlusslage

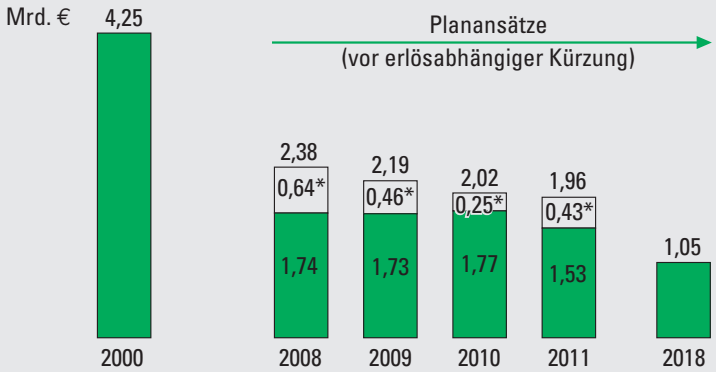
Für die subventionierte heimische Steinkohle ist in den Energieszenarien ab 2020 ohnehin kein Platz mehr vorgesehen. Der Steinkohlenbergbau wird wie politisch beschlossen zum Ende des Jahres 2018 komplett auslaufen. Bereits im Energiekonzept 2010 hieß es, dass „die subventionierte Förderung heimischer Steinkohle in Übereinstimmung mit den europäischen und nationalen Regelungen beendet wird". Unumkehrbar geworden ist der Auslauf mit dem zum 1. Januar 2011 erfolgten Inkrafttreten des Ratsbeschlusses über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke (2010/787/EU) und der sodann vom Bundestag im Sommer 2011 vorgenommenen Streichung der so genannten Revisionsklausel aus dem Steinkohlefinanzierungsgesetz. Damit entfiel die ursprünglich für Juni 2012 festgelegte energiepolitische Überprüfung des Auslaufbeschlusses durch den Deutschen Bundestag. Dafür ist Ende 2011 von der EU-Kommission nach eingehender Prüfung die beihilferechtliche Genehmigung für den deutschen Stilllegungsplan bis 2018 ohne weitere Einschränkungen erteilt worden. Mit dieser Genehmigung hat die Kommission den deutschen Stilllegungsplan anerkannt.

Damit ist der Weg für einen planungssicheren und geordneten sozialverträglichen Auslaufprozess weitgehend geebnet worden. Bis zum definitiven Ende fortgeführt werden damit der seit vielen Jahren laufende Anpassungsprozess des deutschen Steinkohlenbergbaus und der aus ihm resultierende Strukturwandel auf dem deutschen Steinkohlenmarkt. Dieser Jahresbericht erläutert die wichtigsten sozial- und tarifpolitischen Instrumente zur Flankierung der notwendigen Belegschaftsanpassung. Gewisse Risiken für einen sozialverträglichen Anpassungs- und Auslaufprozess bestehen fort. Dazu zählen unter anderem politische Bemühungen um Veränderungen des bestehenden und bewährten Bergrechts. Die Forderungen zielen zwar nicht in erster Linie auf den Steinkohlenbergbau. Beeinträchtigen könnten sie jedoch seine Planungsgrundlagen, über zusätzliche kostenwirksame Auflagen wie neue Förderabgaben auch seinen begrenzten Finanzrahmen.

Deutscher Steinkohlenmarkt: Verbrauch heimischer und importierter Steinkohle



Öffentliche Hilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau
(Absatz- und Stilllegungshilfen): Auslauf Produktion bis 2018



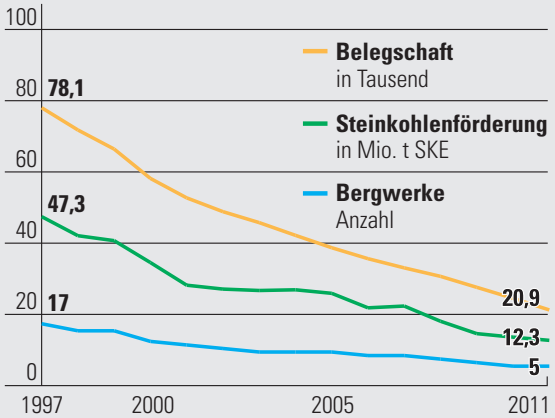
* erlösabhängige Kürzung

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

Unternehmensentwicklung

Der Bergbaubereich der RAG leistet bis zum Auslaufen der subventionierten Steinkohlenförderung zum Ende des Jahres 2018 verlässlich seinen Beitrag zu einer sicheren Energieversorgung Deutschands. Den Rahmen für das unternehmerische Handeln und eine strikte Kostendisziplin im deutschen Steinkohlenbergbau bilden die hiesigen Abbaubedingungen, die Lieferverpflichtungen sowie die rechtlichen Bestimmungen des Steinkohlefinanzierungsgesetzes, der Bewilligungsbescheide und der Kohlerichtlinien. In den letzten Jahren brauchte sogar ein Teil der zugesagten Kohlehilfen nicht in Anspruch genommen zu werden (2011 über 400 Mio. €). Allerdings haben 2012 die relativ stark gesunkenen Importpreise bislang den weiteren Spielraum dafür merklich verengt.

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau



Stand: Jahresende 2011

Die Steinkohlenförderung in Deutschland lag mit 12,3 Mio. t SKE im Jahr 2011 um 0,8 Mio. t unter der des Vorjahres. Dies war im Wesentlichen auf die Schließung des Bergwerks Ost in Hamm am 30. September 2010 zurückzuführen. Gleichzeitig sank die Zahl der Mitarbeiter im Bergbaubereich auf unter 21 000. Die in der Unternehmensplanung gesteckten Ziele sehen für 2012 eine weitere Rücknahme der Förderung auf rund 11 Mio. t und eine Verringerung der Mitarbeiterzahl unter die Marke von 18 000 vor.

Nachdem 2011 kein Bergwerk geschlossen wurde, stand zum 30. Juni 2012 die aufgrund der Erderschütterung vom Februar 2008 beschlossene Stilllegung des Bergwerks Saar in Ensdorf an. Dieser Tag bedeutete nicht nur die Einstellung der Kohleförderung auf diesem Bergwerk. Mit der Aufgabe der Technischen Werkstätten in Hirschbach und der sonstigen Betriebe der RAG Deutsche Steinkohle markierte er gleichzeitig den Abschied des Bergbaus aus Deutschlands zweitgrößtem und an Traditionen reichem Steinkohlenrevier. Der Gastbeitrag auf den Seiten 19 bis 24 beschreibt aus diesem Anlass die mehr als 250-jährige wechselvolle Geschichte des Saarreviers und würdigt seine Verdienste rund um das Gemeinwohl der Einwohner des Saarlands sowie um die Entwicklung von Verfahren und Maschinen für den Steinkohlenbergbau.

Zum 31. Dezember 2012 wird darüber hinaus im Ruhrrevier mit dem Bergwerk West das letzte Bergwerk am Niederrhein geschlossen. Damit endet dort nach mehr als 100 Jahren die Steinkohlenförderung. Der Jahresbericht 2013 des Gesamtverbandes wird darauf besonders eingehen.

In Zukunft wird sich der deutsche Steinkohlenbergbau also ganz auf Nordrhein-Westfalen konzentrieren, das heißt auf die Bergwerke im Ruhrrevier – Prosper-Haniel in Bottrop und Auguste Victoria in Marl – sowie das Bergwerk Ibbenbüren im nördlichen Münsterland.

In Anbetracht der politischen Weichenstellungen hat der RAG-Konzern Ende 2011 einen Strategiewechsel eingeleitet. Nach 2018 tritt an die Stelle der Steinkohlenproduktion die Erfüllung der Ewigkeitsaufgaben. Hierzu zählen die weitere Bearbeitung von Bergschäden und der Folgen aus dem Altbergbau sowie insbesondere die Wasserhaltung. Daneben gilt es aktuell und auch in Zukunft – nicht zuletzt mit Blick auf die Zeit nach dem Bergbauende – einige Geschäftsbereiche aus dem bisherigen Verbund mit dem Steinkohlenbergbau auszuweiten und neue Geschäftsbereiche zu entwickeln.

Einen dieser Geschäftsbereiche deckt die RAG Montan Immobilien GmbH ab. Sie hat bereits seit mehr als 30 Jahren Erfahrung auf dem Gebiet der Umnutzung von Flächen

und Gebäuden, die durch das Stilllegen von Bergwerken frei werden. Das Unternehmen trägt so nicht nur die nachhaltige Verantwortung für den eigenen Gebäudebestand. Es steht insbesondere auch in der Verpflichtung für rund 12 000 ha Fläche an Rhein, Ruhr und Saar aus dem Bestand des gesamten RAG-Konzerns. Auf diesen Arealen entwickelt die RAG Montan Immobilien nicht nur neue Wohnquartiere und Erholungsflächen. Sie schafft damit auch die Grundlagen zur Ansiedlung von Unternehmen und unterstützt so den Strukturwandel in den Bergbauregionen. Mit dem Umzug ihres Unternehmenssitzes auf das Gelände des UNESCO-Weltkulturerbes Zollverein in Essen gab die RAG Montan Immobilien im März 2012 somit selbst ein Beispiel für ihre unternehmerische Arbeit. Gemeinsam mit der Stiftung Zollverein und NRW.URBAN als drittem Eigentümer übernimmt die RAG Montan Immobilien hier außerdem Verantwortung für die weitere Entwicklung des Standortes mit einem Gesamtpotenzial von 23 ha.

Zugleich gewinnt für die RAG die Flächenentwicklung ehemaliger Bergbaustandorte mit dem erweiterten Ziel einer möglichen Folgenutzung an Bedeutung. Biomasse, Sonnenenergie, Wind, Erdwärme und die Nutzung der Infrastruktur des ehemaligen Bergbaus über und unter Tage bilden die Grundlage für die Erschließung erneuerbarer Energiequellen (siehe dazu auch Kapitel Steinkohle und Umwelt).

Steinkohlenbergwerke in Deutschland 2012

Ein anderer aus dem bisherigen Bergbaubereich entstandener Geschäftszweig ist die internationale Vermarktung des umfangreichen Bergbau-Know-hows sowie der wegen der sinkenden heimischen Förderung nicht mehr benötigten Maschinen und Anlagen. Diese Aufgaben nimmt seit 2009 die RAG Mining Solutions GmbH erfolgreich wahr. Insbesondere der Transfer von deutschem Bergbauwissen erweist sich dabei immer mehr als tragfähige Geschäftsgrundlage, nicht zuletzt auch in den Themenfeldern

Neuer Unternehmenssitz der RAG Montan Immobilien GmbH

Arbeits-, Gesundheits- und Umweltschutz. Um marktgerecht auf das steigende Interesse reagieren zu können, hat die RAG Mining Solutions mittlerweile die Gründung von Tochtergesellschaften in China und Polen beschlossen. Der deutsche Steinkohlenbergbau trägt so zugleich verantwortungsvoll zu einem Know-how-Transfer auf dem Gebiet des Arbeits- und Gesundheitsschutzes bei.

Seit dem 1. August 2011 gehört die RAG Verkauf GmbH mit einem Anteil von 51 % mehrheitlich zum RAG-Konzern. Die vollständige Übernahme der restlichen 49 % der Geschäftsanteile, die sich derzeit noch im Besitz der Evonik Industries AG befinden, soll vereinbarungsgemäß zum 1. Januar 2013 erfolgen.

Bereits seit 1953 ist das Herzstück der RAG Verkauf und ihrer Vorgängergesellschaften der Vertrieb von Steinkohle und Koks. Aktuell steht die Vermarktung von Kraftwerks- und Kokskohle aus dem Bergbaubereich der RAG im Mittelpunkt der Geschäfte. Darüber hinaus beliefert die RAG Verkauf die inzwischen zum ArcelorMittal-Konzern gehörende Kokerei Prosper in Bottrop neben deutscher Kokskohle auch mit Importkokskohle. Sie verkauft zudem den dort produzierten Koks sowie die Nebenprodukte wie Teer und Gas. Außerdem vermarktet die RAG Verkauf einen Teil des Bergematerials, das mit der Kohleproduktion anfällt. Sie ist zudem über Tochtergesellschaften und Beteiligungen in der Brennstoff- und Wertstoffaufbereitung tätig.

Neben der RAG und ihren Tochtergesellschaften ist mit der Essener STEAG GmbH auch Deutschlands fünftgrößter Stromerzeuger weiterhin Mitgliedsgesellschaft des GVSt. Die STEAG ist seit 75 Jahren im Energiegeschäft rund um die Steinkohle tätig. Nach der Übernahme eines Mehrheitsanteils von 51 % durch das Stadtwerke-Konsortium Rhein-Ruhr von der Evonik Industries AG im Jahr 2011 ist ihr ein erfolgreicher Neustart gelungen. Die kraftwerksbasierte Stromerzeugung und die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sind heute Kerngeschäfte der STEAG. Ihre weiteren Geschäftsfelder sind die Planung, der Bau und Betrieb von Großkraftwerken – dies als Independent Power Producer auch im Ausland (Türkei, Philippinen, Kolumbien) – ebenso wie hierzulande der Betrieb von 200 Blockheizkraftwerken auf der Basis von Grubengas. Die STEAG gehört nach wie vor auch zu den Vorreitern bei effizienten, die Ressourcen schonenden Technologien zur Steinkohlenverstromung. Zugleich ist sie einer der führenden Importeure und Händler von Steinkohle in Deutschland. Sie ist zudem einer der größten Anbieter von Fernwärme in Nordrhein-Westfalen und betreibt auch im Saarland eines der größten regionalen Fernwärmeverbundsysteme in Deutschland. Im Saarland befinden sich ebenso die Sitze der Tochterunternehmen STEAG Power Saar GmbH und STEAG New Energies GmbH. Dies unterstreicht ihre fortbestehende regionale Bedeutung.

Gastbeitrag – RAG Aktiengesellschaft:
Schließung des Saarreviers

Landmarke Duhamel
Entwurf: Katja Pfeiffer und Oliver Sachse, Architekten, Berlin
Visualisierung: StudioAida, Wiesbaden
Bauherr: BergbauErbeSaar - Förderverein zur Wahrung des Erbes des Bergbaus und der Bergleute an der Saar e. V.

Schließung des Saarreviers

von Dipl.-Ing. Friedrich Breinig*

Es war nicht weniger als das Ende einer Epoche, das im Saarland am 30. Juni 2012 mit einem Festakt auf der Anlage Duhamel in Ensdorf besiegelt wurde: der Abschied vom Bergbau an der Saar nach rund 250 Jahren industrieller Steinkohlenförderung, die Land und Leute im deutschen Südwesten wirtschaftlich und kulturell nachhaltig geprägt hat. „Es wird ein schwerer Tag, aber gemeinsam werden wir auch die letzte Schicht mit Stolz verfahren!“, fasste der Leiter des Bergwerks Saar, Friedrich Breinig, vor 400 geladenen Gästen aus Politik und Gesellschaft die Stimmung der Saarbergleute zusammen. Tausende Besucher, Nachbarn und Mitarbeiter kamen zu einer Mettenschicht auf das Werksgelände, am Abend läuteten Kirchenglocken im ganzen Land zum Ende des Saarbergbaus. Der Besonderheit dieses Einschnitts hatte die saarländische Landesregierung zwei Wochen zuvor schon mit einem besonderen symbolischen Akt Rechnung getragen, als Ministerpräsidentin Annegret Kramp-Karrenbauer ihren Ministerrat zur Kabinettssitzung auf der 24. Sohle in 1 712 m Tiefe zusammenrief. Sie würdigte damit die enormen Leistungen der Bergleute und der RAG, die 1998 mit der Zusammenführung der Bergbauaktivitäten unter dem Dach der Deutschen Steinkohle AG die Regie im Saarbergbau übernahm. In den vergangenen 250 Jahren förderten die Bergleute an der Saar rund

Die Bergkapelle der RAG an der Saar sorgte für einen würdigen Rahmen beim Abschied vom Bergbau

* Leiter des Bergwerks Saar und Regionalbeauftragter der RAG im Saarland, Ensdorf

1,5 Mrd. t Kohle – Rohstoff für die Industrialisierung, für Kriege und den Wiederaufbau nach Zerstörung, wirtschaftlicher Motor für das Saarland und weit darüber hinaus. Über 210 000 Menschen bestritten in den 1920er Jahren ihren Lebensunterhalt direkt aus dem Saarbergbau. Hinzu kamen mehrere Zehntausend Arbeitsplätze in Stahlwerken, Kokereien und Kraftwerken. Der Ausbau der saarländischen Infrastruktur – ob Verkehrswege, Energie-, Wasser- oder Fernwärmeversorgung und Wohnungsbau – ist nicht denkbar ohne den Steinkohlenbergbau. Er war über lange Zeit größter Arbeitgeber, Auftraggeber und nicht zuletzt Ausbilder in der Saarregion.

Historische Entwicklung

Mit der Schließung des Bergwerks Saar, absehbar seit den Beschlüssen der Politik zum Steinkohlefinanzierungsgesetz von 2007 und beschleunigt durch die Erderschütterungen vom Februar 2008, endete der Bergbau im ältesten nachgewiesenen Kohlenabbaugebiet auf deutschem Boden. Schon im 7. Jahrhundert vor unserer Zeitrechnung wurde in der „Heinitzer Keltengrub" Kohle aus dem bei Neunkirchen-Heinitz ausgehenden Flöz Tauentzien als Bodenschatz gefördert, wie Kännelkohle-Beigaben in keltischen Grabstätten zeigen. Steinkohlenfunde in römischen Wohnstätten in Saarbrücken, Brebach und Beckingen belegen, dass später auch die Römer Bergbau in diesem Teil der Provinz Germanien betrieben. Das oberflächennahe „wilde Graben" nach Steinkohle im Saarkohlenwald-Revier wurde schließlich durch die Landesherren eingedämmt, die im 14. und 15. Jahrhundert ihre Ansprüche auf den Bodenschatz aktenkundig machten. 1751 folgte dann die endgültige Verstaatlichung. Fürst Wilhelm Heinrich zu Nassau-Saarbrücken sicherte sich die Steinkohlengruben und Abbaufelder durch „Einziehung" und ließ 1754 die „Allgemeine Reservation" folgen. Fortan stand privates Schürfen unter Strafe und der Kohlenbergbau 250 Jahre lang unter zentraler staatlicher Lenkung – eine Besonderheit im europäischen Raum.

Die zentralisierte Bergverwaltung markiert den Beginn des „kunstgerechten", systematischen und rationellen Kohlenabbaus an der Saar. 1766 gab es zwölf Gruben im Saarrevier. Sieben Jahre später förderten bereits 141 Bergleute 21 000 t Steinkohle aus 45 Stollen. 1769 war auf fürstliche Anweisung mit der „Bruderbüchse" eine erste Sozialkasse eingerichtet worden – ein Vorläufer des Saarbrücker Knappschaftsvereins. Bis 1790 stieg die Jahresförderung auf 50 000 t an.

Mit dem Einmarsch napoleonischer Revolutionstruppen geriet das Saarkohlenrevier 1793 zum ersten Mal unter die Kontrolle Frankreichs. Zwei weitere Phasen französischer Administration sollten folgen. Nach dem Ersten Weltkrieg, als der Versailler Vertrag das Eigentum an den Saargruben ab 1920 für 15 Jahre den „Mines Domaniales Françaises de la Sarre" übertrug, und während der Zeit des wirtschaftlichen Anschlusses des Saarlands an Frankreich nach dem Zweiten Weltkrieg. Napoleon hatte noch 1807 die Errichtung einer Bergakademie in Geislautern bei Völklingen verfügt. Deren Ingenieure legten im Jahr 1810 mit dem „Saarkohlenatlas" die erste flächendeckende Kartografie der Kohlevorkommen vor. Noch war die wirtschaftliche Bedeutung der Steinkohlenförderung überschaubar, doch sie wuchs: 1813 betrug die Förderung 83 000 t, drei Jahre später förderten 917 Saarbergleute bereits 100 000 t Steinkohle im Saarrevier. Dessen Gruben gehörten seit dem Zweiten Pariser Frieden von 1815 zum überwiegenden Teil zum Staat Preußen und blieben nun rund 100 Jahre unter Aufsicht des preußischen Bergfiskus. In diese Zeit fiel die stürmische Entwicklung der Industrialisierung. Das Vordringen der Dampfmaschine ermöglichte sowohl die immer rationellere Förderung aus immer größeren Tiefen wie auch den Absatz der Kohle auf dem ab 1848 entstehenden Eisenbahnnetz und ab 1866 auf dem Saarkohlenkanal. Zugleich steigerte sich in ihrer Folge die Nachfrage nach Kohle, Koks und Stahl. Industrielle Infrastruktur und Kohlenabbau bildeten einen sich beschleunigenden und verstärkenden Kreislauf. Die ersten „Eisenbahngruben" Heinitz, Reden, Altenwald, Dudweiler und Von der Heydt entstanden. Auf den Fettkohlengruben wurden große

Kokereianlagen errichtet. Das wachsende Netzwerk aus Bergwerken, Kokereien, Eisen- und Stahlwerken sowie Kohlekraftwerken wurde zum Motor der wirtschaftlichen Entwicklung und sicherte die Existenz von zehntausenden, bald hunderttausenden Menschen. 1860 förderten 12 700 Saarbergleute schon 2 Mio. t Steinkohle, bis 1872 verdoppelte sich die Fördermenge. 1890 betrug die Förderung der mittlerweile über 30 000 Saar-Kumpel bereits fast 6,4 Mio. t, und im Jahr 1910 schickten 54 500 Mann fast 11 Mio. t. Den Beschäftigungshöchststand im Steinkohlenbergbau erreichte das Saarrevier Mitte der 1920er Jahre mit knapp 75 000 Mitarbeitern, die höchste Jahresförderung lag im Jahr 1957 bei 16,3 Mio. t.

Besondere technische Entwicklungen

Dabei stellten die schwierigen geologischen Bedingungen des Saarkohlenreviers Herausforderungen dar, denen Bergleute und Ingenieure mit der ständigen Weiterentwicklung der Technik begegneten. Auch wenn der Kohlehobel in den 1940er Jahren von einem aus dem Saarland stammenden Bergmann erfunden und in Ibbenbüren zur Serienreife entwickelt wurde. An der Saar selbst setzte sich vor Ort doch die schneidende Gewinnung mit der Schrämmaschine durch, die der Härte der Saarkohle besser gewachsen war. Die Entwicklung des Walzenschrämladers und seine ständige Optimierung seit den 1960erJahren steigerten die Leistung beträchtlich. Zugleich erhöhte der kompakte und flexible Schildausbau die Sicherheit der Bergleute. Anfang der 1980er Jahre war mit dem Verbund von Gewinnungsmaschine und Kettenförderer die Vollmechanisierung erreicht. Erst mit dem Rückzug aus der Primsmulde 2008 kam wegen der Geringmächtigkeit der verbliebenen Flöze bis zum Förderende wieder der vollautomatische Kohlehobel zum Einsatz. Weitere technische Wegmarken des Saarbergbaus: die Entwicklung eines Schildausbaus für Blasversatzstrebe, die Einführung der Teilschnittmaschine sowie der Tunnelvortriebsmaschine im Streckenvortrieb, die Eröffnung des 1 750 m tiefen Nordschachts mit seiner Sechs-Seil-Fördermaschine 1987 und nicht zuletzt die ständige Weiterentwicklung der Sicherheitstechnik etwa im Explosionsschutz mit der mobilen Explosionsauslösesperre SaarEx 2000. Die jeweils neuesten technologischen Errungenschaften präsentierte der Saarbergbau seit 1950 jährlich auf der Saarbrücker Saarmesse, wo Bergbau-Hightech Besucher und internationales Fachpublikum beeindruckte.

Viele Jahrzehnte lang diente der Saarbergbau als technologischer und wirtschaftlicher Katalysator auch für andere Branchen. Kraftwerks- und Kokereitechnik erhielten wichtige Impulse. Die in der Kokerei Fürstenhausen entwickelte und später in der Zentralkokerei Saar in Dillingen zur großtechnischen Einsatzreife gebrachte Stampftechnik wurde weltweit vermarktet. Millionenaufträge des Saarbergbaus beförderten das Wachstum und sicherten Arbeitsplätze im Saarland. Dabei entstand eine leistungsfähige Bergbau-Zulieferindustrie, deren Know-how und hoch entwickelte Technologie heute international gefragt sind. Rund ein Dutzend Zulieferbetriebe von der Saar unterhalten inzwischen Geschäftskontakte von Osteuropa über Südafrika bis nach Südamerika und Asien.

Saarbergwerke AG und Eingliederung in RAG AG und DSK AG

Im Jahr der Eingliederung des Saarlands in die Bundesrepublik Deutschland 1957 wurde die französische „Régie des Mines de la Sarre“ der Nachkriegszeit von der Saarbergwerke AG abgelöst, die zu 74 % dem Bund und zu 26 % dem neuen Bundesland gehörte. 1958 betrieb die Gesellschaft an der Saar noch 99 Schächte auf 18 Anlagen mit 66 000 Mitarbeitern. Doch schon im selben Jahr führten Importkohle und billiges Mineralöl zur Absatzkrise, auf die das Unternehmen mit der Schaffung von Verbundbergwerken und der Schließung von Gruben reagieren musste. Als 1998 die neu gegründete Deutsche Steinkohle AG der RAG die Saarbergwerke übernahm, förderten gut 12 000 Mitarbeiter noch 6,5 Mio. t Kohle aus drei selbstständigen Saar-Gruben. Aber

der Rationalisierungs- und Konzentrationsprozess ging weiter. Schon zwei Jahre später kam das Aus für das Bergwerk Göttelborn/Reden und 2004 entstand aus den beiden verbliebenen Gruben Warndt/Luisenthal und Ensdorf das Bergwerk Saar. Nach der schweren Erderschütterung im Feld Primsmulde Süd im Februar 2008 beschloss die RAG das „Auslaufkonzept Saar". Es beinhaltete neben dem Rückzug aus der Primsmulde und der Verlagerung des Abbaus in andere Felder auch die vorgezogene Schließung zum 30. Juni 2012. Dabei war die sozialverträgliche Umsetzung von vornherein ein wichtiger Aspekt. Auch an der Saar galt: Niemand fällt ins Bergfreie! Für rund 1 350 Saarbergleute brachte dies den Wechsel zu anderen Arbeitsplätzen auf Bergwerken im Ruhrgebiet oder in Ibbenbüren mit sich. Dieser Prozess begann 2010 und wird sich bis ins Jahr 2013 erstrecken. Bis dahin sind noch umfangreiche Restarbeiten zu erledigen – vom umweltgerechten Ausbau und der Bergung verwertbarer Materialien und Betriebsmittel aus 57 km offener Grubenbaue über die Einrichtung und langfristige Sicherung der Wasserhaltung bis zum Verschließen und standsicheren Verfüllen der fünf Tagesschächte Duhamel, Süd-, Prims-, Ney- und Nordschacht.

Dass die RAG im Saarland für die Herausforderungen der Zukunft auch nach dem Bergbauende ein wichtiger Partner bei der Bewältigung des Strukturwandels ist, machten Politik und Unternehmen frühzeitig deutlich. Schon im Vorfeld der Schließung analysierten Immobilien- und Flächenentwickler der RAG Montan Immobilien an der Saar die spezifischen Rahmenbedingungen der Bergbau-Standorte und erarbeiteten Folgenutzungskonzepte, etwa im „Lenkungskreis Bergbauflächen" der Landesregierung. Als Leitprojekt entwickelt die RAG gemeinsam mit der Gemeinde Ensdorf und dem Land den Standort Duhamel, für den bis zum Jahresende 2012 ein Masterplan vorliegen soll.

Mit brennenden Fackeln begleiteten Grubenwehrleute den Tag des Abschieds

In enger Abstimmung mit Politik, Kommunen und potenziellen Investoren gilt es, an der Saar für 800 Gebäude und 2 350 ha Flächen aus Bergbaubeständen die geeignete Nutzung zu entwickeln – von der Vermarktung für Gewerbe und Wohnzwecke über die Revitalisierung und Renaturierung für Freizeit und Naherholung bis hin zur Ansiedlung von Zukunftsbranchen.

Dabei setzten RAG und RAG Montan Immobilien einen strategischen Schwerpunkt auf die Entwicklung von Konzepten zur Erzeugung erneuerbarer Energien. Im Saarland mit seiner hohen Anzahl von Sonnenstunden bieten Halden und Tagesanlagen geeignete Flächen etwa für die Fotovoltaik. Zur Entwicklung entsprechender Projekte gründete RAG Montan Immobilien das Joint Venture montanSOLAR GmbH, dessen erste Anlagen noch 2012 in Betrieb gehen sollen. Der geplante Energiepark Luisenthal soll Solaranlagen mit Windenergie- und Pumpspeicheranlagen sowie Geothermie kombinieren. Bereits Realität ist die Erzeugung von Biomasse für das Biomasse-Heizkraftwerk Warndt. Noch im Projektstadium dagegen befinden sich Überlegungen, das Prinzip des Pumpspeicherkraftwerks auf untertägige Schächte zu übertragen

Bergehalde und Tagesanlage des Bergwerks Saar in Ensdorf

und so mit der Leistungsfähigkeit dieser Technologie in eine neue Größenordnung vorzustoßen.

Neben den wirtschaftlichen Aufbauleistungen der Vergangenheit und innovativen Impulsen für die wirtschaftliche und technologische Entwicklung der Zukunft bleibt nach dem Rückzug des aktiven Bergbaus ein reiches kulturelles Erbe an der Saar zurück. Architektur, Kunst, Musik und nicht zuletzt der Alltagskultur und dem Zusammenhalt der Menschen hat der Saarbergbau seinen Stempel aufgedrückt. Als unübersehbaren Ausdruck dieser kulturprägenden Kraft wird der Förderverein „BergbauErbeSaar“ auf dem Plateau der Bergehalde Duhamel in Ensdorf das „Saarpolygon“ errichten. Die stählerne Landmarke steht für die Erinnerung an die Leistungen der Saarbergleute – ebenso wie für den Brückenschlag in die Nach-Bergbau-Epoche, die jetzt begonnen hat.

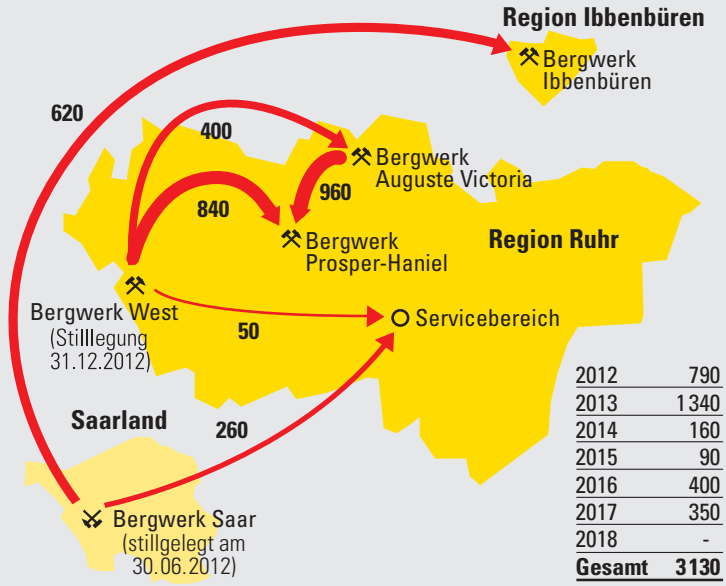
Sozialverträgliche Gestaltung des personellen Anpassungsprozesses

… die besondere Herausforderung

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Steinkohlefinanzierungsgesetzes am 15. Juli 2011 wurde die Revisionsklausel gestrichen. Damit war die Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus zum Jahresende 2018 definitiv besiegelt. Die bisherige Personalplanung und -steuerung, die darauf abzielten, im Fall einer positiven Revision einen Sockelbergbau über das Jahr 2018 hinaus fortführen zu können, wurden damit hinfällig. Sie müssen jetzt ausschließlich auf den Auslauf des Steinkohlenbergbaus ausgerichtet werden.

Unverändert oberste personalpolitische Zielsetzung ist es, den erforderlichen Personalabbau sozialverträglich voranzubringen – das heißt ohne betriebsbedingte Beendigungskündigungen. Damit dies gelingt, ist es eine unverzichtbare Voraussetzung, dass die Produktionsziele bis zum Schluss zuverlässig erfüllt werden. Mit jedem Arbeitnehmer, der aus dem Unternehmen ausscheidet, gehen auch sein Fachwissen und seine Erfahrung verloren. So besteht die besondere Herausforderung der Personalplanung und -steuerung darin, den Personalabbau so zu gestalten, dass den Betrieben zur richtigen Zeit eine ausreichende Anzahl qualifizierter Mitarbeiter zur Verfügung steht. Dafür notwendig sind eine personengenaue Nachfolgeplanung sowie entsprechende Qualifizierungskonzepte.

RAG: 3 130 Mitarbeiterverlegungen 2012 bis 2018



2012	790
2013	1 340
2014	160
2015	90
2016	400
2017	350
2018	-
Gesamt	**3 130**

Quelle: RAG AG, Stand 7/2012

Den Mitarbeitern wird dabei ein hohes Maß an Veränderungsbereitschaft, Flexibilität und Mobilität abverlangt. So müssen Beschäftigte längere Anfahrtszeiten, zum Teil andere Tätigkeiten und neue Arbeitskollegen in Kauf nehmen, wenn sie im Rahmen von Betriebsstilllegungen in andere Betriebe verlegt werden. Von der Belegschaft des aufnehmenden Betriebes wird im Gegenzug ein hohes Maß an Integrationsfähigkeit verlangt. Besonders betroffen sind die Mitarbeiter des Saarbergbaus, der am 30. Juni 2012 beendet wurde. Im Jahr 2012 wechseln von der Saar 620 Mitarbeiter auf das Bergwerk Ibbenbüren oder einen Betrieb an der Ruhr. Im Jahr 2013 werden es nochmals 260 Mitarbeiter sein. Im Jahr 2011 haben bereits 130 Saar-Mitarbeiter diesen Schritt vollzogen.

Insgesamt wird es im Steinkohlenbergbau im Zeitraum 2012 bis 2018 noch 3 130 Mitarbeiterverlegungen geben.

Um die Herausforderungen zu meistern, die mit dem personellen Anpassungsprozess verbunden sind, bedarf es – wie schon in der Vergangenheit – des zielgerichteten und aufeinander abgestimmten Einsatzes gesetzlicher, tarifvertraglicher und betrieblicher Regelungen und Maßnahmen.

Das Personalabbauinstrument Vorruhestand ist und bleibt eine wesentliche Grundlage der sozialverträglichen Belegschaftsanpassung. Der unveränderte rechtliche Rahmen hierzu ist auch künftig das vom Gesetzgeber seit 1972 zur Verfügung

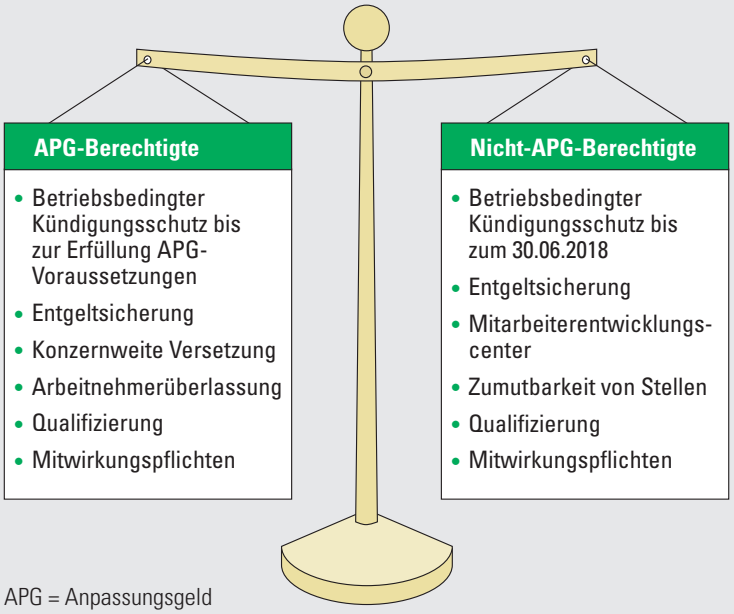
gestellte Anpassungsgeld (APG) für die Arbeitnehmer des Steinkohlenbergbaus. Das Anpassungsgeld ist eine monatlich ausgezahlte finanzielle Überbrückungshilfe. Gewährt werden kann sie den Arbeitnehmern nach der vorzeitigen Beendigung des Arbeitsverhältnisses bis zum Erreichen der frühestmöglichen Versorgung aus der knappschaftlichen Rentenversicherung für längstens fünf Jahre. Anspruchsberechtigt sind alle Arbeitnehmer, die nach Überschreitung einer festgelegten Altersgrenze und Betriebszugehörigkeit bis zum 31. Dezember 2022 ihren Arbeitsplatz verlieren.

Selbst bei vollständiger Ausschöpfung des Vorruhestandspotenzials ist der bis zum Auslaufen des Steinkohlenbergbaus notwendige Personalabbau ohne zusätzliche Instrumente nicht zu erreichen. So sind von den Anfang des Jahres 2012 noch rund 18 000 Beschäftigten 1 700 nicht APG-berechtigt. Von ihnen können zwar rund 500 für die Erfüllung der Ewigkeitsaufgaben nach 2018 in Beschäftigung bleiben. 1 200 Arbeitnehmer müssen das Unternehmen jedoch spätestens bis Ende 2018 verlassen haben. Auch die tarifvertraglichen und betrieblichen Instrumente, die den personellen Anpassungsprozess bislang so erfolgreich unterstützt haben, stellen aufgrund der besonderen Herausforderungen keine Lösung dar, um die Produktionsziele und einen sozialverträglichen Personalabbau bis 2018 sicher zu erreichen. Die Tarifvertrags- und Betriebsparteien haben sich deshalb, wie in der Vergangenheit, ihrer sozialpolitischen Verantwortung gestellt und ein auf diese Ziele ausgerichtetes einheitliches neues Gesamtkonzept geschaffen.

… ein einheitliches Gesamtkonzept

Das Fundament dieses einheitlichen Gesamtkonzeptes bildet der zwischen Gesamtverband Steinkohle und IG BCE verhandelte und am 1. April 2012 in Kraft getretene „Tarifvertrag zur Gestaltung sozialverträglicher Personalmaßnahmen anlässlich der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus zum 31. Dezember 2018“ (kurz: TV Beendigung deutscher Steinkohlenbergbau). Der vom Tarifvertrag vorgegebene Rahmen wird durch Interessenausgleich, Sozialplan und Betriebsvereinbarungen konkretisiert und ergänzt. Das Regelwerk, das für alle unbefristet beschäftigten Arbeitnehmer des rheinisch-westfälischen und des Ibbenbürener Steinkohlenbergbaus gilt, bildet ein in sich geschlossenes Gesamtkonzept. Darin werden die Interessen aller Beteiligten zu einem angemessenen Ausgleich gebracht. Das Regelwerk gewährt einerseits einen höchstmöglichen Bestandsschutz der Arbeitsverhältnisse und ein hohes Maß an sozialer Sicherheit sowohl für APG- als auch für nicht APG-berechtigte Arbeitnehmer. Andererseits wird ihnen aber auch ein hohes Maß an Flexibilität abverlangt. Die Rechte und Pflichten der beiden Arbeitnehmergruppen sind auf ihre jeweilige spezifische Situation abgestimmt. In ihrer Gesamtheit sind sie jedoch gleichermaßen verteilt und befinden sich in einem arbeitsrechtlichen Gleichgewicht.

Arbeitsrechtliches Gleichgewicht



APG = Anpassungsgeld

Sozialverträglicher Abschied: Bergmann unter Tage

Nachfolgend werden nur die tarifvertraglichen Regelungen dargestellt. Interessenausgleich, Sozialplan und Betriebsvereinbarungen sind Angelegenheit der Betriebsparteien.

… Regelungen für APG-berechtigte Arbeitnehmer

APG-berechtigte Arbeitnehmer sind bis zu dem Zeitpunkt betriebsbedingt ordentlich unkündbar, zu dem sie die notwendigen Voraussetzungen für den Bezug von Anpassungsgeld erfüllen. Im Gegenzug sind sie bei absehbarem Wegfall ihres Arbeitsplatzes verpflichtet, unter Umständen auch mehrfach, auf einem anderweitigen freien Arbeitsplatz bundesweit im Steinkohlenbergbau oder einem Konzernunternehmen der RAG tätig zu werden. Dabei sind alle Tätigkeiten zumutbar, die der Arbeitnehmer nach maximal dreimonatiger Einarbeitung oder längstens neunmonatiger Qualifizierung ausüben kann. Darüber hinaus sind die Arbeitnehmer verpflichtet, sich für die Überlassung ihrer Arbeitsleistung an ein Konzernunternehmen oder, wenn dies nicht möglich ist, auch an einen externen Arbeitgeber verleihen zu lassen. Bei einem Wechsel auf einen anderweitigen Arbeitsplatz hat der betroffene Arbeitnehmer Anspruch auf Entgeltsicherung in Höhe seines bisherigen Brutto-Monatseinkommens. Ist für die weitere Beschäftigung eines Arbeitnehmers eine Qualifizierungsmaßnahme notwendig, ist er nicht nur zur Teilnahme verpflichtet, sondern er muss im Rahmen des ihm Möglichen zu ihrem Erfolg aktiv beitragen.

… Regelungen für nicht APG-berechtigte Arbeitnehmer

Auch für nicht APG-berechtigte Arbeitnehmer gilt ein besonderer Kündigungsschutz. Um sicherstellen zu können, dass sie spätestens bis Ende 2018 einen neuen Arbeitsplatz finden können, sind sie betriebsbedingt ordentlich frühestens zum 30. Juni 2018 kündbar.

Primäre Zielsetzung ist, die Arbeitnehmer bis 2018 von Arbeit in Arbeit vermittelt zu haben. Dazu dienen so genannte Mitarbeiterentwicklungscenter (M.E.C.). Der Arbeitgeber hat sie jeweils an der Ruhr und in Ibbenbüren einzurichten und bis Ende 2018 zu betreiben. Alle nicht APG-berechtigten Arbeitnehmer können in das M.E.C. versetzt werden. Aufgabe des M.E.C. ist die Qualifizierung und Vermittlung der dorthin versetzten Arbeitnehmer auf zumutbare Arbeitsplätze im konzerninternen und externen Arbeitsmarkt. Gleichzeitig stellt das M.E.C. den Ausgleich des Personalbedarfs der Bergbaubetriebe in der Phase der Stilllegung sicher. Dazu können in das M.E.C. versetzte Arbeitnehmer sowohl innerhalb der Unternehmen als auch konzernintern abgeordnet sowie konzernintern oder auch an externe Arbeitgeber verliehen werden. Zur Verbesserung der Vermittlungschancen auf dem Arbeitsmarkt führt der Arbeitgeber mit den Arbeitnehmern notwendige Qualifizierungsmaßnahmen durch. Dafür wird nach Feststellung der beruflichen Kenntnisse und persönlichen Qualifikationen ein Profil erstellt. Dieses Profil wird mit den Anforderungen des Arbeitsmarktes abgeglichen und daraus die resultierenden notwendigen Maßnahmen abgeleitet. Ziel der Vermittlung ist, dem Arbeitnehmer ein für ihn bestmögliches Angebot für ein neues Arbeitsverhältnis unterbreiten zu können.

Für das M.E.C. richten die Tarifvertragsparteien je eine ständige Clearingstelle ein. Sie wird pari-

tätisch mit je zwei Vertretern der Arbeitgeberseite und je zwei Mitgliedern des Betriebsrates besetzt. Die Clearingstelle entscheidet verbindlich über die Notwendigkeit, Art und Dauer einer vom Arbeitgeber oder Arbeitnehmer verlangten Qualifizierungsmaßnahme sowie die Zumutbarkeit eines Arbeitsplatzangebotes. Der Arbeitnehmer behält seinen Anspruch auf Entgelt in Höhe seines bisherigen Brutto-Monatseinkommens, wenn er in das M.E.C. versetzt wird. Gleiches gilt für die Dauer einer vorübergehenden Abordnung auf einen Arbeitsplatz an anderer Stelle des Unternehmens sowie im Rahmen einer Tätigkeit als Leiharbeitnehmer. Wird ein Arbeitnehmer auf einen Arbeitsplatz bei einem externen Arbeitgeber vermittelt und erhält dort eine geringere Vergütung, so hat er Anspruch auf eine zeitlich befristete Einkommenshilfe.

Wie APG-berechtigte sind auch nicht APG-berechtigte Arbeitnehmer zu umfassender Mitwirkung verpflichtet. Bei einem nicht APG-berechtigten Arbeitnehmer besteht eine Mitwirkungspflicht auch in Bezug auf die ihm angebotenen zumutbaren Arbeitsplätze. Schließlich bewahrt dieser Tarifvertrag die nicht APG-berechtigten Arbeitnehmer vor einer betriebsbedingten Kündigung. Um sich für zukunftsträchtige Berufsfelder außerhalb des Bergbaus qualifizieren zu können, haben die Arbeitnehmer Anspruch auf eine Umschulungsmaßnahme. Sie wird innerhalb einer vorgegebenen Grenze vom Arbeitgeber finanziert. Voraussetzung für die Teilnahme ist, dass das Arbeitsverhältnis spätestens zum Ende der Maßnahme beendet wird.

Zur Förderung der Aufnahme eines Studiums kann den Arbeitnehmern ein Arbeitgeberdarlehen gewährt werden, wenn sie vor Beginn des Studiums einer Aufhebung ihres Arbeitsverhältnisses zustimmen.

Die Regelungen für Umschulungsmaßnahmen zur Förderung eines Studiums gelten gleichermaßen auch für APG-berechtigte Arbeitnehmer.

… mit Leben füllen

Den neuen Tarifvertrag und die ihn ergänzenden Regelungen gilt es nun mit Leben zu füllen. Eine besondere Herausforderung ist – neben der Sicherung der Produktionsziele – insbesondere die Vermittlung der nicht APG-berechtigten Mitarbeiter von Arbeit in Arbeit. Beschäftigungschancen sind vorhanden. So bieten die Kokerei ArcelorMittal in Bottrop und die Unternehmen der Evonik Industries AG attraktive Arbeitsplätze an. Mit der Deutschen Bahn AG (DB) ist ein Kooperationsvertrag geschlossen worden. Er eröffnet den im Bergbau beschäftigten Mitarbeitern neue berufliche Perspektiven. Für Beratungsgespräche und die Umsetzung der Kooperationsvereinbarungen ist eigens ein mit DB-Personalberatern besetztes Vermittlungsbüro eröffnet worden. Auch in weiteren Industriezweigen, im Handwerk sowie in Dienstleistungs- und Verwaltungsbereichen werden für die hochqualifizierten Mitarbeiter des Steinkohlenbergbaus Vermittlungschancen gesehen.

Der Personalanpassungsprozess im Steinkohlenbergbau geht nunmehr in seine letzte, wichtigste und schwierigste Phase. Dass er sozialverträglich gelingen kann, zeigen die guten Erfahrungen bei der Stilllegung des Saarbergbaus. Der Auslaufprozess ist dort ohne soziale Brüche vonstatten gegangen, mit Hilfe ähnlicher tarif- und personalpolitischer Instrumente, wie sie jetzt für die Betriebe an der Ruhr und in Ibbenbüren vereinbart worden sind.

… tarifvertragliche Flankierung des Anpassungsprozesses im Zeitverlauf

Der Steinkohlenbergbau befindet sich in Deutschland bereits seit Ende der 1950er Jahre in einem stetigen Anpassungsprozess. Gleichwohl haben die Tarifparteien erstmals im Jahr 1993 eine Vereinbarung zur Wahrung der Sozialverträglichkeit des Personalabbaus getroffen. Anfang 1993 war es als Folge der Entwicklung in der Stahlindustrie zu einem drastischen Absatzeinbruch insbesondere bei der Kokskohle gekommen. Er erforderte kurzfristig ein Vorziehen der kapazitiven Anpassung und erhöhte damit den Belegschaftsüberhang. Unter Verzicht auf eine Einkommenserhöhung wurde zur Vermeidung betriebsbedingter Kündigungen eine Umverteilung von Arbeit durch zusätzliche arbeitsfreie Tage – die so genannten Freischichten – vereinbart. Seitdem ist die Begleitung und Unterstützung der sozialverträglichen Bewältigung des personellen Anpassungsprozesses

ein Schwerpunktthema der Tarifpolitik im Steinkohlenbergbau.

Will man das vielfältige und komplexe tarifliche Geschehen seit 1993 in eine Systematik bringen, lassen sich drei Phasen unterscheiden.

In der ersten Phase, die bis ins Jahr 2007 reichte, ging es im Wesentlichen um die Verkürzung der Arbeitszeit. Das Arbeitsvolumen wurde auf mehr Schultern verteilt. Dies reduzierte Überhänge, ohne dass dabei nach Arbeitnehmergruppen differenziert wurde. Als flexibles und effektives Mittel zur Umverteilung von Arbeit hat sich die Arbeitszeitverkürzung durch Freischichten bewährt. Veränderungen der Beschäftigungssituation über die Jahre konnten durch die Variierung der Anzahl der Freischichten ausgeglichen werden. Die Gewährung der Freischichten erfolgt vorrangig nach betrieblichen Belangen. So kann eine im Jahresverlauf schwankende Absatz- und Beschäftigungssituation durch die zeitliche Lage der Freischichten ausgeglichen werden. Die Finanzierung der Freischichten erfolgte durch den Verzicht auf Einkommenserhöhungen und in den Jahren 1994/95 durch eine Einkommenskürzung von bis zu 6 %. Auch das durch Mehrarbeit abgedeckte Arbeitsvolumen kann durch Freizeitausgleich umverteilt werden und wird somit für den Erhalt bestehender Beschäftigungsverhältnisse nutzbar gemacht. Hierzu wurde im Jahr 1997 der vollständige Ausgleich von Mehrarbeit durch Freizeit innerhalb eines Zeitraums von 12 Monaten vereinbart. Im Jahr 2005 wurde diese stringente Vorschrift geringfügig gelockert. Im Zusammenhang mit der flexiblen Gewährung der Freischichten sowie der Freizeitansprüche für Mehrarbeit wurde betrieblicherseits ein höheres Maß an Flexibilität bei der Verteilung der Arbeitszeit gefordert. Die Vorstellung ließ sich nicht durchsetzen, den Samstag unter Beibehaltung der jahresdurchschnittlichen 5-Tage-Woche zur Regelarbeitszeit zu machen. Immerhin konnte 1997 eine Öffnung des Samstags für Produktionsarbeiten erreicht werden.

Im Jahr 1998 vereinbarten die Tarifparteien einen zur damaligen Zeit sehr innovativen Tarifvertrag zur Teilzeitarbeit, um deren Attraktivität zu erhöhen. Durch Teilzeitarbeit wird das Arbeitsvolumen einzelner Arbeitnehmer reduziert und führt damit ebenfalls zu einer Sicherung von Beschäftigung. Gemäß Tarifvertrag kann die verkürzte Arbeitszeit im Durchschnitt eines Verteilzeitraumes von bis zu 12 Monaten erreicht werden. Dieses hohe Maß an Gestaltungsfreiheit eröffnet auch unter Tage Beschäftigten die Möglichkeit, ein sinnvolles Teilzeitarbeitsverhältnis eingehen zu können. Die 1998 vereinbarte Einführung von Langzeitkonten stellt ein unter den besonderen Bedingungen des Steinkohlenbergbaus interessantes Instrument zur Umverteilung von Arbeit dar. Ihr besonderer Effekt: Sie helfen, zeitlich befristete Belegschaftsunterdeckungen auszugleichen und Belegschaftsüberhänge in späteren Jahren auszugleichen. Die Gewährung der angesparten Freizeitansprüche erfolgt als zeitlicher Block vor dem Ausscheidetermin des jeweiligen Arbeitnehmers.

Mit zunehmendem Personalabbau wuchs die Notwendigkeit, über die pauschale Umverteilung von Arbeit hinaus, den für den Produktionsprozess notwendigen Personalbedarf quantitativ und qualitativ sicherzustellen. Eine Analyse der Belegschaftssituation hatte gezeigt, dass Belegschaftsüberhänge und zum Teil auch Belegschaftsunterdeckungen sehr uneinheitlich ausgeprägt sind. Sie sind abhängig von Funktion und Qualifikation der Mitarbeiter. Darüber hinaus schwanken sie zwischen den einzelnen Betrieben und im Zeitverlauf.

Die zweite Phase der tarifpolitischen Unterstützung des Anpassungsprozesses, die von 2007 bis 2011 reichte, kennzeichneten tarifvertragliche Regelungen mit Ausrichtung auf eine Sicherstellung des Personalbestandes in der erforderlichen Qualität und Quantität. Einen Baustein zur Flankierung der sozialverträglichen Anpassung und zum Erhalt der Handlungsfähigkeit der Betriebe stellt der Tarifvertrag über befristete Arbeitsverhältnisse dar. Er beinhaltet eine Öffnung, die es ermöglicht, die zulässige Höchstdauer eines sachgrundlos befristeten Arbeitsverhältnisses auf sieben Jahre zu verlängern. Zur Gestaltung sozialverträglicher Personalmaßnahmen anlässlich des Auslaufens des Saarbergbaus zum 30. Juni 2012 haben die Tarifpartei-

en 2008 einen Tarifvertrag abgeschlossen, der wesentliche Elemente des TV Beendigung deutscher Steinkohlenbergbau enthält.

Mit dem 2009 abgeschlossenen Tarifvertrag zur sozialverträglichen Flexibilisierung des rheinisch-westfälischen und Ibbenbürener Steinkohlenbergbaus sind weitere Regelungen vereinbart worden. Sie sehen sowohl eine Flexibilisierung des Arbeitseinsatzes über und unter Tage sowie unternehmensweit vor als auch die Forcierung einer bedarfsgerechten Qualifizierung der Arbeitnehmer. Der im Jahr 2012 außer Kraft gesetzte Tarifvertrag galt ausschließlich für APG-berechtigte Arbeitnehmer. Er beinhaltete im Wesentlichen die Bestimmungen des TV Beendigung deutscher Steinkohlenbergbau für APG-berechtigte Arbeitnehmer.

Der 2012 abgeschlossene TV Beendigung deutscher Steinkohlenbergbau enthält in leicht modifizierter Form überwiegend die Bestimmungen der beiden vorgenannten Tarifverträge. Neu ist jedoch seine Zielsetzung, die auf ein unwiderrufliches Ende des deutschen Steinkohlenbergbaus ausgerichtet ist. Insofern markiert dieser Tarifvertrag die dritte und letzte Phase der tarifvertraglichen Begleitung des sozialverträglichen Anpassungsprozesses. Neben den Regelungen zur Unterstützung des Anpassungsprozesses haben die Tarifparteien durch lohnpolitische Zurückhaltung dem enormen Kostendruck Rechnung getragen, unter dem der Steinkohlenbergbau steht. Seit Anfang der 1990er Jahre standen die Tarifabschlüsse in ganz besonderem Maße unter den Vorgaben der kohlepolitischen Situation. Seitdem liegen die Abschlüsse immer deutlich unter dem gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt. Die konsequente Lohnzurückhaltung reichte allein jedoch nicht aus, um dem Kostendruck zu begegnen. Zusätzliche finanzielle Einschnitte bei den Mitarbeitern waren unausweichlich. So ist beispielsweise das jährliche Weihnachtsgeld seit 2002 um über 500 € gekürzt worden.

Zusammenfassend kann Folgendes festgestellt werden: Die Tarifparteien haben mit zahlreichen flexiblen, innovativen und, wie sich im Rückblick zeigt, erfolgreichen Regelungen zur Gestaltung des sozialverträglichen Anpassungsprozesses beigetragen – mit großem Pragmatismus und getragen von der Verantwortung gegenüber Unternehmen und Mitarbeitern, bei Vermeidung von unangemessenen Kostenbelastungen für das Unternehmen und unter Wahrung der Handlungsfähigkeit der Betriebe.

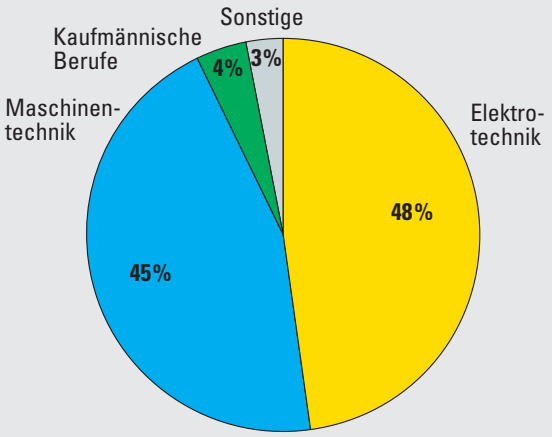
… Verantwortung für junge Menschen

Ungeachtet des hohen Anpassungsdruckes kommt der Steinkohlenbergbau unverändert seiner regionalen und sozialen Verantwortung nach. Er hat als einer der großen Ausbilder auch im Jahr 2012 rund 270 Auszubildende eingestellt. Insgesamt werden damit zu Beginn des neuen Ausbildungsjahres 1 009 junge Menschen an neun Ausbildungsstandorten in elf zukunftsorientierten Berufen ausgebildet. Die Schwerpunkte liegen dabei in den Bereichen Industriemechaniker, Elektroniker für Betriebstechnik, Mechatroniker, Chemikanten sowie im kaufmännischen Bereich.

Angesichts der Stilllegung des Bergbaus im Jahr 2018 kann kein Auszubildender nach Abschluss der Ausbildung in ein Arbeitsverhältnis übernommen werden. Ausnahmen wird es im Einzelfall nur dann geben, wenn die Übernahme zur Sicherung der geordneten Stilllegung erforderlich ist.

Fachrichtungen der Auszubildenden im Steinkohlenbergbau im Jahr 2012

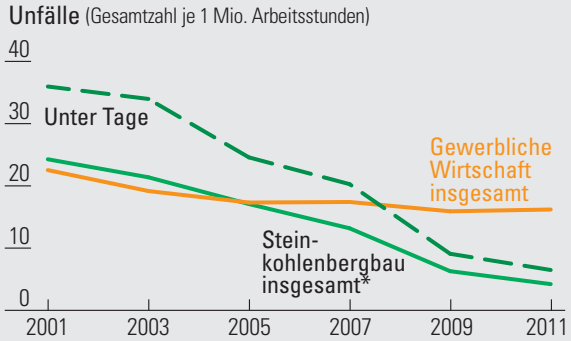
Auszubildende insgesamt: 1 009



… Unfallrückgang im Steinkohlenbergbau

Auch in den Zeiten des Personalabbaus behalten die Unternehmen des deutschen Steinkohlenbergbaus die Sicherheit am Arbeitsplatz und die Gesundheit der Beschäftigten im Fokus. Der Erfolg bestätigt die Bemühungen. Die Gesamtzahl der Arbeitsunfälle je einer Million Arbeitsstunden (Unfallquote) liegt auf einem niedrigen Niveau und ist weiter rückläufig. Bereits seit mehreren Jahren liegt die Unfallquote für die RAG unter dem Durchschnitt der gesamten gewerblichen Wirtschaft in Deutschland – und dies trotz der immer noch besonderen Arbeitsbedingungen insbesondere bei den Tätigkeiten unter Tage. Während in der gesamten gewerblichen Wirtschaft nach einem aufschwungbedingten Anstieg der Unfallquote im Jahr 2010 der Wert mit 16,22 Unfällen je einer Million Arbeitsstunden wieder fast auf dem Niveau von 2009 liegt, setzte sich der Rückgang im Steinkohlenbergbau stetig fort. Für alle unter Bergaufsicht stehenden Unternehmensteile konnte ein Rückgang der Unfallquote um 7 % auf 4,22 verzeichnet werden, allein unter Tage betrug sie 6,29 Unfälle je einer Million Arbeitsstunden (-8,3 %). Seit 2001 sank die Unfallquote in der gesamten gewerblichen Wirtschaft um 28,1 %, im Steinkohlenbergbau insgesamt um 82,6 % und im Steinkohlenbergbau unter Tage um 82 %.

Gesetzliche Unfallversicherung: Entwicklung der Unfallzahlen



* nur unter Bergaufsicht stehende Unternehmensteile

Quellen: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung/RAG AG

Wegen der besonderen Arbeitsbedingungen im Steinkohlenbergbau sind seit langem aufgrund verschiedener gesetzlicher Regelungen arbeitsmedizinische Vorsorgeuntersuchungen vorgeschrieben. Dazu hat die RAG personell und technisch gut ausgestattete arbeitsmedizinische Zentren (AMZ) eingerichtet. Im Jahr 2011 wurden in den drei AMZ der RAG rund 26 000 Personen untersucht. Der Schwerpunkt liegt immer noch deutlich bei Untersuchungen, die unmittelbar mit Tätigkeiten unter Tage in Zusammenhang stehen. Diese Zentren sind mittlerweile auch in ein betriebliches Gesundheitsmanagement eingebunden. Es ermöglicht im Sinne eines ganzheitlichen Ansatzes die umfassende Betreuung und Beratung der Beschäftigten. Hierbei verschieben sich zunehmend die Schwerpunkte. Stand früher noch die schwere körperliche Arbeit der bergmännischen Tätigkeiten deutlich im Vordergrund, so sind es heute Arbeitsverdichtung, wechselnde Arbeitsplätze und Flexibilisierung und auch das steigende Durchschnittsalter der Belegschaft.

Ein wichtiger Aspekt innerhalb des betrieblichen Gesundheitsmanagements ist die betriebliche Gesundheitsförderung und Primärprävention. Hierunter sind Angebote und Maßnahmen zu verstehen, welche die für die Gesundheit der Beschäftigten verantwortlichen Faktoren stärken oder aber Risikofaktoren mindern. Diese Angebote unterstützen die Beschäftigten dabei, eigenverantwortlich für ihre Gesundheit zu handeln. Dies gilt im Besonderen für die Vermittlung von Wissen um den Erhalt und der Verbesserung der eigenen Gesundheit, aber auch die Verbesserung von Rahmen- und Arbeitsbedingungen. Damit werden die bestehenden gesetzlichen Verpflichtungen aus den Regelwerken des Arbeitsschutzes ergänzt. Die Aktivitäten umfassen ein breites Spektrum – beginnend mit Präventionsmaßnahmen zur Stärkung des Muskel-Skelett-Apparates über Suchtprävention und Ernährungsberatung bis hin zu Maßnahmen bei posttraumatischen Belastungsstörungen und zur Stressbewältigung. Wichtige Begleiter und Kooperationspartner für diese Programme und Maßnahmen sind die Sozialversicherungsträger, im Besonderen die Knappschaft als Krankenversicherung und die Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie.

Internationale Energie- und Rohstoffmärkte

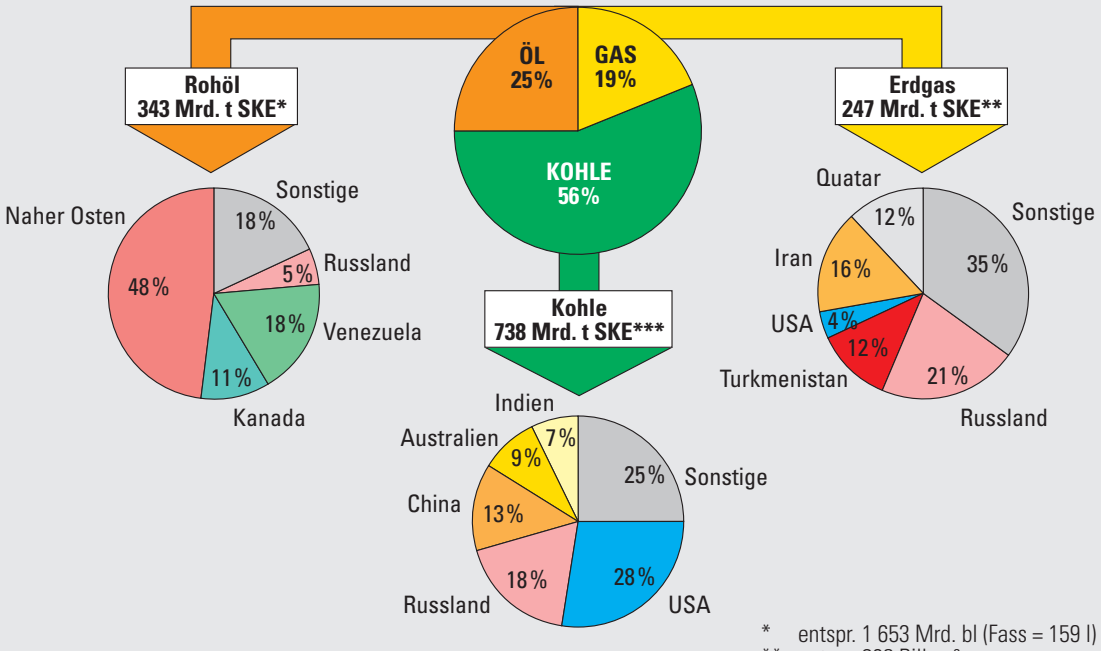
Globale Entwicklungen

Fragen der Versorgungssicherheit insbesondere mit Energie und Rohstoffen beschäftigen Politik und Wirtschaft weltweit. Industrie- und Schwellenländer gehen jedoch zum Teil unterschiedlich damit um. Viele Industriestaaten überlassen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit weitgehend liberal der Privatwirtschaft und schaffen im Wesentlichen umwelt- und energiepolitische Rahmenbedingen. Dagegen treffen Schwellenländer wie China und Indien für ihre Industrien zentral gesteuerte und tief eingreifende Entscheidungen und planen weit voraus. In diesen unsicheren Zeiten mit drastischen, zunächst noch temporären Rohstoff- und Energiepreiskapriolen verschafft sich insbesondere China durch die vorausschauende weltweite und langfristige Sicherung von Energierohstoffvorkommen unschätzbare Vorteile. Hierzu kauft sich die Volksrepublik weltweit in Bergbauprojekte ein und verhandelt bilaterale Abkommen auf Staats- und Unternehmensebene.

Fossile Energierohstoffreserven sind geographisch unterschiedlich auf der Welt verteilt. Konventionelle Rohölvorkommen konzentrieren sich auf den krisenanfälligen Nahen Osten. Auch bei Einrechung von so genanntem nicht-konventionellem Erdöl beträgt dessen Anteil an den weltweiten Erdölreserven immer noch fast 50 %. Erdgas und Kohle hingegen kommen in vielen Teilen der Erde vor.

Zudem verschieben sich die Gewichte durch Anwendung neuer (nicht-konventioneller) Explorations-, Förder- und Aufbereitungstechniken. In den USA hat besonders ein Gewinnungsverfahren zu einer beispiellosen Gasschwemme geführt. Es ist die Gewinnung von Tight-Gas aus Sandsteinschichten oder Shale-Gas zum Beispiel aus Ölschieferschichten durch Fracking. Dies ist die

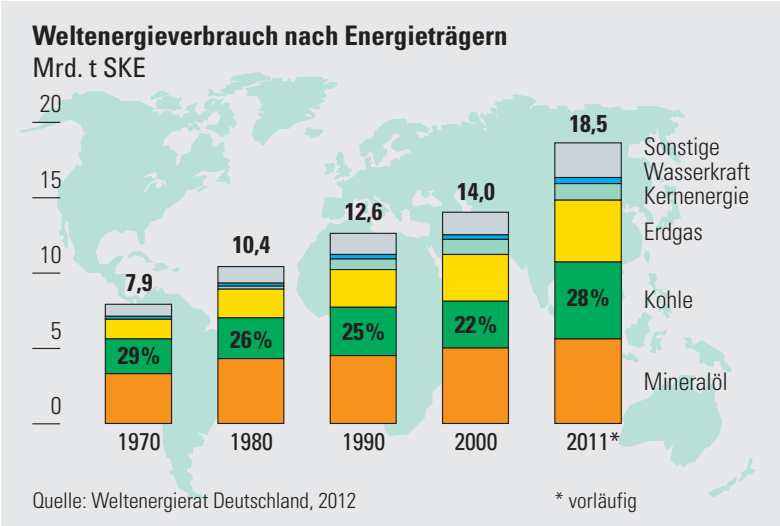
Weltreserven von Energierohstoffen



* entspr. 1 653 Mrd. bl (Fass = 159 l)
** entspr. 208 Bill. m³
*** entspr. 861 Mrd. t

Quelle: BP Statistical Review of World Energy, 6/2012

hydraulische Risserzeugung in dichten Gesteinen. Kanada wäscht bereits seit einigen Jahren unter hohem Aufwand „unkonventionelles (Schwer-)Öl“ aus seinen Ölsanden heraus und ist damit hinsichtlich der Reserven nach Venezuela und Saudi-Arabien das drittwichtigste Ölland weltweit geworden. Venezuela verfügt über die reichhaltigsten Ölreserven der Welt, hat aber nicht die finanziellen und technischen Mittel, „den Schatz zu heben“. Dabei handelt es sich zumeist um teerähnliches „superschweres“ Öl.



Auch zur Optimierung der Verwendung fossiler Energieträger geschieht international viel. In der Kraftwerkstechnik werden laufende Verbesserungen mit immer höheren Wirkungsgraden (zum Beispiel infolge höherer Verbrennungstemperaturen durch Einsatz neuer Werkstoffe) erzielt, die auch zur Vermeidung von CO_2-Emissionen beitragen. Eine Vielzahl von Projekten zur Abscheidung und Einlagerung von CO_2-Emissionen („Carbon Capture and Storage“ – CCS) befindet sich im Planungsstadium oder steckt noch in Genehmigungsverfahren, einige werden bereits real umgesetzt. Solche Abtrennungsmaßnahmen schmälern jedoch wiederum die Wirkungsgrade der Kraftwerke. Zudem gibt es in vielen Ländern Projekte zur Kohleverflüssigung und Umwandlung in Öl („coal to liquids“ – CTL), um sich vom Öl-Weltmarkt unabhängiger zu machen. Hierzu zählen zum Beispiel das Monash-Energy-Projekt im Latrobe Valley in Australien, das Moatize-Projekt in Mosambik und Chinas Kohleverflüssigungsprojekt Erdos in der inneren Mongolei.

Wenn auch die noch vorhandenen und bekannten konventionellen und nicht-konventionellen Rohstoffreserven zunächst beruhigen, nimmt der weltweite Primärenergieverbrauch (PEV) doch stetig zu. Diese Entwicklung wurde nur kurz durch die globale Finanz- und Wirtschaftskrise im Jahr 2009 unterbrochen, die zu einem Einbruch beim PEV um 2 % auf 17,4 Mrd. t SKE führte. Im Folgejahr nahm er dann – auch Dank eines Basiseffektes – wieder kräftig um rund 5 % zu. Im Jahr 2011 normalisierte sich der Zuwachs beim PEV, sodass dann nach vorläufiger Einschätzung des Weltenergierates Deutschland rund 18,5 Mrd. t SKE erreicht wurden.

Für die Zukunft spielt die Internationale Energie-Agentur (IEA, Paris) in ihrem World Energy Outlook 2011 (WEO 2011) insgesamt drei Szenarien durch. Sie errechnet damit für das Jahr 2035 einen PEV zwischen 21,3 (Klimaschutz-Szenario – „450ppm-Scenario“) und 26,2 Mrd. t SKE (Status-Quo-Szenario – „Current Policies Scenario“). Das Referenz-Szenario („New Policies Scenario“) liegt mit 24,2 Mrd. t SKE dazwischen und hat noch am ehesten „Realitätsbezug“. Dieses Szenario unterstellt, dass die bisherigen Zusagen und Pläne zur Verringerung von Treibhausgasen und zur Abschaffung von Subventionen für fossile Brennstoffe weltweit auch tatsächlich umgesetzt werden. Es geht zudem von einer Dekarbonisierung des Energieverbrauchs der OECD-Länder aus (OECD = Organisation for Economic Co-operation and Development. Der Begriff wird häufig als Synonym für „Industrieländer“ verwendet). Der hierzu genannte PEV entspräche einer durchschnittlichen Wachstumsrate von 1,2 % pro Jahr gegenüber dem zugrundeliegenden Basisjahr 2009.

Kohle (Anteil Braun- und Steinkohle zusammen 24 %) bliebe nach Erdöl (27 %) und knapp vor Erdgas (23 %) der zweitwichtigste Energieträger. Damit würde der PEV im Jahr 2035 zu rund 75 % durch fossile Energieträger gedeckt – gegenüber dem heutigen Deckungsbeitrag von über 80 %. Regenerative Energieträger ohne Wasserkraft, Biomasse und Müll würden mit 7,5 % die höchste jährliche Wachstumsrate erzielen. Alle den Erneuerbaren zuzurechnenden Energieträger (Wind- und Wasserkraft, Solar- und Fotovoltaik, Biomasse und Müll sowie Sonstige) zusammen kämen auf einen Anteil von rund 18 %.

Auch bei der weltweiten (Netto-) Stromerzeugung im Jahr 2035 würden die fossilen Energieträger nach dem IEA-Referenz-Szenario mit 56 % noch dominieren. Kohle würde dabei zwar Anteile verlieren, wäre aber mit 33 % noch immer der bedeutendste Energieträger. Regenerative Energieträger würden bereits einen Anteil von über 30 % erreichen können.

Die bedeutendsten Einflussfaktoren für die Entwicklung von Weltenergieverbrauch und -stromerzeugung auf globaler Ebene sind die Dynamik des globalen Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstums sowie der Fortschritt der Elektrifizierung. Nach Statistiken des UN-Bevölkerungsfonds (UNFPA) ist die Weltbevölkerung bis Ende Oktober 2011 erstmals über die Marke von 7 Mrd. Menschen gestiegen. Bis zum Ende ihres Prognosezeitraums im Jahr 2035 geht die IEA in ihrem Referenz-Szenario von einer Weltbevölkerung von 8,6 Mrd. aus. Bis 2050, so rechnet die UN (United Nations) in ihren World Population Prospects vor, muss mit einer Zunahme auf 9,3 Mrd. Menschen gerechnet werden. Das Durchbrechen der Zehn-Milliarden-Grenze wird zur nächsten Jahrhundertwende erwartet. Die Bevölkerung der Industrieländer bewegt sich bis 2035 annähernd auf dem Niveau von 1990 (1,3 Mrd.). Das Wachstum findet ausschließlich in Entwicklungs- und Schwellenländern statt.

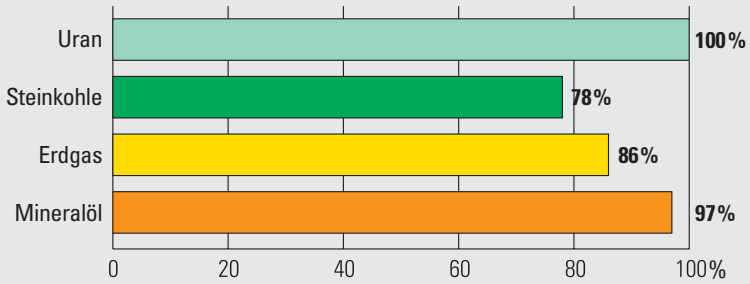
Ähnlich ist die Situation beim Weltwirtschaftswachstum. Einerseits wächst die Wirtschaft in den Industrieländern nur noch moderat und schrumpft bisweilen sogar (zum Beispiel im Jahr 2009). Andererseits weisen insbesondere die Schwellenländer in der Vergangenheit und auch im IEA-Referenz-Szenario stetig hohe BIP-Wachstumsraten bis 2035 auf. 2011 verzeichneten die Industrienationen ein durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 1,5 %. Wichtige Schwellenländer, die so genannten BRIC-Staaten (Brasilien, Russland, Indien und China), erzielten einen gewogenen Mittelwert von 5,4 %. Im laufenden Jahr jedoch scheint sich die Weltkonjunktur insgesamt deutlich abzukühlen. Hiervon sind auch die Wirtschaftsentwicklungen in den Schwellenländern betroffen, die sich dadurch etwas gebremst zeigen.

Importabhängigkeit der deutschen Energierohstoffversorgung

Im Jahr 2011 hat sich Deutschlands Importabhängigkeit bei Steinkohle infolge des fortgesetzten Anpassungsprozesses leicht auf 78 % erhöht und bei Erdöl und Erdgas aufgrund moderat gestiegener Inlandsproduktion leicht auf 86 % bzw. 97 % verringert. In wenigen Jahren wird Deutschland bei Steinkohle nach dem Auslaufen des heimischen Steinkohlenbergbaus komplett auf Importe angewiesen sein. Bei Erdgas und Erdöl werden die heimischen konventionellen und wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte um das Jahr 2020 herum erschöpft sein.

Derzeit stark ins öffentliche Interesse rückt die Möglichkeit der unkonventionellen Gewinnung von Erdgas aus Ölschieferschichten durch Fracking. International – vor allem in den USA – bereits in breiter Anwendung, bestehen in Deutschland insbesondere seitens der Politik große Vorbehalte. So forderte Bayerns Umweltminister Marcel Huber in einem Beitrag des Rheinischen Merkur vom 28. Juni 2012 unter dem Titel „Umstrittene Erdgasbohrung – Tickende Zeitbombe“ ein komplettes Verbot von Fracking in Deutschland. Dessen ungeachtet hat die deutsche Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in einer gesonderten Studie vom Mai 2012 unter dem Titel „Abschätzung des Erdgaspotenzials aus dichten Tongesteinen (Schiefer-

Abhängigkeit Deutschlands von Energierohstoffimporten 2011



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V./WEG/AGEB

gas) in Deutschland" das deutsche ausbeutbare Schiefergaspotenzial auf rund 2,3 Bill. m³ geschätzt. Zum Vergleich: Die deutsche Erdgasförderung im Jahr 2011 betrug 11,9 Mrd. m³ – bei einem deutschen Gesamtverbrauch von 86 Mrd. m³.

Auf EU-Ebene will Energiekommissar Günther Oettinger die Förderung des umstrittenen Schiefergases weiterhin nicht regulieren. Dies müsse Sache der Mitgliedstaaten bleiben. Hintergrund sind die sehr unterschiedlichen Positionen in den Mitgliedstaaten. Während in Frankreich keine Erlaubnis für Fracking zu erhalten ist, laufen in Polen bereits einige Demonstrationsprojekte. Einige Länder wie Frankreich und Deutschland befürchten Umweltschäden, andere – beispielsweise Polen – sehen Schiefergas als Schlüssel zur Begrenzung der Abhängigkeit von Gasimporten.

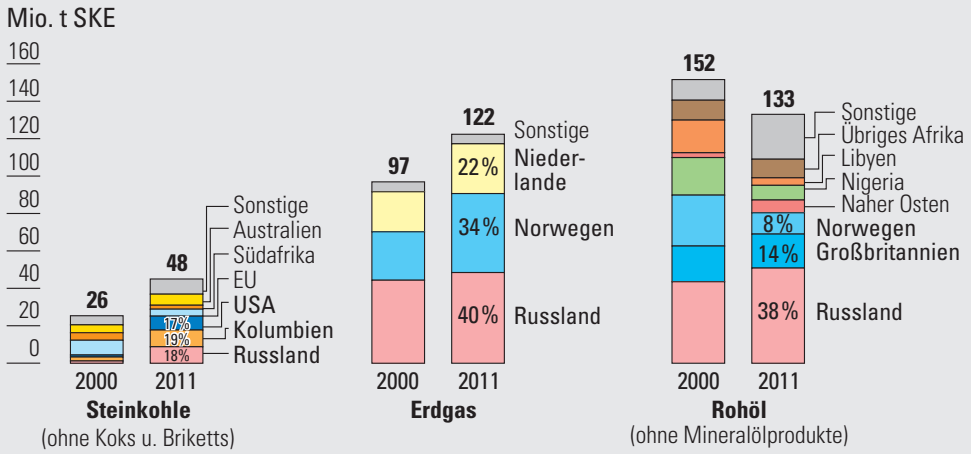
Die deutschen Importe von Energierohstoffen (Steinkohle, Erdgas, Erdöl) im Jahr 2011 waren in unterschiedlichem Ausmaß von nur wenigen Herkunftsländern abhängig.

Die jeweils drei wichtigsten Lieferländer deckten bei Steinkohle 54 %, bei Rohöl 60 % und bei Erdgas 96 % der Importe ab. Russland war bei allen diesen Rohstoffen das dominierende Lieferland.

Bei Erdgas und Erdöl waren 40 bzw. 38 % der jeweiligen deutschen Gesamtimporte russischer Herkunft, bei Steinkohle betrug der russische Anteil knapp ein Fünftel. Hinsichtlich der Versorgungssicherheit ist hierbei Erdöl noch am ehesten kritisch einzustufen, da dessen Inlandsproduktionsanteil bei nur 3 % liegt und Erdöl in wichtigen Verbrauchssektoren wie beispielsweise im Verkehr kaum hinreichend substituierbar ist. Bei Steinkohle wurden 2011 noch rund 22 % des Aufkommens durch den heimischen Bergbau gedeckt. Rund 14 % des deutschen Erdgasaufkommens wurden durch Förderung aus deutschen Ergasfeldern bereitgestellt. Zudem verfügt Deutschland über große Untertage-Erdgasspeicher, die mögliche temporäre Versorgungsengpässe bei Gasimporten überbrücken können.

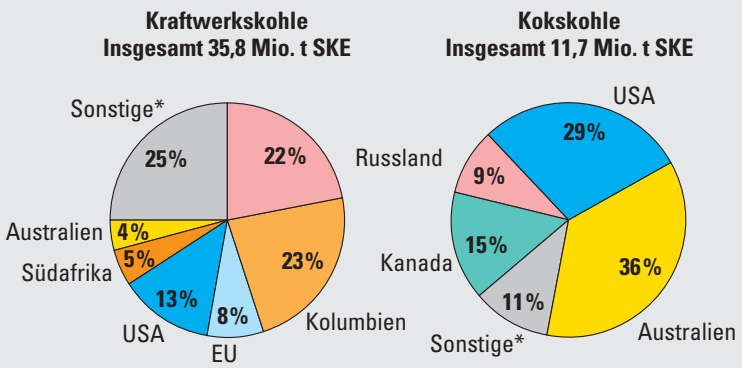
Die hohe Bedeutung Russlands bei den deutschen Steinkohlenimporten im Jahr 2011 erstreckte sich ausschließlich auf die Kraftwerkskohle, wobei es nach Kolumbien und vor

Deutsche Importe fossiler Energieträger 2000/2011
Anteile der bedeutendsten drei Lieferländer 2011



Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V./BMWi, Energiedaten 2012/WEG, 2012/BDEW, 2012

Herkunft deutscher Steinkohlenimporte 2011



* inkl. nicht zuordbare Mengen der genannten Länder

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V./GVSt

den USA das zweitwichtigste Lieferland war. Zusammengenommen entfielen rund 58 % der gesamten deutschen Kraftwerkskohlenimporte auf diese drei Länder. Gegenüber dem Vorjahr gingen die Kraftwerkskohlenimporte aus EU-Ländern stark (- 42 %) und aus Südafrika (- 19 %) sowie Russland (- 13 %) etwas weniger kräftig zurück. Bedeutende absolute Zuwächse verzeichneten deutsche Importe aus den USA (+ 40 %) und Kolumbien (+ 31 %). Deutsche Kokskohlenimporte waren dagegen wesentlich stärker konzentriert – rund 80 % davon entfielen auf die drei wichtigsten Lieferländer Australien (36 %), die USA (29 %) und auf Kanada (15 %).

In Deutschland werden zunehmend öffentliche Debatten über die Abbaubedingungen von Energierohstoffen geführt und insbesondere hinsichtlich ihrer Vereinbarkeit mit Menschenrechten und Umweltschutz hinterfragt. Um Forderungen nach einer auch ethisch vertretbaren Kohleversorgung zu begegnen, haben sich Ende Februar 2012 sieben europäische Energieversorger (DONG, EDF, Enel, E.ON, Fortum, GDF SUEZ, RWE und Vattenfall) zu der Initiative „Better Coal" zusammengeschlossen. Ihr Ziel ist es, die Arbeitsbedingungen und den Umweltschutz im Kohlenbergbau zu verbessern. Einen ähnlichen, aber branchenübergreifenden Ansatz verfolgt auch die Global-Compact-Initiative der Vereinten Nationen.

Deutschland hat als exportstarkes Industrieland ein hohes Interesse an der Aufrechterhaltung einer sicheren und bezahlbaren Versorgung mit mineralischen und energetischen Rohstoffen. „Rohstoffversorgung ist eine internationale Frage. Hierbei stehen wir im Wettbewerb mit Staaten, die eine sehr strategische rohstoffpolitische Planung betreiben.", hierauf hat Bundeskanzlerin Angela Merkel beim 3. Rohstoffkongress der CDU/CSU-Bundestagsfraktion am 25. April 2012 in Berlin hingewiesen. Es besteht weiter Handlungsbedarf.

Nach Berechnungen der Deutschen Rohstoffagentur (DERA) produzierte Deutschland im Jahr 2010 Rohstoffe im Wert von 17,7 Mrd. € (davon Braunkohle 38 %, Erdgas 17 %, Steinkohle und Erdöl jeweils 6 %). Dem standen Aufwendungen für Rohstoffimporte in Höhe von insgesamt 109,3 Mrd. € gegenüber – dabei allein Energierohstoffe im Wert von 69,4 Mrd. € (davon 57 % Erdöl, 34 % Erdgas und 7 % Steinkohle). Von einigen Handlungsempfehlungen, Initiativen und Experten-Arbeitskreisen auf Bundes- bzw. EU-Ebene abgesehen, folgt die Bundesregierung einer liberalen Markt- und Wettbewerbspolitik und überlässt die Sicherung der Rohstoffversorgung weitestgehend der Industrie.

Trends auf dem Steinkohlenweltmarkt

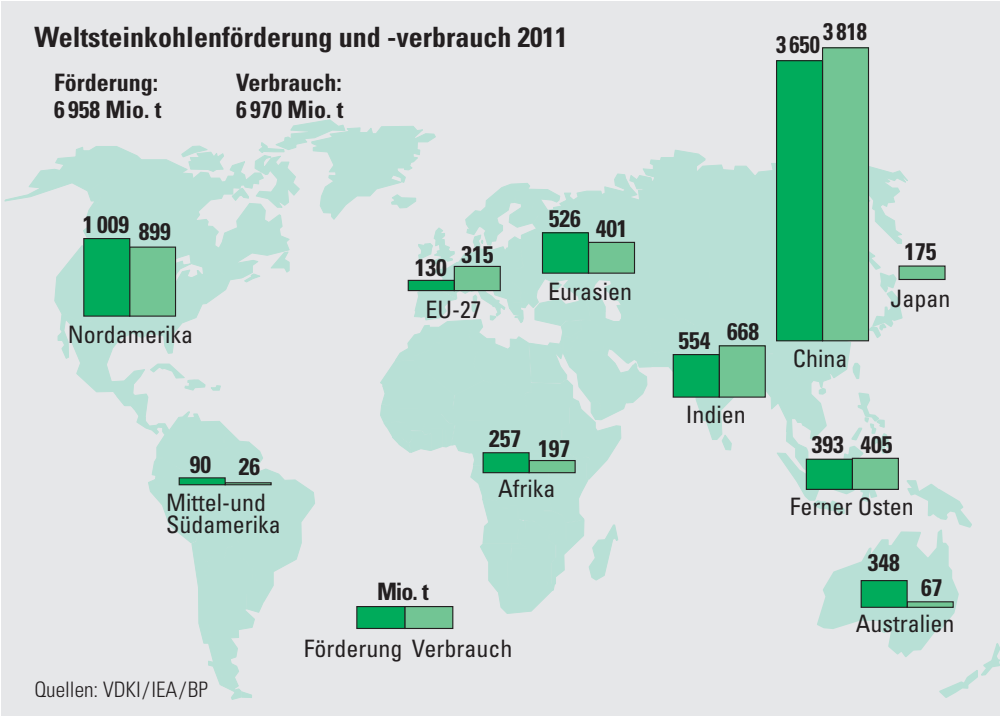
Nach noch vorläufigen Daten ist die weltweite Steinkohlenförderung im Jahr 2011 gegenüber dem Vorjahr um rund 3,5 % auf knapp 7 Mrd. t gestiegen und erreichte damit ihren bisherigen Höchstwert. Davon werden 88 % (6,1 Mrd. t) der Kraftwerkskohle und 12 % (0,9 Mrd. t) der Kokskohle zugerechnet. Gegenüber 1990 hat sich die Weltsteinkohlenförderung im Jahr 2011 damit fast verdoppelt. Auf China entfiel

der größte Teil des Wachstums. Mit einem Produktionsanteil von 52 % war China im Jahr 2011 auch das wichtigste Förderland und mit einem Verbrauchsanteil von 55 % gleichzeitig das bedeutendste Verbrauchsland. Die Förderung in Nordamerika hat leicht um 0,6 % nachgegeben, der Verbrauch war demgegenüber um den Faktor 6 stärker rückläufig (- 3,6 %). In Australien ist die Förderung um 2 % gesunken. Dies wird auf heftige Regenfälle und Überflutungen in Queensland zum Jahresbeginn 2011 zurückgeführt. In der EU-27 ist die Steinkohlenproduktion weiter zurückgegangen, der Verbrauch jedoch um mehr als 7 % gestiegen. Insgesamt setzt sich aber der Trend der Verschiebung der Produktions- und Verbrauchszentren vom Atlantik in den pazifischen Raum weiter fort. Dies ist auch bei den Handelsströmen zu beobachten.

Steinkohle weist im Vergleich zu Rohöl und Erdgas nur eine geringe Handels- bzw. Exportquote auf. In den Jahren 2006 bis 2011 gelangten jeweils nur rund 15 bis 16 % der Weltförderung in den Export. Im Jahr 2011 betrug das Handelsvolumen mehr als 1 Mrd. t. Dabei entfielen knapp 94 % auf den Seehandel, der Rest auf den Binnenhandel. China, weltgrößtes Steinkohlenproduktionsland und seit 2009 Nettoimporteur von Steinkohle, schiebt sich mit Einfuhren von 183 Mio. t erstmals auf den Spitzenplatz der bedeutendsten Importnationen. Es verdrängt damit den bisherigen Spitzenreiter Japan (175 Mio. t), das zu 100 % von Steinkohlenimporten abhängig ist. Der japanische Kohleverbrauch war vor allem infolge der Tsunami-Katastrophe im Jahr 2011 um 5 % gesunken. Er wird aber in den nächsten Jahren infolge des dann möglicherweise vollzogenen teilweisen Kernenergieausstiegs wieder stark zunehmen.

In den kommenden Jahren wird sich der Großteil der Nachfragezuwächse bei Steinkohle weiterhin in den pazifischen Markt verlagern. Dieser Aussage liegt eine zum Jahresende 2011 veröffentlichte Kohle-Mittelfristprognose der IEA zugrunde, die die weitere Entwicklung anhand zweier Szenarien untersuchte („Coal – Medium-Term Market Report 2011“, IEA, Paris 2011). Nach dem Low-Chinese-Production-Szenario (LPS) weisen insbesondere China, Indien und weitere asiatische Staaten bis zum Ende des Prognosezeitraums im Jahr 2016 die mit weitem Abstand höchsten Wachstumsraten auf. So würden mehr als 90 % des prognostizierten Nachfragezuwachses allein auf China und Indien entfallen.

Auch angebotsseitig orientieren sich Kraftwerkskohlen-Anbieter aus den USA und Kolumbien, die in der Vergangenheit fast ausschließlich den atlantischen Markt bedienten, insbesondere in diesem Jahr stärker in Richtung des pazifischen Marktes um. In den USA litt der Inlandsabsatz zum Teil konjunkturbedingt, aber auch infolge einer gänzlich neu ausgerichteten Umweltpolitik. Sie wurde von Vertretern der US-ame-



Quellen: VDKI/IEA/BP

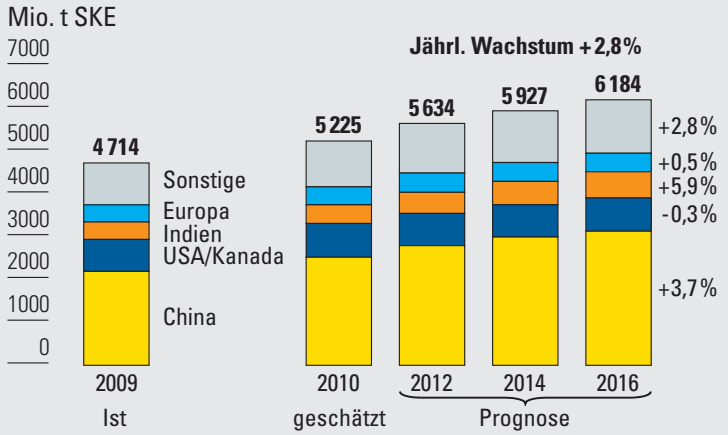
rikanischen Kohleindustrie bereits als „War on coal" betitelt. Noch stärker ins Gewicht fallen aber die extrem niedrigen Erdgaspreise (10-Jahres-Tief) durch die (Shale-) Gas-Schwemme, die die Steinkohle zunehmend aus der Verstromung verdrängt. US-Kraftwerkskohle-Produzenten suchten ebenso wie kolumbianische Anbieter ihr Heil zunächst in der Flucht in europäische Spotmärkte. Dort aber stießen sie auf eine schon seit Monaten anhaltende konjunktur-, witterungs- und strukturell bedingte Nachfrageflaute und hohe Lagerhaltung. Aufgrund von Zahlungsschwierigkeiten auch infolge des ungünstigen Devisenkurses der Rupie gegenüber dem US-Dollar halten sich zudem auch die indischen Einkäufer zurück oder verlegen ihre Nachfrage auf billigere Kohlequalitäten. Auch der Markt in China zeigt Sättigungstendenzen. Dort verlangsamt sich das Tempo beim Wirtschaftswachstum. Bis Mitte dieses Jahres waren die Lagerbestände bei den großen Kohlekraftwerken Chinas auf knapp 90 Mio. t angeschwollen. Zudem verweigerten einige chinesische Einkäufer die vertraglich vereinbarte Abnahme von zu teuer eingekaufter Kohle, nachdem deren Preise um mehr als 10 US-$/t nachgegeben hatten. Dies alles mag die US-Kohleindustrie dazu bewogen haben, in diesem Jahr mindestens 7 % der gesamten US-Produktionskapazitäten, ca. 80 Mio. Jahrestonnen, zumindest temporär außer Betrieb oder vom Markt zu nehmen.

Maßgeblich für die Entwicklung des internationalen Kokskohlenmarktes ist die weltweite Stahlkonjunktur. Die globale Stahlnachfrage entwickelte sich in der ersten Hälfte 2011 zunächst positiv. Sie flachte dann aber zum Ende des Jahres insbesondere infolge der europäischen Finanzkrise stärker ab. Dies reichte zwar noch für einen neuen Rekordstand der weltweiten Rohstahlerzeugung in Höhe von gut 1,5 Mrd. t im Jahr 2011 bei einem Zuwachs um 6,1 % gegenüber dem Vorjahr. Die Roheisenerzeugung erhöhte sich im gleichen Zeitraum um 6,5 % auf 1,1 Mrd. t.

In der ersten Jahreshälfte 2012 trübte sich die Lage weltweit aber weiter ein. Kunden bestellten aufgrund der unsicheren Konjunkturentwicklung unter anderem infolge der EU-Finanzkrise weniger und bauten Lagerbestände ab. Entsprechend brach auch die Kokskohlennachfrage ein. Stützung erhielt der Kokskohlenmarkt jedoch angebotsseitig durch witterungs- und streikbedingte Produktionsausfälle in Queensland. Dort befanden sich Bergarbeiter fast anderthalb Jahre lang im Arbeitskampf mit ihrem Arbeitgeber BHP Billiton Mitsubishi Alliance (BMA), der in Queensland insgesamt sieben Kokskohlenzechen betreibt. Einen weiteren Trend beschreibt die Verkürzung der zeitlichen Preisbezugsbasis bei Kokskohlen-Jahresverträgen. BHP Billiton hat hier gegen großen Widerstand eine Quartalspreisbildung durchsetzen können, scheiterte aber bislang daran, eine flächendeckende Monatspreisbildung zu erreichen.

Der südafrikanische Bergbau-Konzern Anglo American wagt eine mittel- bis langfristige Marktprognose für Kraftwerkskohle. Kurz- bis mittelfristig wird mit weiterhin schwacher Nachfrage und sinkenden Preisen gerechnet. Dies wird insbesondere auf die fortschreitende Rezession in der Eurozone und auf den weiter zunehmenden Preisdruck

Neue Mittelfristprognose der IEA: Entwicklung der Steinkohlennachfrage



Quelle: IEA, Coal Medium-Term Market Report, 2011

durch Konkurrenzenergieträger wie Gas und regenerative Energieträger zurückgeführt. Langfristig wird das Preisniveau für Kraftwerkskohle aber wieder ansteigen. Das gebremste Wirtschaftswachstum in den Schwellenländern China und Indien wird demnach bald wieder an Tempo gewinnen. Beide Länder werden dann wieder stärker in den internationalen Rohstoffmärkten präsent sein. Indien baut seine Kohlekraftwerkskapazitäten kräftig aus und plant bis zum Jahr 2016 Kohleimporte von insgesamt rund 220 Mio. t/a (2011: 114 Mio. t). Bis 2020 erwartet Anglo American einen seewärtigen Welthandel mit Kraftwerkskohle von 1,3 Mrd. t, ausgehend von 0,7 Mrd. t im Jahr 2010. Bis 2030 würde sich der Weltmarkt dann auf 2,2 Mrd. t fast verdoppeln.

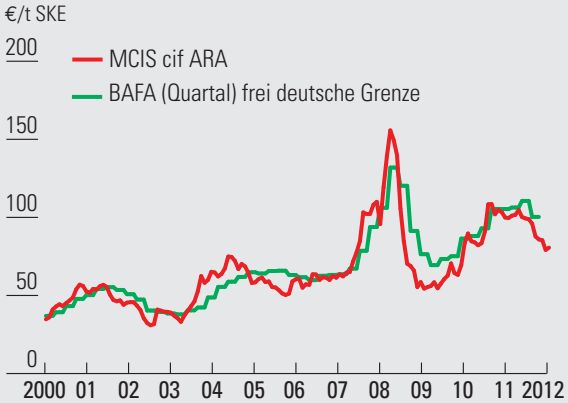
Ein weiterer angebotsseitiger Trend im internationalen Steinkohlenmarkt ist das Aufkommen neuer bedeutender Kohleexportländer. Beispielhaft seien hier die Mongolei und Mosambik genannt. Die Mongolei plant nach IEA-Schätzungen bis 2016 eine Verdreifachung ihrer Exporte gegenüber 2010 auf 35 Mio. t (Koks- und Kraftwerkskohle). Die ergiebige Lagerstätte Tavan-Tolgoi – 560 km südlich der Hauptstadt Ulan-Bator gelegen – liefert hochwertige Kokskohle; bislang ist China der Hauptabnehmer. Im südwest-afrikanischen Mosambik wurde 2011 mit dem Export hochwertiger Kokskohle begonnen. Bis 2016 wird dort mit einem jährlichen Exportvolumen von rund 25 Mio. t gerechnet. Das Moatize-Basin in Mosambik – nahe der Stadt Tete – verspricht ein solch hohes Lagerstättenpotenzial, dass es häufig mit dem Bowen Basin (Queensland) in Australien – weltgrößtes Kokskohle-Exportland mit 133 Mio. t im Jahr 2011 – verglichen wird. Rio Tinto ist in Mosambik durch Beteiligungen und umfangreiche Infrastrukturvorhaben bereits stark engagiert. Anfang April 2011 hat der australische Bergbau-Konzern nach zähem Ringen für knapp 4 Mrd. US-$ die Anteilsmehrheit des stark auf Mosambik fokussierten Bergbau-Unternehmens Riversdale erworben. Mosambik könnte somit innerhalb von ein bis zwei Dekaden zum zweitwichtigsten Kokskohlenexportland der Welt nach Australien aufsteigen und die USA überholen (mit 60 Mio. t Kokskohlenexporte allein im Seeverkehr 2011).

Preis- und Frachtratenentwicklung

Auf den internationalen Energierohstoffmärkten sind scheinbar wieder etwas ruhigere Zeiten eingekehrt. Überstanden scheint die heftige Achterbahnfahrt des Booms des Jahres 2008 mit drastisch steigenden Rohstoffpreisen und dem nachfolgenden Wirtschaftskrisenjahr 2009 mit dramatischem Preisverfall. Die weltweite Nachfrage schwächte sich in den letzten Monaten durch die Eintrübung der Weltkonjunktur ab, die Preise insbesondere von Kraftwerkskohle und Kokskohle gingen nach zeitweiliger Erholung wieder zurück. Mittelfristig, zum Teil auch schon bis zum Ende dieses Jahres, gehen Analysten jedoch von neuerlichen Engpasssituationen und Nachfrageüberhängen und dann wieder steigenden Preisen aus. In Bezug auf die Kohlepreisentwicklung spricht die Royal Bank of Scotland bereits vom „schwarzen Gold der Zukunft".

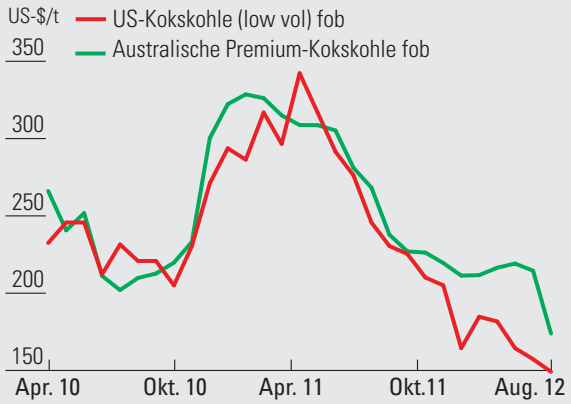
Seit der zweiten Jahreshälfte 2011 herrscht im nordwesteuropäischen Kraftwerkskohlenmarkt eine Käufermarktsituation vor. Ein hohes Angebot aus den USA, Kolumbien und Südafrika trifft auf eine geringe Nachfrage und hohe Lagerbestände. Die Anbieter nahmen teils hohe Preisabschläge in Kauf, um überhaupt noch Mengen absetzen zu können. Bei der Verstromung von Steinkohle machte sich der Effekt des Kernenergieausstiegs Deutschlands wenig bemerkbar. Er wurde durch den hohen Einsatz regenerativer Energiequellen sogar überkompensiert. Bis zur ersten Jahreshälfte 2012 führte dies zu erhöhten Lagerbeständen, die abgebaut werden

Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle cif Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze



Quellen: IHS McCloskey Coal Report/BAFA

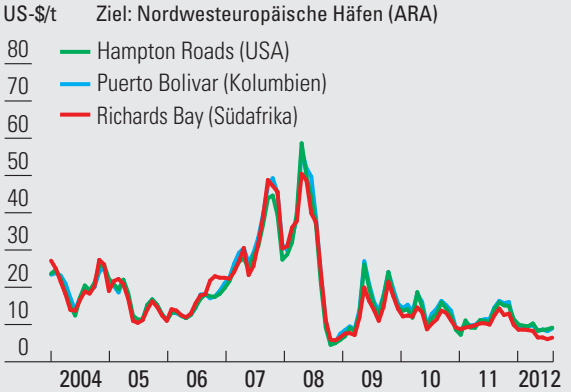
Preisentwicklungen: Premium-Kokskohle fob USA (Ostküste) und Australien (Queensland)



Quelle: IHS McCloskey Coal Report

müssen, bevor der Markt wieder an Dynamik gewinnen kann. Die Vertrags- und Spotmarktvolumina blieben also gering und die Preise fielen Mitte 2012 auf den tiefsten Stand seit mehr als zwei Jahren (unter 90 US-$/t cif ARA, das heißt inkl. Umschlags-, Versicherungs- und Frachtkosten bis Antwerpen, Rotterdam oder Amsterdam).

Preisentwicklungen: Seefrachtraten nach Europa



Quelle: IHS McCloskey Coal Report

Sich eintrübende Konjunkturerwartungen und Befürchtungen einer Abschwächung der globalen Stahlnachfrage üben zunehmend Druck auf die weltweiten Kokskohlenpreise aus. Aufgrund witterungs- und streikbedingter Produktionsausfälle und damit Angebotsverknappungen im australischen Queensland konnten sich die Kokskohlenpreise jedoch auf relativ hohem Niveau halten. Für das dritte Quartal 2012 wurde beispielsweise für australische Premium-Kokskohle ein „Benchmarkpreis" von 221 US-$/t fob (ab Verladehafen in Australien) ausgehandelt, der als Anhaltspunkt und Preisorientierung für weitere Kohlelieferungsverträge im gleichen Lieferzeitraum Verwendung findet. Auch bei Kokskohle hatten US-Anbieter mit einem einbrechenden heimischen Markt zu kämpfen. Sie boten ihre hochqualitative Kokskohle weit unter üblichen Marktpreisen an.

Capesize-Massengutfrachter können aufgrund ihrer Größe (über 100 000 t Frachtvermögen) im Gegensatz zu Panamax-Frachtern derzeit noch nicht durch den Panama-Kanal fahren. Dies wird aber nach neuer Planung ab dem Frühjahr 2015 möglich sein, wenn der entsprechende Kanalausbau und die neuen Schleusen für den Schiffsverkehr freigegeben werden. Danach werden Schiffe mit einem Tiefgang von bis zu 15 m, bis zu einer Länge von 366 m und einer Breite von bis zu 49 m diese Schifffahrtsstraße passieren können.

Capesizer werden vor allem zum Kohle- und Eisenerztransport eingesetzt. Dementsprechend litten die Capesize-Frachtraten bis zuletzt stark unter geringeren Eisenerzexporten aus Brasilien und niedrigeren chinesischen Kohleimporten. Bis Mitte 2012 sind die Capesize-Seefrachten beispielsweise von Südafrika (Richards Bay) zu nordwesteuropäischen Häfen zeitweilig auf unter 6 US-$/t gesunken.

Aufgrund einer hohen Anzahl von Neubestellungen aus dem Boomjahr 2008 wächst die weltweite Frachter-Flotte indes weiter an. Der Großteil dieser Neuindienststellungen wird im Jahr 2012 erwartet. Der internationale Frachtenmarkt wird also zumindest in naher Zukunft mit einem ständigen Überangebot von Schiffsraumkapazitäten zu kämpfen haben.

Letztendlich lohnt sich das Seefrachtgeschäft aufgrund schmelzender oder gar negativer Margen derzeit immer weniger. Dies haben auch die Banken erkannt, die sich zunehmend aus der Schiffsfinanzierung zurückziehen. Hiervon zeigten sich insbesondere deutsche Reeder im Juni 2012 stark betroffen. Die Commerzbank, die bislang eine Vielzahl von Schiffsfinanzierungen abdeckte, gab bekannt, keine neuen Kredite an die Schifffahrtsbranche mehr vergeben zu wollen.

Steinkohle und Umwelt

Emissionshandel

Die dritte Handelsperiode

Am 1. Januar 2013 beginnt die dritte Handelsperiode des europäischen Emissionshandels (2013 bis 2020). Der Emissionshandel wird dann europaweit deutlich stärker harmonisiert. Das betrifft vor allem die Regeln für die Zuteilung der Emissionszertifikate und für die Versteigerung. Die einheitlichen EU-Zuteilungsregeln, die die EU-Kommission im April 2011 beschlossen hat, werden für alle Mitgliedstaaten Grundlage für die Zuteilung sein. Für die Produktion von Strom gibt es ab 2013 keine kostenlosen Emissionszertifikate mehr. Kraftwerksbetreiber müssen dann die benötigten Emissionszertifikate zukaufen bzw. ersteigern. In der dritten Handelsperiode werden außerdem weitere emissionsintensive Industriebranchen in den Emissionshandel einbezogen. Insgesamt sollen die jährlich zulässigen CO_2-Emissionen im Europäischen Emissionshandelssystem von derzeit noch 2,1 Mrd. t bis 2020 um 21 % gesenkt werden. Rund 1,4 Mrd. Emissionszertifikate werden in Deutschland von 2013 bis 2020 kostenlos zugeteilt. Diese sind für ca. 1 870 Anlagen vorgesehen. Die Zuteilungsmenge berechnet sich für die meisten Anlagen auf der Basis produktbezogener Emissionswerte. Diese so genannten Produkt-Benchmarks sind EU-weit festgelegt und leiten sich von den 10 % effizientesten Anlagen in Europa ab. Daher müssen ineffizientere Anlagen künftig verstärkt Emissionsberechtigungen zukaufen. Um Nachteile im internationalen Wettbewerb zu vermeiden, erhalten Anlagen aus Sektoren mit einem hohen Verlagerungsrisiko – so genanntes carbon-leakage-Risiko – eine ungekürzte Zuteilungsmenge, bei anderen Anlagen verringert sich die Zuteilung von 2013 bis 2020 schrittweise auf 30 % der Ausgangsmenge. Insgesamt werden in der EU ab dem Jahr 2013 deutlich weniger Zertifikate kostenlos zugeteilt als in den beiden zurückliegenden Handelsperioden. Dies liegt zum einen an der gezielten Verknappung der verfügbaren Zertifikate – die Gesamtemissionsmenge für alle emissionshandelspflichtigen Anlagen sinkt ab 2013 kontinuierlich um 1,74 % pro Jahr – und zum anderen am Ausschluss der kostenlosen Zuteilung für die gesamte Stromerzeugung.

Es ist fraglich, ob der Emissionszertifikatepreis, der Mitte 2012 bei unter 7 € lag, künftig steigen wird. Denn erwartet wird, dass der Markt gut versorgt bleibt, erstens durch Überschüsse in der zweiten Handelsperiode, wobei bestimmte nicht genutzte Zertifikate von der einen in die nächste Handelsperiode übertragen werden können. Darüber hinaus wurde vor allem infolge der Wirtschaftskrise weniger emittiert. Hinzu kommen Zertifikate aus Klimaschutzprojekten in Entwicklungsländern (Projekte unter dem Clean Development Mechanism – CDM). Einige Branchen können bis zur Hälfte ihre Reduktionsverpflichtungen durch solche Projektzertifikate abdecken. All dies wird den Zertifikatspreis drücken, so dass es für manche Unternehmen ggf. günstiger sein kann, Zertifikate einzukaufen statt Emissionen zu reduzieren. Dies ändert jedoch nichts an der immer enger werdenden Gesamtkontingentierung der Emissionsrechte.

Der überproportionale Anstieg von Treibhausgas-Emissionen aus dem Luftverkehr hat die EU bewogen, auch die Fluggesellschaften ab dem Jahr 2012 in den Emissionshandel einzubeziehen. Damit wird sichergestellt, dass alle Fluggesellschaften, die Flüge von, nach oder innerhalb der EU, Norwegen und Island anbieten, ebenfalls einen angemessenen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Mehrere außereuropäische Fluggesellschaften hatten hiergegen wegen Verstoßes gegen die Grundsätze des Völkergewohnheitsrechts und internationaler Übereinkünfte geklagt. Der Europäische Gerichtshof entschied jedoch im Dezember 2011, dass mit der Einbeziehung des Luftverkehrs in den europäischen Emissionshandel kein Verstoß vorliege und die Souveränität über den Luftraum von nicht-europäischen Staaten sowie die Freiheit von Flügen über hoher See nicht verletzt werde.

Als erste Versteigerungsplattform zur Versteigerung von Emissionszertifikaten der dritten Handelsperiode sowie von Emissionszertifikaten für den Luftverkehr ist die Leipziger European Energy Exchange (EEX) in den Anhang zur EU-Versteigerungsverordnung aufgenommen

worden. Die EEX versteigert bereits seit 2010 die deutschen Emissionszertifikate. Die Mitgliedstaaten konnten sich entscheiden, ob sie ihre Versteigerungsmengen auf einer gemeinsamen europäischen Plattform anbieten oder selbst eine Plattform beauftragen. Deutschland, Polen und das Vereinigte Königreich haben sich für nationale Plattformen entschieden.

In Deutschland wurden die Regeln des EU-Emissionshandels mit dem novellierten Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) in das deutsche Rechtssystem eingefügt. Hierbei wurden die Vollzugszuständigkeiten von Bund und Ländern neu zugeordnet. Für die Umsetzung des europaweiten Emissionshandels für stationäre Anlagen sowie für den Luftverkehr ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt als nationale Behörde zuständig. Zu ihren Aufgaben gehören die Zuteilung und Ausgabe der Emissionsberechtigungen, die Prüfung der Emissionsberichte, die Führung des Emissionshandelsregisters und die Verwaltung der projektbasierten Mechanismen Joint Implementation (JI) und CDM. Die DEHSt veröffentlicht mit der NIMs-Liste (NIMs = National Implementation Measures) die vorläufigen Zuteilungsmengen der dritten Handelsperiode auf die stationären Bestandsanlagen. Die NIMs-Liste wird von jedem EU-Mitgliedstaat bei der Europäischen Kommission eingereicht, dort geprüft und genehmigt, gegebenenfalls mit einem zur Anwendung kommenden EU-weiten, sektorübergreifenden Korrekturfaktor. Mit diesem Faktor wird die Zuteilungsmenge an das zur Verfügung stehende Budget von Emissionszertifikaten angeglichen. Danach berechnet die DEHSt die endgültige Zuteilungsmenge und erstellt die Zuteilungsbescheide.

Energie- und Klimafonds und der CO_2-Zertifikatepreis

Im Herbst 2010 hatte die Bundesregierung einen Energie- und Klimafonds als Ausgleich zur Laufzeitverlängerung für Atomkraftwerke eingerichtet. Die Energiekonzerne sollten ihre zusätzlichen Gewinne aus der Kernkraft in den Fonds einzahlen, um den Umstieg auf erneuerbare Energien zu finanzieren. Auch sollte der Fonds durch Einnahmen aus dem CO_2-Emissionshandel gespeist werden. Mit der ein halbes Jahr später beschlossenen Verkürzung der Laufzeiten der Kernkraftwerke und der erneuten Novellierung des Atomgesetzes werden keine Zahlungen mehr aus dem Förderfondsvertrag mit den Kernkraftwerksbetreibern fließen. Stattdessen erfordert der beschleunigte Ausstieg aus der Kernenergie in den nächsten Jahren erhebliche Investitionen, um die Energieversorgung in Deutschland sicherzustellen. Die Einnahmelücke soll ausgeglichen werden, indem ab 2012 alle Einnahmen des Bundes aus der Versteigerung der Emissionszertifikate unmittelbar in den Fonds fließen. Nach den Berechnungen des Bundes sollten so dem Fonds bereits ab 2013 jährliche Einnahmen von 780 Mio. € zur Verfügung stehen. Die Einnahmen aus dem CO_2-Emissionshandel fallen jedoch aufgrund massiv gesunkener Preise der CO_2-Zertifikate weitaus niedriger aus als erwartet. Für 2012 bis 2015 hatte die Regierung mit rund 17 €/t CO_2 kalkuliert. Der Preis lag jedoch bei rund 8 €, im Sommer 2012 sogar nur bei rund 6,50 €. Das führte dazu, dass der Klimafonds 2011 nur 75 Mio. € eingenommen und nur 46 Mio. € an konkrete Projekte ausgezahlt hat, anstelle der vom Bundestag ursprünglich an Ausgaben für 2011 beschlossenen 300 Mio. €. Die Bundesregierung plant nun hieraus weit weniger Mittel zur Finanzierung der Energiewende ein, rund 10 Mrd. € von 2013 bis 2016. Damit können aus dem Fonds fast 4 Mrd. € weniger als geplant in Gebäudesanierung, Ausbau der Elektromobilität und in die Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energien und neuer Speichertechnologien fließen.

Der Preisverfall der CO_2-Zertifikate trifft nicht nur Deutschland, sondern auch die übrigen EU-Staaten. Obwohl jedes Jahr die Gesamtmenge an Zertifikaten um 1,74 % sinken wird, scheint nach Ansicht der EU-Kommission der derzeitige Pfad nicht ausreichend zu sein, um den Preisverfall zu verhindern. Deswegen wird darüber nachgedacht, ggf. Mindestpreise festzulegen oder die vorhandene Menge an Zertifikaten künstlich zu verknappen. Länder wie Polen, die stark auf Kohlestrom setzen und daher besonders auf die Emissionsrechte angewiesen sind, wehren sich aber dagegen. Auch deutsche Wirtschaftspolitiker sind gegen eine zusätzliche künstliche Verknappung der Zertifikate. Be-

Der Energie- und Klimafonds soll Maßnahmen in folgenden Bereichen finanzieren:

- Forschungsförderung für erneuerbare Energien
- Energiespeicher- und Netztechnologien
- Energieeffizienz, Energieberatung
- CO_2-Gebäudesanierung
- Elektromobilität
- Strompreisausgleich für stromintensive Industrie
- Förderung des nationalen und internationalen Klima- und Umweltschutzes

fürchtet wird, dass höhere Zertifikatspreise dann auf den Strompreis umgelegt werden, was die Industrie und die Verbraucher in Deutschland stark belasten würde.

Der Preiseinbruch sorgt auch auf internationaler Ebene für Spannungen, denn ein Teil der Erlöse aus dem Zertifikatehandel soll gemäß den Beschlüssen der Klimakonferenz in Durban einem „Green Climate Fund" zufließen. Damit soll ärmeren Ländern bei Klimaschutz- und Anpassungsmaßnahmen geholfen werden. Wenn die Einnahmen fehlen und nicht anderweitig ausgeglichen werden, könnten diplomatische Probleme auftreten, denn gerade die Entwicklungsländer akzeptierten auf der Konferenz die partiell vereinbarten Klima-Allianzen mit Industrienationen nur unter der Bedingung, dass es diese finanzielle Unterstützung gibt. In Deutschland stehen die internationalen Zusagen nicht zur Disposition. Entsprechend müsste aber bei nationalen Aufgaben gekürzt werden.

Vorteile einer Energiesteuer anstelle von Emissionshandel und EEG?

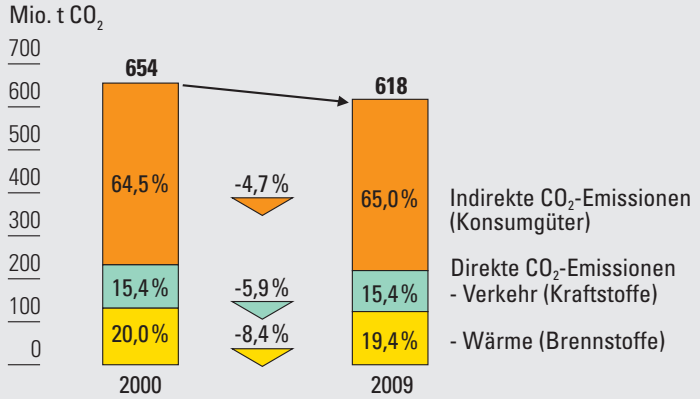
Der Emissionshandel wurde bei der Einführung als marktwirtschaftliches Instrument empfohlen, hat jedoch den Nachteil, dass durch Beschränkung des Emissionsvolumens Mengeneingriffe erfolgen, statt dauerhaft stabile und verlässliche Preissignale geben zu können.

Sofern aus klimapolitischen Gründen eine Begrenzung der Emissionen (cap) aber gewünscht ist, müssen konjunktur- und wachstumsbedingte Preisschwankungen akzeptiert werden.

Die international isolierte Einführung des Emissionshandels durch die EU und das infolgedessen mögliche „carbon leakage" können die Effektivität der Mengeneingriffe jedoch stark vermindern. Durch Verlagerung energieintensiver Produktionen in Länder mit schlechteren Umweltstandards und Import dieser Waren wird nichts gespart, es entstehen unter Umständen sogar zusätzliche Emissionen bei Produktion und Transport. Nur scheinbar werden dann die CO_2-Emissionen auf nationaler oder europäischer Ebene reduziert, der CO_2-Footprint wird tatsächlich sogar größer.

Das zeigt sich etwa an diesem Beispiel: Nach einer Erhebung des Statistischen Bundesamtes beliefen

„Carbon Footprint": Direkte und indirekte CO_2-Emissionen privater Haushalte



Quelle: Statistisches Bundesamt, 2010

sich die direkten und indirekten CO_2-Emissionen der privaten Haushalte in Deutschland im Jahr 2009 insgesamt auf 618 Mio. t. Hiervon entfielen allein zwei Drittel auf die indirekten Emissionen im In- und Ausland bei der Herstellung von Gütern, die die Haushalte konsumieren. Diese indirekten Emissionen sind zwar seit 2000 etwas zurückgegangen, unter anderem weil der Konsum von Dienstleistungen stärker zunahm als der von Sachgütern und sich die inländische Produktion auf eine CO_2-ärmere Stromerzeugung stützte. Der Rückgang der indirekten Emissionen war jedoch geringer als der Rückgang der direkten Emissionen aus der Nutzung von Brennstoffen und Kraftstoffen, vor allem wegen der Emissionen der Konsumgüterimporte. Entscheidend ist die Emissionsintensität bei der Produktion, und vielfach sind die klimapolitischen Ambitionen im außereuropäischen Ausland niedriger. Der Anteil an importierten Konsumgütern an den gesamten indirekten Emissionen betrug 2009 rund 35 %.

Verwerfungen erzeugt das Emissionshandelssystem nicht nur international, sondern auch regional. Denn durch den Emissionshandel sind die Unternehmen in den verschiedenen Bundesländern unterschiedlich stark betroffen. So verursacht beispielsweise das Energie- und Industrieland Nordrhein-Westfalen als größter Stromerzeuger im Ländervergleich überdurchschnittliche CO_2-Emissionen. Über Jahrzehnte war eine Arbeitsteilung zwischen den einzelnen Bundesländern, die Kohlestrom über Landesgrenzen hinaus verfügbar machte, durchaus erwünscht. Jetzt werden entsprechend dieser historischen Arbeitsteilung durch den Emissionshandel nordrhein-westfälische Unternehmen überdurchschnittlich benachteiligt, weil die Auktionserlöse aus der dritten Handelsperiode des Emissionshandels nicht Nordrhein-Westfalen, sondern dem Bund zukommen und so – zusammen mit den Verteilungswirkungen des EEG – zu einem Netto-Mittelabfluss führen.

Als Alternative hat der Wissenschaftliche Beirat des BMWi im Frühjahr 2012 eine internationale Emissionssteuer statt eines Emissionshandels vorgeschlagen, die zudem mit einer Wettbewerbsgleichheit von heimischer Produktion und Importen verbunden wäre. Nordrhein-Westfalen hätte gemäß diesem Modell keine Benachteiligung seiner Industrien zu befürchten und wäre wie bei indirekten Steuern zumindest am Steueraufkommen beteiligt. Zugleich stünde durch eine Steuerlösung und Verzicht auf Mengeneingriffe wie beim Emissionshandel das EEG nicht mehr im Widerspruch mit der Preisbildung für CO_2-Zertifikate, das heißt das Preissignal durch die Steuer bliebe unbeeinflusst durch das EEG bzw. den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien.

Allerdings ist das EEG selbst in die Kritik geraten. Die beim EEG auf Markteinführung orientierte Politik war als solche erfolgreich, jedoch ist der Förderansatz ökonomisch zunehmend problematisch geworden (explodierende Differenzkosten, siehe auch Kapitel Standortbestimmung). Die vielen nachträglichen Eingriffe in das System machen dieses obendrein bürokratisch und intransparent. Das EEG hat auch sein Hauptziel, die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren durch Skalen- und Lernkurveneffekte zu erreichen, bislang kaum erfüllt. Gerade die wegen ihrer hohen quantitativen Potenziale bedeutsamen Energieträger Offshore-Windenergie und Fotovoltaik haben dieses Ziel längst nicht erreicht. Zudem ist es ein Widerspruch, dezentrale Energien in das Netz einzuspeisen, statt vor Ort zu nutzen oder zu speichern, weil das Förderinstrument EEG eine Netzeinspeisung vorsieht. In der Folge werden Netzprobleme auf allen Verteilerstufen provoziert, bei dezentraler Nutzung würden sie nur auf der Niederspannungsebene auftreten. Dann würde es möglicherweise nicht die erheblichen Blackout-Risiken geben, die derzeit mit dem raschen Ausbau der Erneuerbaren einhergehen.

Nur ein Zwang zur Vermarktung kann letztlich marktferne Fehlsteuerungen verhindern. Eine „Anreizregulierung" kann den notwendigen Systemwechsel auf Dauer nicht ersetzen, sondern schafft lediglich neue profitable Nischen im EEG. Lediglich eine schrittweise Absenkung der Abnahmeverpflichtung für alle quantitativ über eine Markteinführung hinausgehenden Arten von Ökostrom kann eine tragfähige Integration der erneuerbaren Energien in den Markt bewirken. Das EEG sollte wieder zu dem werden, was es war, ein Programm zur Markteinführung. Für den politisch gewollten weiteren Ausbau der Erneuerbaren

könnte – weitaus kostengünstiger – ein Ausschreibungsmodell ebenso dienen wie ein Quotenmodell, eventuell verbunden mit dem Handel von Zertifikaten für „Grünstrom".

Der Vorschlag einer CO_2-Emissionssteuer, kombiniert mit einem nur auf Markteinführung orientierten EEG, und ansonsten markt- bzw. wettbewerbskonformer Verbrauchsdeckung mit erneuerbaren Energien ist nicht nur aus energiewirtschaftlicher und fiskalischer Sicht bedeutsam, er löst noch ein weiteres energiewirtschaftliches Grundsatzproblem. Es lohnte sich wieder in Kraftwerkskapazität zu investieren, die unter Marktbedingungen auch errichtet würde. Das EEG gibt hierfür keine Anreize. Entfällt die garantierte Einspeisung für erneuerbare Energien, kommt der Markt für Kraftwerkskapazität von alleine ins Gleichgewicht. So könnten zum Beispiel die in Nordrhein-Westfalen geplanten und projektierten Kraftwerke in einer marktwirtschaftlichen Umgebung nicht nur den Industriestandort Nordrhein-Westfalen absichern, sondern auch einen Beitrag zur Systemintegration des fluktuierenden Beitrags der erneuerbaren Energien leisten.

CCS: CO_2-Abscheidung und -Speicherung

Der niedrige Preis für CO_2-Zertifikate aus dem Emissionshandel schlägt sich auch auf die in den vergangenen Jahren diskutierte CCS-Strategie nieder. Da die Kosten für die CCS-Technologien noch relativ hoch liegen, sollte ihnen ein über den Emissionshandel gesteuerter CO_2-Preis zum Durchbruch verhelfen. Um den Preis künstlich zu erhöhen, fordern einige Vertreter der Industrie und des Europaparlaments einen Eingriff in den Markt und eine eventuelle Reduktion der Zertifikate. Für EU-Energiekommissar Günther Oettinger führt kein Weg an der Abscheidung und Speicherung von CO_2 vorbei, um einen nahezu CO_2-freien Energiesektor bis 2050 zu erreichen. Denn in dieser Branche müsse am meisten Kohlendioxid eingespart werden, da die anderen Bereiche wie die Landwirtschaft und Industrie keinen großen Beitrag leisten könnten, so die Meinung des Kommissars. „Vielleicht brauchen wir zukünftig eine zusätzliche CCS-Regulierung. Wir untersuchen gerade, ob wir einen Vorschlag entwickeln, zu welchem Zeitpunkt CCS für neue, aber auch für alte Kraftwerke verbindlich werden sollte", sagte er in einem Interview mit der Nachrichtenagentur Dow Jones im März 2012. Es müssten Lösungen gefunden werden, wie auch in Deutschland die CCS-Technologien genutzt werden können.

Gerade in Deutschland trifft die Einführung von CCS auf große Widerstände. Denn erst Ende Juni hatten sich Bundesrat und Bundestag zur Umsetzung der europäischen CCS-Richtlinie in nationales Recht auf ein CCS-Kompromissgesetz einigen können, das allerdings nur eine Erprobung in sehr begrenzter Größenordnung erlaubt. Die Gesamtspeichermenge darf nur 4 Mio. t CO_2 und die jährliche Speichermenge 1,3 Mio. t CO_2 betragen. Ob die Regelungen praktikabel und ausreichend für künftige Demonstrationsvorhaben der Energiewirtschaft sind, muss sich noch zeigen. Zudem wurde die Betreiberverantwortung nach Stilllegung einer Speicheranlage auf 40 Jahre heraufgesetzt. Diese ist nun doppelt so lang wie in der europäischen CCS-Richtlinie.

Der umstrittenste Punkt war die Länderöffnungsklausel, die den Bundesländern den Ausschluss von unterirdischen CO_2-Speichern auf ihrem Landesgebiet erlaubt. Nun müssen die Länder bei Festlegung, dass eine Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung nur in bestimmten Gebieten zulässig bzw. unzulässig ist, unter anderem geologische Besonderheiten der Gebiete und andere öffentliche Interessen abwägen.

Gemäß der EU-Richtlinie zur CO_2-Speicherung können die Mitgliedstaaten nach dem Subsidiaritätsprinzip selbst festlegen, ob sie eine Speicherung in ihrem Hoheitsgebiet untersagen oder einer anderen Nutzung des Untergrunds Vorrang einräumen. Bereits im Mai 2012 hatte Mecklenburg-Vorpommern als erstes Bundesland per Gesetz die unterirdische Speicherung von CO_2 verboten. Sofort nachdem die letzte parlamentarische Hürde zur Gesetzesverabschiedung genommen war, kündigten auch die Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein an, die CO_2-Speicherung in ihren Ländern zu verbieten. Damit würden die salinen Aquifere, die größten in Betracht kommenden CO_2-Speicher in Deutschland, nicht zur Verfügung stehen.

CCU: CO_2-Nutzung

Immer mehr Forscher und inzwischen auch die Bundeskanzlerin sind der Überzeugung, Kohlendioxid sei viel zu wertvoll, um es unter die Erde zu verbannen. Denn neue Technologien von CCU (Carbon Capture and Usage, das heißt Abscheidung und Verwendung von Kohlenstoffdioxid) könnten CO_2 zu einem kostbaren Rohstoff für weite Teile der Industrie werden lassen. Die Einsatzmöglichkeiten reichen von Folien über Schäume bis hin zu Zement.

Bereits heute wird CO_2 zu Harnstoff für die Kunstdüngerherstellung und zu Aspirin verarbeitet. Das US-Energieministerium hat seit 2010 rund 106 Mio. US-$ in die Forschung der Kohlendioxidwirtschaft gesteckt. Auch das Bundesforschungsministerium stellt 100 Mio. € bereit. CO_2 könnte in den nächsten Jahren zu einem der wichtigsten Grundstoffe der Chemieindustrie werden. Der Stoff selbst ist energiearm und reaktionsträge und ohne hohen Energieaufwand kaum zu verarbeiten. Durch neue chemische Verfahren und mit Hilfe spezieller Substanzen, so genannter Katalysatoren, wird dem trägen Kohlendioxid auf die Sprünge geholfen. Die Katalysatoren aktivieren das CO_2 so, dass andere Stoffe mit ihm reagieren können. Daraus entstehen neue Substanzen – Flüssigkeiten oder Salze, die zur Grundlage für Kunststoffe oder Baustoffe aller Art werden.

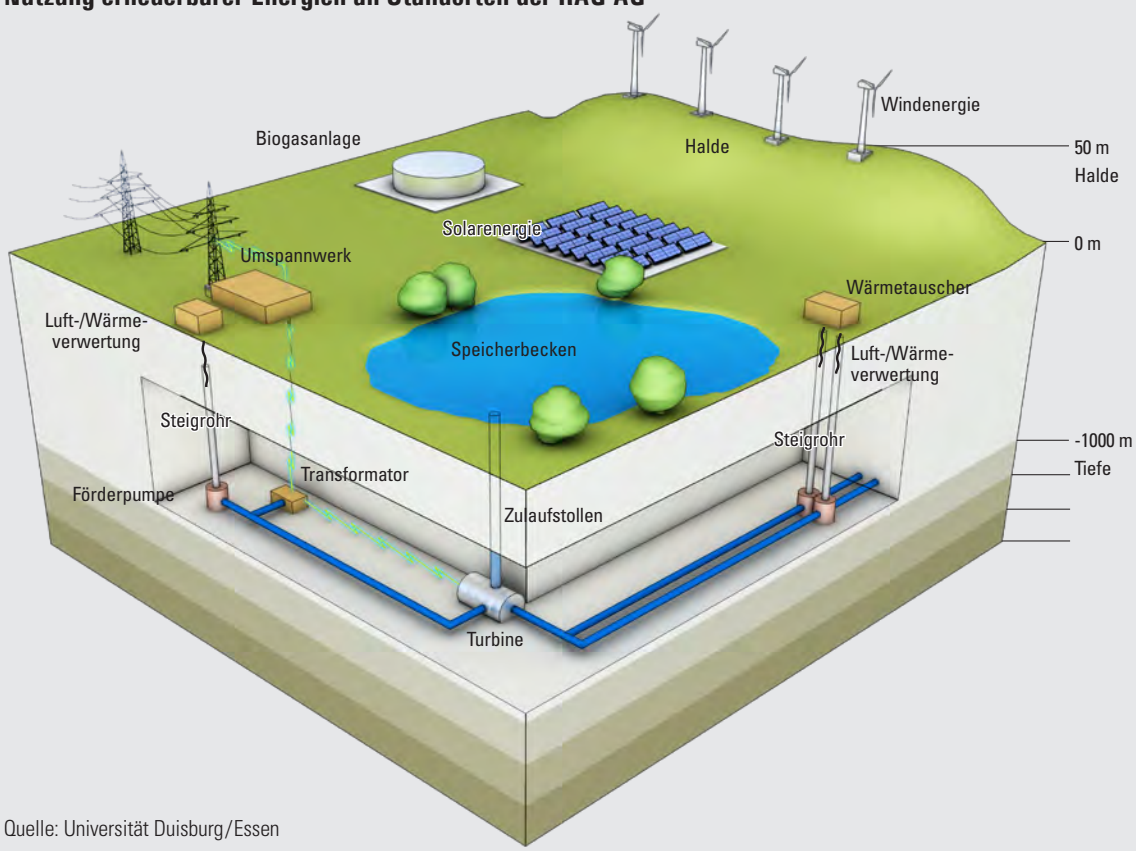
Deutsche Chemieunternehmen arbeiten bereits an Verwertungskonzepten, darunter Evonik, BASF und Bayer – und mit ihnen Technologie- und Energiekonzerne wie Siemens, RWE und EnBW. BASF arbeitet an einem neuen Plastik für kompostierbare Verpackungen. Kunststoffe sind quasi gute Langzeitspeicher für das Klimagas – das CO_2 bleibt dabei im Material gebunden. Ebenso wichtig für den Alltag sind Schäume, die Basis für Turnschuhe, Sturzhelme, Matratzen und Dämmplatten. Auch sie lassen sich aus CO_2 herstellen. Der Chemiekonzern Bayer stellt bereits etliche Tonnen so genannter Polyole her. Die zähflüssige Substanz, die knapp zur Hälfte aus CO_2 besteht, wird zu einem Schaum weiterverarbeitet, der bisher aus Erdöl hergestellt wird. In der Vergangenheit hing die chemische Industrie vom Erdöl ab. Um diese Abhängigkeit zu verringern, kooperiert Bayer mit dem Energiekonzern RWE als CO_2-Lieferant. Das US-Technologieunternehmen Skyonic stellt aus CO_2 mineralische Produkte wie Kalk und Soda her, die vor allem in der Bauindustrie gefragt sind und Novomer ist der erste Hersteller weltweit, der in größeren Mengen Kunststoff aus Kohlendioxid produziert. Als nächstes könnte der Rost besiegt werden; eine Metallbeschichtung aus CO_2-Plastik soll Maschinen, Geräteteile und Metallspulen wie eine unsichtbare Haut vor Korrosion schützen.

Ein weiteres Forschungsgebiet ist die Methanolherstellung. Methanol ist wie Ethanol ein Alkohol. Während aber bei der Ethanolherstellung CO_2 in kleinen Mengen entweicht, wird bei der Produktion von Methanol CO_2 gebunden. Der japanische Chemiekonzern Mitsui Chemicals erzeugt seit 2009 jedes Jahr 100 t Methanol aus CO_2. Allerdings ist die Herstellung noch energieaufwendiger als die traditionelle Erzeugung aus Erdöl. Deswegen nutzt das isländische Unternehmen Carbon Recycling International hierfür die im Überschuss verfügbare Erdwärme und plant seine Produktion ab 2013 von 4 Mio. t auf 50 Mio. t Methanol auszubauen mit CO_2 aus einem benachbarten Kraftwerk.

Erneuerbare Energien bei der RAG

Die RAG nutzt ihre auf dem Steinkohlenbergbau fußenden Potenziale für neue Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien, die flankierend zum Auslaufprozess laufen. Einige zukunftsweisende Projekte sind bereits betriebsreif entwickelt, andere befinden sich noch im Forschungsstadium, die letztendlich auch wirtschaftlich darstellbar sein müssen, wie zum Beispiel untertägige Pumpspeicherkraftwerke unter Nutzung von bis zu 1 000 m Schachttiefe. Weltweit gibt es noch kein solches Projekt. Hier wird gemeinsam mit der DMT und den Universitäten Essen/Duisburg und Bochum Neuland betreten. Das Ziel sind Kraftwerke in einer Größen-

Nutzung erneuerbarer Energien an Standorten der RAG AG



Quelle: Universität Duisburg/Essen

ordnung von 350 MW in den alten Schächten. Eine solche Speicherkapazität für regenerative Energien wäre ein ernsthafter Beitrag zur Energiewende.

Neue Projektideen sind die Nutzung der höheren Temperaturen unter Tage für die Wärmeversorgung von Wohn- und Gewerbegebieten sowie von Halden als Wärmespeicher. Wenn die Haldenkörper ein Wärmeaufnahmepotenzial besitzen, könnte über in die Halde eingebrachte Rohrleitungen Wärme zugeführt und bei Bedarf die so eingespeicherte Prozesswärme über Wärmetauscherrohre ausgespeichert werden und haldennahen Objekten zur Wärmeversorgung dienen.

Bergehalden bieten sich aufgrund ihres Höhenvorteils besonders gut als Standort von Windkraftanlagen an. Hier herrschen küstenähnliche Windverhältnisse. Deshalb erarbeitet die RAG mit Partnern aus den jeweiligen Regionen ein Gesamtkonzept zur Gewinnung von Windenergie auf diesen ehemaligen Bergbauflächen. Die Windradanlagen könnten nach ersten Ergebnissen einer Machbarkeitsstudie sogar mit einem Pumpspeicherkraftwerk kombiniert werden, indem man sich den Höhenunterschied zwischen dem Haldengipfel und dem Fuß der Halde zunutze macht. Für die Halde Sundern im östlichen Ruhrgebiet ist die erste konkrete Machbarkeitsstudie angelaufen. Der Vorteil wäre eine Stromversorgung, die auch dann Energie liefert, wenn kein Wind weht. Die Halde erhielte auf ihrem Gipfel ein Ober- und an ihrem Fuß ein Unterbecken. Bei Wind wür-

de Wasser aus dem unteren in den oberen See gepumpt, bei Windstille flösse das Wasser durch Rohre hinab über eine Turbine und erzeugte dabei Strom. Bei positiven Ergebnissen der Machbarkeitsstudie könnte ein erstes Pumpspeicherkraftwerk, das Sonnen- und Windenergie speichert, auf der Halde Sundern mit zunächst rund 20 MW errichtet werden.

Auch nach Schließung des Bergwerks Saar wird RAG den Strukturwandel mit der Entwicklung zukunftsträchtiger Folgenutzungen für die ehemaligen Bergbaustandorte dort weiter aktiv vorantreiben. Hierbei werden neue Arbeitsplätze geschaffen, die die Immobilien im Saarland erhalten und entwickeln. Unter anderem werden wegen der relativ hohen Sonnenscheindauer

Fotovoltaik auf der Kohlenmischhalle des Bergwerks Auguste Victoria, Marl

Erneuerbare Energien – Nutzung untertägiger Ressourcen

Quelle: RAG AG, 2012

Quelle: RAG AG, 2012

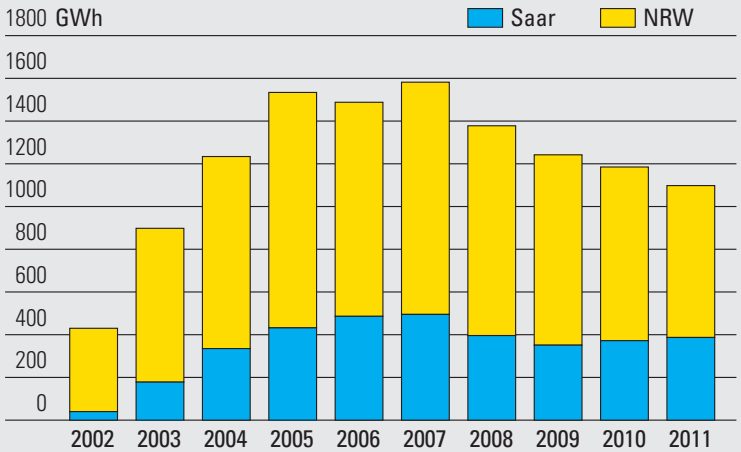
an der Saar in den Jahren 2012 und 2013 auf rund 310 ha Grund und Boden Fotovoltaikanlagen mit einem Potenzial von 180 MW gebaut. Auf dem Gelände der ehemaligen Schachtanlage Göttelborn liefert ein aus 49 000 Modulen bestehender Solarpark mit einer Leistung von 8,4 MW bereits seit dem Jahr 2004 Sonnenstrom.

Methangasnutzung

Das Grubengas aus laufenden Bergwerken wird aus den Gewinnungsbetrieben über Rohrleitungen nach über Tage gesaugt. Hier wird es verdichtet und in ein Blockheizkraftwerk (BHKW) geleitet. Die Verbrennung erfolgt in einem konventionellen Gas-Motor, der wiederum einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Während in Nordrhein-Westfalen eine Vielzahl dezentraler Standorte mit BHKW-Modulen betrieben wird, verfügt das Saarland über ein zusammenhängendes, rund 110 km langes Grubengasnetz. Dieses Netz verbindet die Absaugstationen mit den saarländischen Heizkraftwerken (unter anderem Fenne, Velsen, Wellesweiler), die auf Grubengasbasis arbeiten. Eine Leitzentrale steuert den benötigten Gasmengenbedarf. In das Grubengasnetz integriert ist die in Völklingen-Fenne installierte weltgrößte grubengasbetriebene Motorenanlage ihrer Art mit 42 MW elektrischer und thermischer Leistung. Ein doppelter Vorteil ergibt sich aus der Nutzung der entstehenden Motor- und Abgaswärme. Somit kann mittels der angepassten Anlagen für Strom und Wärme ein Gesamtwirkungsgrad von bis zu 85 % generiert werden.

Auch nachdem ein Bergwerk geschlossen worden ist und die Schächte verfüllt sind, wird Gas freigesetzt, das durch Risse und Spalten im Karbongebirge entweicht. Die in das Grubengebäude eingebrachten Rohrleitungen dienen dann weiterhin dem gezielten Abtransport der Gase. Das über Tage abgesaugte Grubengas wird zu 100 % verwertet und kann daher nicht unkontrolliert an der Tagesoberfläche austreten. Durch den Einsatz des Grubengases im

Grubengasverwertung:
Stromerzeugung aus Grubengas



Quelle: GVSt

Kraftwerk wird Primärenergie eingespart; Ressourcen werden nachhaltig geschont. Ein BHKW der Leistungsstufe von 1,35 MW_{el} vermeidet rund 50 000 t CO_2-Emissionen jedes Jahr.

Insgesamt haben die Grubengasverwertungsgesellschaften in Nordrhein-Westfalen und im Saarland im Jahr 2011 mit einer installierten Leistung von 240 MW rund 1 100 GWh Strom und über 440 GWh Wärme erzeugt. Mit diesen Mengen konnten 4,8 Mio. t CO_2-Äquivalent Treibhausgasemissionen vermieden und ein wichtiger Beitrag zur Klimavorsorge und Ressourcenschonung erreicht werden.

Grubengasnetz des Saarlands

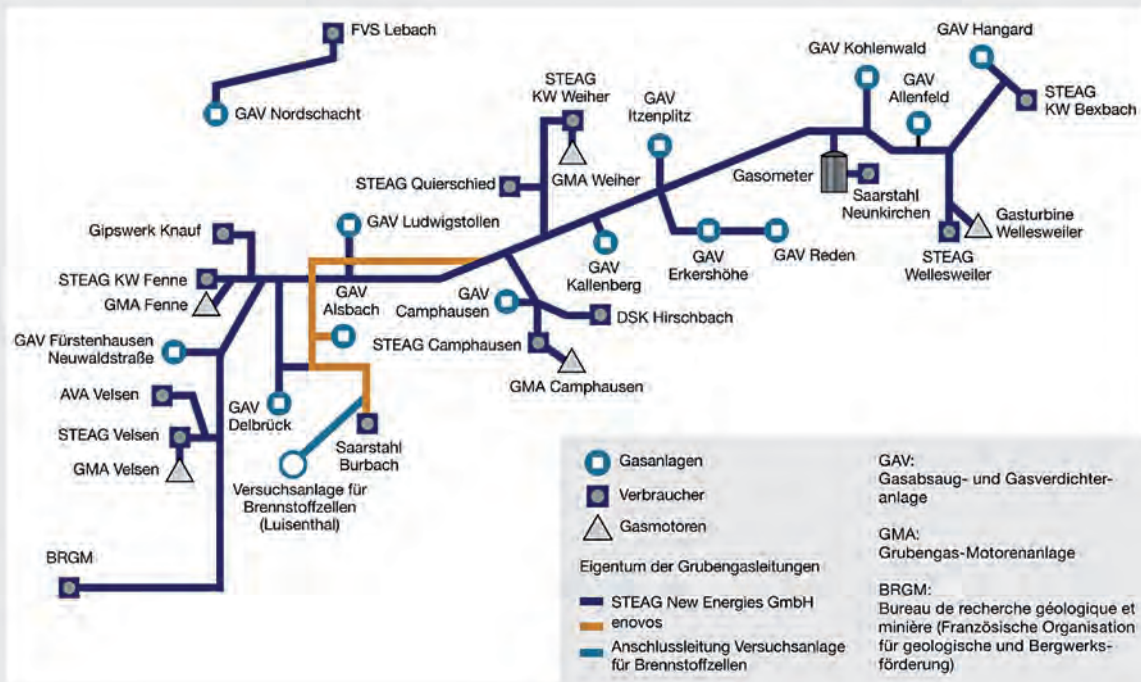


Schaubild: STEAG GmbH, 2011

Bergbau und Kultur –
Extraschicht auf der Zeche Ewald in Herten sowie in Polen, dazu die ukrainische Skulptur eines Fußballs mit Bergmannshelm

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
2010	8 330	2 725	828	4 560	4 290	20 733
2011	8 538	2 780	803	4 708	4 487	21 316
2020	10 860	3 576	713	6 020	6 712	27 881
2035	12 035	4 658	533	7 923	11 101	36 250

Quellen: GVSt, 2011/BP, Statistical Review, 2012/WEC, 2012/
New Policies Scenario der Internationalen Energie-Agentur (IEA), 2011

Weltreserven an Kohle, Mineralöl und Erdgas im Jahr 2011

Region	Kohle[1]	Mineralöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-27	48	1	2	51
Eurasien[1]	213	28	91	332
Afrika	27	28	17	73
Naher Osten	1	164	95	260
Nordamerika[2]	210	43	13	266
Mittel- und Südamerika[3]	11	70	9	89
VR China	98	3	4	105
Indien	52	1	2	55
Indonesien	5	1	4	10
Ferner Osten	7	3	7	17
Australien[4]	66	1	4	70
Welt	738	343	247	1 328
	56%	25%	19%	100%

[1] übriges Europa und GUS; [2] einschließlich kanadische Ölsande; [3] einschließlich Mexiko; [4] einschließlich Neuseeland

Quelle: BP, 2012

Weltreserven und -förderung an Steinkohle

Region	Reserven[1]	Förderung[2]
	Mrd. t SKE	
EU-27	14,212	0,111
Eurasien[3]	106,287	0,451
Afrika	25,971	0,220
Naher Osten	1,031	0,000
Nordamerika	198,458	0,865
Mittel- und Südamerika	7,822	0,077
VR China	154,800	3,129
Indien	63,968	0,475
Ferner Osten	14,146	0,337
Australien	37,543	0,298
Welt	624,238	5,963

[1] Daten von 2010; [2] Daten von 2011; [3] übriges Europa und GUS

Quellen: DERA/BGR, 2011/VDKI, 2012/BP, 2012

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
2010	1 050	5 000	5 580	3 890	395	2 249	18 164
2011	1 070	5 090	5 600	4 087	405	2 291	18 543
2020	1 328	5 839	6 269	4 596	539	2 549	21 120
2035	1 733	5 864	6 642	5 617	679	3 719	24 254

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet; inkl. traditionelle Energien

Quellen: GVSt, 2012/BP, 2012/WEC, 2012
Quelle für 2020/2035: IEA, New Policies Scenario, 2011

Globale CO_2-Emissionen

Staatenverbund/ Region/Land	1990 (Basis-jahr)	2000	2005	2010	2011	Verände-rungsraten[3] 2011 zu 2010	2011 zu 1990
	Mio. t					%	
Annex-I-Staaten[1]	14 981,3	14 430,2	14 910,1	14 143,5	14 095,3	-0,3	-5,9
EU-27	4 426,3	4 124,7	4 263,2	3 901,2	3 813,1	-2,3	-13,9
darunter EU-15[1]	*3 368,7*	*3 375,5*	*3 489,0*	*3 157,3*	*3 042,7*	*-3,6*	*-9,7*
darunter Deutschl.[1/2]	*1 042,2*	*891,6*	*866,0*	*819,0*	*800,1*	*-2,3*	*-23,2*
Australien[1]	278,2	349,7	382,4	401,8	436,2	8,6	56,8
Kanada[1]	457,4	563,8	580,3	544,9	556,7	2,2	21,7
USA[1]	5 092,4	5 966,2	6 098,7	5 697,3	5 593,7	-1,8	9,8
Russland[1]	2 498,6	1 471,4	1 524,8	1 593,2	1 638,8	2,9	-34,4
Ukraine[1]	719,0	293,5	320,6	289,7	309,7	6,9	-56,9
Japan[1]	1 141,2	1 251,6	1 282,3	1 191,9	1 194,6	0,2	4,7
Korea	229,3	431,3	468,0	558,1	574,5	2,9	150,5
Indien	589,3	976,4	1 159,5	1 683,3	1 798,4	6,8	205,2
VR China	2 244,0	3 077,6	5 108,3	7 391,5	8 081,2	9,3	260,1
Übr. Asien	689,8	1 151,8	1 445,0	1 776,7	1 798,7	1,2	160,8
Naher Osten	588,2	975,1	1 245,0	1 597,1	1 658,1	3,8	181,9
Afrika	546,2	688,3	823,4	966,8	971,4	0,5	77,8
Brasilien	193,0	303,3	322,7	383,1	389,4	1,6	101,8
Mexiko	292,9	356,8	385,5	406,4	413,4	1,7	41,1
Übr. Lateinamerika	411,0	563,4	575,5	669,6	701,0	4,7	70,6
Sonstige	1 667,1	1 625,3	1 861,5	2 081,0	2 197,9	5,6	31,8
Welt	22 063,9	24 170,2	27 846,7	31 133,6	32 126,8	3,2	45,6

[1] Annex-I-Staaten nach UN-Klimarahmenkonvention (vgl. u. a. http://unfccc.int)
[2] Temperatur- und lagerbestandsbereinigt
[3] Gerundet auf eine Nachkommastelle

Quelle: H.-J. Ziesing, „...CO_2-Emissionen...", in ET 9/2012 und ET 4/2012

Primärenergieverbrauch in der EU-27

Jahr	Kohle	Mineral-öl	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	394	947	639	297	216	2 493
2011[1]	409	923	576	293	215	2 416
2020	326	749	694	330	381	2 480
2035	200	638	736	339	562	2 475

[1] vorläufig

Quellen: BP Statistical Review, 2012/IEA, New Policies Scenario, 2011

Stromerzeugung in der EU-27

Jahr	Kohle	Mineral-öl	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	818	97	752	894	648	3 209
2010	828	86	789	917	726	3 346
2020	667	42	848	885	1 124	3 566
2035	373	24	920	907	1 680	3 904

Quellen: EU-Kommission, 2012/BP Statistical Review, 2012/
IEA, New Policies Scenario, 2011

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	77,0	592,4
2010	117,0	145,9	140,5	8,4	86,8	37,8	91,7	628,1
2011[1]	111,8	150,1	108,0	6,6	84,9	48,9	101,8	612,1

[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	7,6	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	57,9	51,6	160,0	107,1	52,3	4,6	48,3	481,8
2011[1]	57,5	53,3	155,2	93,3	40,2	6,0	50,9	456,4

[1] vorläufig
Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet

Quelle: AGEB, 2/2011

Kohlenförderung und Steinkohlenimporte in der EU-27 im Jahr 2011

Region	Förderung			Importe
	Stein-kohle	Braun-kohle	Ins-gesamt	Stein-kohle
	Mio. t SKE			
Polen	65	19	84	13
Großbritannien	16	–	16	27
Deutschland	11	53	64	36
Tschechien	10	14	24	2
Spanien	6	–	6	13
Bulgarien	2	10	12	3
Rumänien	2	10	12	1
Griechenland	–	17	17	1
Ungarn	–	3	3	1
Slovenien	–	1	1	–
Slovakei	–	1	1	3
Italien	–	–	–	21
Frankreich	–	–	–	13
Niederlande	–	–	–	10
Finnland	–	–	–	6
Dänemark	–	–	–	5
Belgien	–	–	–	3
Schweden	–	–	–	2
Portugal	–	–	–	3
Österreich	–	–	–	3
Irland	–	–	–	2
EU-27	112	128	240	168

Quellen: EURACOAL, 2012/GVSt, 2012

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
2011	0,3	10,1	2,3	0,0	0,1	0,0	12,8

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
2011	6 623	3 156	5	14

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
2011	9,0	5,8	1,4	4,7	20,9	1,1

1 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
2011	8,7	1,4	–	2,0	12,1

Bergbau und Kultur – Kunst auf der Halde Haniel in Bottrop

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

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

Stand: Mitte Oktober 2012

Verzeichnis der Grafiken und Tabellen

Standortbestimmung: Deutsche Steinkohle

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2011 9

Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2011 10

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2011 11

Entwicklung der Kosten für die Bereitstellung von Primärenergie in Deutschland 11

Das Energiekonzept der Bundesregierung: Zielsetzungen im Zeithorizont 12

Volumen deutscher Steinkohlenmarkt bis 2030 gemäß „Energieszenarien 2011" 14

Öffentliche Hilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau 15

Deutscher Steinkohlenmarkt: Verbrauch heimischer und importierter Steinkohle 15

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau 16

Steinkohlenbergwerke in Deutschland 2012 17

Sozialverträgliche Gestaltung des personellen Anpassungsprozesses

RAG: 3 130 Mitarbeiterverlegungen 2012 bis 2018 26

Arbeitsrechtliches Gleichgewicht 27

Fachrichtungen der Auszubildenden im Steinkohlenbergbau im Jahr 2012 31

Gesetzliche Unfallversicherung: Entwicklung der Unfallzahlen 32

Internationale Energie- und Rohstoffmärkte

Weltreserven von Energierohstoffen 34

Weltenergieverbrauch nach Energieträgern 35

Abhängigkeit Deutschlands von Energierohstoffimporten 2011 37

Deutsche Importe fossiler Energieträger 2000/2011 37

Herkunft deutscher Steinkohlenimporte 2011 38

Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 2011 39

Neue Mittelfristprognose der IEA: Entwicklung der Steinkohlennachfrage 40

Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle cif Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze 41

Preisentwicklungen: Premium-Kokskohle fob USA (Ostküste) und Australien (Queensland) 42

Preisentwicklungen: Seefrachtraten nach Europa 42

Steinkohle und Umwelt

„Carbon Footprint": Direkte und indirekte CO_2-Emissionen privater Haushalte 46

Nutzung erneuerbarer Energien an Standorten der RAG AG 50

Erneuerbare Energien: Nutzung untertägiger Ressourcen 51

Erneuerbare Energien: Nutzung übertägiger Ressourcen 52

Grubengasverwertung: Stromerzeugung aus Grubengas 53

Grubengasnetz des Saarlands 53

Statistiken 56

Download dieser und weiterer 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
Dr. Wolfgang Herting
Jürgen Ilse
Dr. Kai van de Loo
Roland Lübke
Jörg Ottersbach
Christiane Schulte-Holtey
Andreas-Peter Sitte
Michael Weberink
Dr. Martin Wedig

Titelbild: „AusFahrt"
Foto: RAG,
Gestaltung: Angela Seebohm
(www.angela.seebohm.de)

Fotos:
GVSt, RAG AG, RAG Montan Immobilien GmbH, BergbauErbeSaar, Dr. Detlef Riedel, RTG (Nielinger, Guido, Klein), Dreamstime

Layout, Grafik, Bildmontagen:
Q-Medien GmbH,
42853 Remscheid
(www.q-medien.de)

Druck:
B.o.s.s Druck und Medien GmbH,
47574 Goch
(www.boss-druck.de)

ISSN 0343-7981

Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2011

Bergwerke (Anzahl)	**5**
Zechenkokereien (Anzahl)	1 (bis 31.05.2011)
Belegschaft[1] insgesamt	**20 925 Mitarbeiter**
- Ruhrrevier	16 073 Mitarbeiter
- Saarrevier	2 427 Mitarbeiter
- Ibbenbüren	2 425 Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	**12,1 Mio. t v. F.**[2]
	= 12,3 Mio. t SKE[3]
- Ruhrrevier	8,7 Mio. t v. F.
- Saarrevier	1,4 Mio. t v. F.
- Ibbenbüren	2,0 Mio. t v. F.
Kokserzeugung (Zechenkokerei)	0,8 Mio. t
Technische Kennzahlen	
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 156 t v. F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	191 cm
Mittlere Streblänge	336 m
Mittlere Gewinnungsteufe	1 152 m
Größte Schachttiefe	1 465 m
Absatz insgesamt	**12,8 Mio. t SKE**
- Elektrizitätswirtschaft	10,1 Mio. t SKE
- Stahlindustrie	2,3 Mio. t SKE
- Wärmemarkt	0,4 Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle	
- am Primärenergieverbrauch in Deutschland	3 %
- an der Stromerzeugung in Deutschland	5 %
- am Steinkohlenverbrauch	22 %
- an der Stromerzeugung aus Steinkohle	26 %

[1] einschließlich Mitarbeiter in struktureller Kurzarbeit und Qualifizierung

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

[3] SKE = Steinkohleneinheit. 1 kg SKE = 7 000 kcal bzw. 29 308 kJ