

Steinkohle

Kompetenz 2008

in Sachen

Kohle



Gesamtverband Steinkohle

**Steinkohle
Jahresbericht
2008**



„Kompetenz in Sachen Kohle“ ist das Motto unserer diesjährigen Jahresveranstaltung und für den vorliegenden Jahresbericht 2008 des Gesamtverbands Steinkohle. Wir weisen selbstbewusst darauf hin, dass unsere Branche hierzulande über eine Kompetenz in Sachen Kohle verfügt, die ihren besonderen Wert hat und weltweiten Vergleichen standhält. In der Außenwahrnehmung wird der deutsche Steinkohlenbergbau heute oft nur noch als Auslaufveranstaltung angesehen, doch wer sich ernsthaft mit der Thematik beschäftigt, wird ein wesentlich differenzierteres Bild erlangen. International angesehen und verstärkt nachgefragt ist seine

hoch entwickelte technologische Kompetenz rund um die Steinkohlengewinnung und -förderung bis hin zu ihrer Weiterverwendung einschließlich seiner international führenden Standards etwa in der Arbeitssicherheit oder im Gesundheits- und Umweltschutz. Zu den besonderen von der nationalen Politik geschätzten Kompetenzen des deutschen Steinkohlenbergbaus gehört seit Jahrzehnten, derartige einschneidende unternehmerische Anpassungsprozesse sozialverträglich, also ohne betriebsbedingte Kündigungen, zu gestalten.

Zutreffend ist, dass im vergangenen Jahr das Auslaufen des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 politisch beschlossen worden ist, allerdings sofern nicht im Zuge der im Jahr 2012 vorgesehenen Überprüfung durch den Bundestag eine Änderung dieser Zielsetzung beschlossen wird. Die dafür maßgeblichen Rechtsgrundlagen, insbesondere das neue Steinkohlefinanzierungsgesetz, sind zum Jahresende 2007 in Kraft getreten und setzen seither den kohlepolitischen Rahmen für die Steinkohlenförderung der kommenden Jahre. Auf dieser Basis ist im Juni 2008 eine zunächst bis 2012 reichende neue Bergbauplanung der RAG Aktiengesellschaft beschlossen worden. Seit dem 1. Januar 2008 ist die Trennung des RAG-Konzerns in einen „weißen“ und einen „schwarzen“ Bereich vollständig vollzogen. Der „weiße“

Bereich firmiert bereits seit September 2007 als Evonik Industries AG. Beide Unternehmen gehören zur RAG-Stiftung. Die RAG ist damit wieder eine „schwarze RAG“, deren Unternehmensschwerpunkt auf dem Steinkohlenbergbau und damit verbundenen Aktivitäten liegt. Eine Zäsur war im Frühjahr 2008 das außerordentliche Erschütterungsereignis an der Saar, in dessen Folge dort nur noch ein Restbergbau möglich bleibt, und das bereits 2012 zur Stilllegung des Bergwerks Saar führen wird.

Enorme Veränderungen gibt es auch im globalen Umfeld des deutschen Steinkohlenbergbaus. 2008 wurden neue Rekordpreise am Weltmarkt erreicht. Ob die strukturellen Entwicklungen im Rohstoffsektor seine spezifische Kompetenz für die heimischen Lagerstätten nicht auch energiepolitisch und ökonomisch in anderem Licht erscheinen lassen, wird die Zukunft erweisen müssen.

Essen, im Oktober 2008


Bernd Tönjes

Vorsitzender des Vorstands
des Gesamtverbands Steinkohle

Kompetenz in Sachen Kohle	5
150 Jahre Verein für die bergbaulichen Interessen	11
Deutsche Steinkohle	15
Neue Rahmenbedingungen für den deutschen Steinkohlenbergbau	16
Erschütterungsereignis im Saarrevier und neue Bergbauplanung	18
Personal- und sozialpolitische Anpassungsinstrumente	23
Vermittlungsmöglichkeiten für Bergleute begrenzt	24
Arbeitsicherheit und Gesundheitsschutz im Steinkohlenbergbau	26
Pragmatischer Tarifabschluss 2008	27
Eckpunkte Tarifabschluss 2008	27
Kompetenz-Management: Wissen sichern, Know-how bewahren, Zukunft gestalten	28
Neues Berufsfeld: Bergbautechnologe	29
AIMS – ein Beispiel für die Zusammenarbeit mit Wissenschaft und Forschung	31
Neue Hobeltechnik GH 42	32
Steinkohlenmarkt in Deutschland	34
Versorgungsrisiken der Importabhängigkeit	38
Klima und Energie	41
Neuere Entwicklungen in der internationalen Klimaschutzpolitik	42
Diskussion um das „Green Package“ der Europäischen Kommission	43
CCS – eine Zukunftsoption zwischen Politikum und Forschungsstadium	44
Die Umsetzung der Beschlüsse von Meseberg: Deutsche Vorreiterrolle beim Klimaschutz	48
Erneuerbare Energie – Klimaschutz versus Ökonomie	48
Nach dem IPCC-Bericht 2007: Die Arbeit der Klimawissenschaft geht weiter	52
Umweltdiskussion als Einflussfaktor auf Investitionsentscheidungen – Stromlücke befürchtet	53
NRW-Energie- und Klimaprogramm: Klimaschutz mit der Kohle	54
Internationale Marktentwicklungen bei Energie und Rohstoffen	55
Internationale Energiepreise 2008 – historische Höchstwerte erreicht	56
Ursachen der Energiepreisexplosion	56
Energiepreisschübe treffen die deutsche Volkswirtschaft	57
Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit: unverzichtbar	58
Ressourcen, Reserven und Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe	60
Weltmarkt für Steinkohle	62
Steinkohlenpreise	63
Handlungsoptionen für Deutschland	66
Anhang	67
Grafiken	68
Statistik	78
Aufgaben und Organisation des GVSt	82
Verzeichnis der Grafiken und Tabellen	83
Impressum	84
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau	85

Das Jahr 2008 war für die Steinkohle in Deutschland ein Jahr von besonderer Bedeutung. In diesem Jahr haben die in den kohlepolitischen Vereinbarungen von 2007 beschlossenen neuen gesetzlichen und vertraglichen Rahmenbedingungen Geltung erlangt. Dadurch wurden die Weichen für die weitere Entwicklung des heimischen Steinkohlenbergbaus nicht nur neu gestellt, sondern der damit eingeleitete Umstrukturierungs- und Anpassungsprozess auch konkret in Gang gesetzt.

Das Jahr 2008 war geprägt durch das gleichzeitige Auftreten einer Finanzmarktkrise und drastischen Energie- und Rohstoffpreissteigerungen.

Während aber im ersten Falle Hunderte von Milliarden aufzuwenden sind, weil der Staat für Risiken eintreten muss, die der Allgemeinheit aufgebürdet werden, schützt Energiepolitik die Gemeinschaft vor Risiken und gibt technologiepolitische Impulse.

Zunächst trat am 28. Dezember 2007 das „Gesetz zur Finanzierung der Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus zum Jahr 2018“ – kurz Steinkohlefinanzierungsgesetz – in Kraft. Dieses Gesetz und das übrige neue steinkohlepolitische Rahmenwerk ist wiederum die Grundlage für die Mitte 2008

erfolgte Verabschiedung der neuen Bergbauplanung gewesen. Damit wird die Standort-, Kapazitäts- und Personalplanung für die weitere sozialverträgliche Anpassung in den Bergbauunternehmen zunächst bis 2012 vorgezeichnet. Damit verbunden gewesen ist als historisches Ereignis die zum Jahreswechsel 2007/2008 vollzogene Trennung des früheren RAG-Konzerns: Die neue „schwarze RAG“ ist jetzt wieder ein ganz auf den deutschen Steinkohlenbergbau konzentriertes Unternehmen, und die nunmehr vom Steinkohlenbergbau losgelöste Evonik Industries AG hat als eigenständiger neuer Konzern den früheren „weißen“ Bereich der RAG mit den Geschäftsfeldern Chemie, Energie und Immobilien integriert. Eigentümer sowohl der RAG Aktiengesellschaft (hier zu 100%) als bis auf Weiteres auch überwiegend der Evonik Industries AG (hier mittlerweile noch zu 75%) ist die im Vorjahr gegründete RAG-Stiftung. Sie hat 2008 ihre satzungsmäßigen Aufgaben und Arbeiten voll aufgenommen und bereits eine erste Tranche der Evonik Industries AG sehr erfolgreich am Kapitalmarkt platziert. Zu ihren Aufgaben zählt darüber hinaus, den sozialverträglichen Anpassungsprozess im deutschen Steinkohlenbergbau bis zum Ende des Jahres 2018 zu steuern und die Ewigkeitslasten zu finanzieren.

Im Saarrevier kam es im Februar 2008 zu einem schweren, nach allen Erfahrungen in diesem Ausmaß nicht vorhersehbaren bergbaubedingten Erschütterungsereignis. Dieses führte letztlich

zur Verlagerung der Abbauaktivitäten in diesbezüglich unkritische Feldesteile und zu einer sofortigen Stilllegung der betroffenen Bereiche des Bergwerks Saar. Die Produktion des Bergwerks Saar wurde infolgedessen erheblich abgesenkt. Darüber hinaus wurde mit der saarländischen Landesregierung die endgültige Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus im Saarrevier zum Jahr 2012 vereinbart – ein deutliches Vorziehen gegenüber der bisherigen Planung.

Die Ereignisse im Saarrevier hatten massive Auswirkungen auf die übrige Bergbauplanung. Beschlossen worden ist in diesem Jahr das Vorziehen der Stilllegung des Bergwerks Lippe in Gelsenkirchen auf den 1. Januar 2009, die Stilllegung des Bergwerks Ost in Hamm zum 30. September 2010 und die Absicht, die Steinkohlenförderung auf dem Bergwerk West in Kamp-Lintfort zum Jahreswechsel 2012/2013 einzustellen. Für den Zeitraum 2013 bis 2018 wurden keine Beschlüsse gefasst. Diese hätten ansonsten das Ergebnis der für das Jahr 2012 angesetzten Überprüfung der Entscheidung präjudiziert, den subventionierten deutschen Steinkohlenbergbau auslaufen zu lassen. Bereits am 1. Juli 2008 ist gemäß früheren Beschlüssen die Stilllegung des Bergwerks Walsum erfolgt.

Die neuen kohlepolitischen Weichenstellungen und die daraus resultierende Bergbauplanung bedeuten, dass die Jahresförderung

Einschneidender Anpassungsprozess

des deutschen Steinkohlenbergbaus bis zum Jahr 2012 auf unter 12 Mio. t reduziert und die Zahl der Beschäftigten auf rund 15.000 in etwa halbiert werden müssen. Dies wird nur mit einer Fortentwicklung der bereits vorhandenen und der Schaffung zusätzlicher Maßnahmen zur Personalanpassung gelingen können. Daneben muss auch die Tarifpolitik einen Beitrag zur sozialverträglichen Belegschaftsanpassung leisten. Der im April 2008 zwischen den Tarifpartnern erzielte neue Abschluss für den deutschen Steinkohlenbergbau trägt dieser Prämisse Rechnung. Der vorliegende Jahresbericht beschreibt all diese Entwicklungen und das zu seiner Bewältigung eingesetzte sozial- und personalpolitische Instrumentarium.

In diesem Zusammenhang zusätzlich zu erwähnen ist das Ausbildungswesen des Steinkohlenbergbaus. Nach wie vor zählt die RAG zu den größten ausbildenden Unternehmen in Deutschland. Jugendliche werden hier schon längst nicht mehr nur für den eigenen Bedarf qualifiziert: Im Rahmen der unternehmens-, sozial- und regionalpolitischen Verantwortung bilden wir – trotz des hohen Anpassungsdrucks – in vielen Berufsbildern für das Handwerk und die übrige Industrie aus. Die Qualität der Ausbildung im deutschen Steinkohlenbergbau hat seit Jahrzehnten einen erstklassigen Ruf. Ein Ausdruck dafür sind nicht zuletzt die zahlreichen Auszeichnungen, die Auszubildende der RAG

Jahr für Jahr von den Industrie- und Handelskammern erhalten. Die Ausbildungsordnung wurde zeitgemäß erneuert. Das drückt sich etwa im neuen Berufsbild des „Bergbautechnologen“ aus, der in den verschiedensten bergbaulichen Berufszweigen eingesetzt werden kann.

Natürlich gibt es einen Zusammenhang zwischen der Güte der Ausbildung im Steinkohlenbergbau und seiner nach wie vor bestehenden und anerkannten technologischen Kompetenz. Ein Zeichen für das besondere Know-how im deutschen Steinkohlenbergbau ist insbesondere die weiterhin führende Stellung der hierzulande entwickelten Bergbautechnik auf dem Weltmarkt für Bergbaumaschinen. Die schwierigen Bedingungen des Steinkohlenbergbaus in großen Teufen und in tektonisch stark beanspruchten Lagerstätten haben zur Entwicklung einer besonderen bergtechnischen Kompetenz geführt. Damit können Maschinen und Anlagen gebaut werden, die es erlauben, solche Herausforderungen sicher zu beherrschen. So besitzt deutsches Know-how eine führende Position in technischen Fragen der untertägigen Gewinnung und Förderung von Kohle, ebenso wie auf den Gebieten der Arbeitssicherheit, des Arbeits-, Gesundheits- und Umweltschutzes. Welch hohen Stellenwert gerade die Arbeitssicherheit im Steinkohlenbergbau hierzulande besitzt, macht nicht nur die mittlerweile geringe Anzahl der Unfälle je einer Million geleisteter Arbeitsstunden deutlich: Sie

liegt unter dem Durchschnitt für die gesamte gewerbliche Wirtschaft in Deutschland. Es zählt auch die Tatsache, dass Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz bereits seit vielen Jahren im Unternehmen verankert sind und den gleichen Stellenwert haben wie Produktion und Wirtschaftlichkeit.

Eine besondere Herausforderung stellt angesichts des fortwährenden Anpassungsprozesses und der damit verbundenen Abkehr vieler erfahrener Mitarbeiter aus allen Ebenen des Unternehmens allerdings die Bewahrung und Fortentwicklung dieses umfassenden Know-hows dar. Hierfür hat die RAG ein Kompetenz-Managementsystem entwickelt, das mit zahlreichen Innovationspreisen ausgezeichnet wurde, u. a. auch von der Bundesregierung in ihrer Initiative „Partner für Innovation“. Dazu gehört auch die beständige Forschung und Entwicklung, die traditionell und in bewährter Manier seit Jahrzehnten in enger Zusammenarbeit mit Zulieferern, Hochschulen und anderen Forschungseinrichtungen erfolgt. Sie trägt dazu bei, den weltweit führenden Standard der deutschen Bergbautechnik zu bewahren und weiter voranzutreiben.

Trotz der durch die wirtschaftlichen und politischen Gegebenheiten unvermeidlichen Anpassungen im Steinkohlenbergbau vollziehen sich weiterhin beachtliche technische Fortschritte. Die technologische

Kompetenz des deutschen Steinkohlenbergbaus ist international gefragt. Es herrscht also auch unter technischen Aspekten Bewegung statt Stillstand. Dies dokumentieren wir in unserem Jahresbericht mit einem speziellen Technikteil.

Enorme Bewegung gab es 2008 ebenfalls im wirtschaftlichen Umfeld des Steinkohlenbergbaus, vor allem, was die Weltmarktpreise für Steinkohle und andere Rohstoffe betrifft. Auch das wird im diesjährigen Jahresbericht genauer dargestellt.

Durch den Rückzug der heimischen Steinkohle sind die Steinkohlenimporte weiter auf dem Vormarsch. Sie haben 2007 eine neue Höchstmarke erreicht. Begleitet werden die steigenden Importmengen für Steinkohle spätestens seit der zweiten Jahreshälfte 2007 von ebenfalls steigenden Spotpreisen für Importkohlen: Zur Jahresmitte 2008 kosteten Kraftwerkskohlen über 130 €/t, Kokskohlen über 160 €/t; für Koks musste bis zu 800 €/t gezahlt werden. Das sind neue, noch vor Kurzem nicht für möglich gehaltene Rekordhöhen. Damit nimmt die Preisentwicklung auf dem Kohlesektor einen ähnlichen Verlauf, wie er auch für Erdöl und Erdgas zu beobachten ist. Da die Preise für Öl und Gas seit 2007 teilweise noch stärker angestiegen sind, hat der Energieträger Steinkohle aber an Wettbewerbsfähigkeit keineswegs verloren. Insgesamt hat sich die

Energiepreissituation im Jahr 2008 zu einem zentralen volkswirtschaftlichen Thema entwickelt, das der Jahresbericht von verschiedenen Seiten beleuchtet.

Neben den Preisrisiken steigen auch die Bezugs- und Lieferrisiken der Energieversorgung, die sich aus einer immer größer werdenden Importabhängigkeit ergeben. Das gilt auch für die Steinkohle. Dies bestätigt sogar das ansonsten der deutschen Steinkohle gegenüber eher kritische Rheinisch-Westfälische Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) in Essen 2007 und 2008 in zwei Studien über das Energieversorgungsrisiko in Deutschland. Gemäß Einschätzungen der Weltbank muss zudem ein beträchtlicher Teil der Kohle produzierenden Länder in der Welt als politisch eher instabil angesehen werden.

Die Bedeutung einer sicheren Energie- und Rohstoffversorgung scheint jedoch in Deutschland bisher zu wenig oder jedenfalls zu spät erkannt worden zu sein, wie etwa die Frankfurter Allgemeine Zeitung in einem Artikel vom 11. August 2008 mit dem Titel „Land ohne Rohstoffstrategie“ beklagt. Dort heißt es weiter: „Es wurde politisch und unternehmerisch versäumt, dem Land eigene Zugänge zu primären Energiequellen und Rohstoffen zu sichern, die der Warenexportweltmeister zur Produktion braucht. Die deutschen Steinkohlen- und Braunkohlenvorkommen sollen aus Kosten- bzw. Umweltgründen nicht mehr genutzt werden. Der Ausstieg aus der Kern-

energie ist politisch beschlossen, obwohl die hoch subventionierten und schwankungsanfälligen erneuerbaren Energien die nuklearen Grundlastkraftwerke nicht ersetzen können. Kaum besser sieht es mit Rohstoffen aus. Die deutsche Industrie muss (nicht nur) viele metallische Rohstoffe einführen, die Abhängigkeit von wenigen globalen Minenkonzernen wird immer größer, die Preise haben sich in wenigen Jahren vervielfacht. . . Die Globalisierung verändert die Machtverhältnisse in der Welt – und das nicht zugunsten des Westens. Durch die wirtschaftliche Aufholjagd von China, Indien und Russland drängen Staaten an die Spitze der Weltwirtschaftsliga, die eigene Vorstellungen von politischer Herrschaft haben, mit denen der Westen aber notgedrungen ‚strategische Partnerschaften‘ eingehen muss. Deutschland ist nun einstweilen von russischen Energielieferungen abhängig. Solche Staaten sind bei der Wahl der Mittel zur Durchsetzung ihrer Interessen nicht zimperlich, wie man jetzt wieder im Kaukasus sieht. Angesichts solcher Herausforderungen muss Deutschland endlich eine Strategie zur langfristigen Energie- und Rohstoffversorgung formulieren. Doch noch immer dominieren die Sorgen um das Klima die (energie-)politische Debatte.“

Getrieben wird die von der FAZ beschriebene und problematisierte Entwicklung auf dem Weltenergiemarkt nach wie vor durch die

Zunehmende internationale Preis- und Lieferrisiken

anhaltend hohe Nachfrage nach Rohstoffen fast jedweder Art aus China, aber auch durch die steigende Nachfrage aus weiteren Schwellenländern, wie beispielsweise Indien, Indonesien oder Brasilien. Anders als jedoch Deutschland ist etwa China bemüht, seinen steigenden Rohstoffbedarf durch volle Ausschöpfung der eigenen Rohstoffvorräte sowie durch den Kauf entsprechender Ressourcen überall auf der Welt zu decken. Und auch der Weltkonzern Arcelor-Mittal zeigt, welche Stärke ein Unternehmen aus einer langfristigen Rohstoffversorgungsstrategie schöpfen kann.

Betrachtet man die Entwicklung auf dem Weltenergiemarkt, so ist unstrittig, dass der Kohlenverbrauch in den letzten Jahren der am schnellsten wachsende Bereich gewesen ist. Die Kohle bleibt weltweit der Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung. Neben den angesprochenen Schwellenländern setzen auch wirtschaftlich entwickelte Staaten wie die USA zunehmend auf diesen Rohstoff. Darüber hinaus treiben viele Länder die Forschung für alternative Verwendungen der Kohle voran, wie z. B. die Verfahren zur Kohlehydrierung (Coal-to-Liquids, CTL), auch um damit zukünftig gegen die Risiken ihrer Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten gewappnet zu sein.

Tatsache ist aber auch, dass ein Großteil der weltweit gehandelten Kohle aus nur einer Handvoll

Länder stammt. Zudem werden nur rund 15% der insgesamt geförderten Menge auf dem Weltmarkt gehandelt – der Rest wird in den Förderländern direkt verbraucht. Außerdem teilen sich nur wenige große Unternehmen den Steinkohlenwelthandel.

Neben dieser Konzentration auf wenige Lieferländer und Unternehmen und der zunehmenden Nachfragekonkurrenz wurde der weltweite Handel mit Steinkohle im Jahr 2008 durch weitere Einflüsse erschwert. So lagen vor Australiens wichtigstem Kohlenverladehafen Newcastle im Frühjahr dutzende von Kohlenfrachter wochenlang auf Reede. Auf Grund von Unwettern mangelte es am Nachschub aus den Bergwerken. Das wichtige Kohlenexportland Südafrika leidet selbst an einer Unterversorgung mit Strom. Das führte dazu, dass die Regierung Überlegungen anstellt, ob es nicht besser sei, die bisher für den Export vorgesehenen guten Kraftwerkskohlenqualitäten stärker als bisher zur Versorgung im eigenen Land einzusetzen. Das weltweit mit Abstand größte Steinkohlenförderland China ist mittlerweile zum Nettoimporteure für Kohle geworden. Und dennoch leidet es ebenfalls an einer Unterversorgung mit Strom: im Winter wegen des starken Frostes und im Sommer wegen des Betriebs zahlreicher Klimaanlagen infolge der großen Hitze. Die Sorge vor Stromausfällen trieb die Chinesen angesichts der Olympischen Spiele in Peking im Sommer 2008 besonders

um. Letztlich ist der weltweite Seehandel mit Rohstoffen nach wie vor von sehr knappen Frachtkapazitäten mit regionalen Ungleichgewichten betroffen – bei gleichzeitig weiterhin auf Jahre hinaus vollen Auftragsbüchern der Werften.

Innerhalb der EU-27 wird daher die zunehmende Importabhängigkeit mit Skepsis betrachtet und den Mitgliedsstaaten geraten, ihre eigene Rohstoffbasis wieder verstärkt zu nutzen. Vielerorts macht man das auch, wie der Aufschluss bzw. die Wiederinbetriebnahme von Steinkohlenbergwerken in Frankreich bzw. in Großbritannien beweisen. Selbst in Deutschland werden wieder Projekte im vor Jahren aufgegebenen Metallergbergbau und im Bergbau auf sonstige Rohstoffe mit sehr guten Realisierungschancen geprüft. Und auch die Exploration von Erdöl- und Erdgaslagerstätten erlebt hierzu-lande aktuell geradezu einen Boom.

Dass die heimische Kohle dabei noch einen eher schweren Stand hat, liegt allerdings an der politisch gewollten Vorreiterrolle Deutschlands beim Klimaschutz und der einseitigen Fokussierung der hiesigen Klimadebatte auf die fossilen Energieträger in der Stromerzeugung. Wie schon in den Vorjahren bestimmte auch 2008 die Klimapolitik die internationale wie auch die nationale energie- und umweltpolitische Diskussion. Dabei wurde deutlich, dass von der Bundesregierung und der überwie-

genden Mehrheit im Europäischen Rat nach dem Ende der Laufzeit der Vereinbarungen des Kyoto-Protokolls im Jahr 2012 eine grundsätzliche Verschärfung der Vereinbarung von Kyoto für erforderlich gehalten wird. Die EU-27 selbst will ihre Treibhausgasemissionen um mindestens 20% bis 2020 reduzieren. Die westlichen Industrienationen sind sich in dem Ziel einig, die CO₂-Emissionen langfristig deutlich zu senken. Selbst auf dem G8-Gipfel wird von einer Minderung um 50% bis 2050 gegenüber heute gesprochen.

Die Europäische Kommission hat ihre klimapolitischen Vorstellungen in einem komplexen Gesetzgebungspaket gebündelt, dem so genannten Green Package vom 23. Januar 2008. Dieses soll vor allem als Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandelssystems die klimapolitische Zukunft der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 gestalten, aber auch den Weg vorzeichnen für noch anspruchsvollere Emissionsminderungsziele bis zum Jahr 2050. Betroffen von diesem Paket wären direkt oder indirekt nahezu alle Bereiche von Wirtschaft und Gesellschaft, die CO₂ und andere Treibhausgase emittieren, vor allem aber der Elektrizitätssektor und die energieintensiven Industriezweige. Das gesamte Gesetzgebungswerk befindet sich gegenwärtig in der Diskussion im Europäischen Rat und im Europäischen Parlament.

In diesem Zusammenhang hat die Europäische Kommission auch

einen Richtlinienentwurf für einen Rechtsrahmen für die CO₂-Abspaltung und -Lagerung (Carbon Capture and Storage – CCS) vorgelegt. Damit soll bis 2020 die Anwendbarkeit der CCS-Technologie demonstriert und zur kommerziellen Verfügbarkeit entwickelt werden.

Gerade CCS wird als eine Möglichkeit zum Klimaschutz bei der Verstromung fossiler Energieträger im Kraftwerksprozess – und dabei insbesondere von Kohle – mit anschließend sicherem Transport und sicherer Speicherung des abgeschiedenen CO₂ in tiefen geologischen Formationen gesehen. Dabei wird aber oft unterschätzt, dass die Verfahren zur CO₂-Abscheidung gegenwärtig gerade erst das Stadium von Pilotanlagen erreicht haben. Von einer großtechnischen Verfügbarkeit sind sie noch weit entfernt. Auch ist noch nicht abzusehen, welches oder welche Verfahren das Rennen machen könnten. Dennoch kann die EG-Richtlinie zu CCS trotz etlicher verbesserungswürdiger Details als angemessen betrachtet werden: Sofern sie auf voreilige obligatorische Auflagen für bestehende und heute schon projektierte Kraftwerke verzichtet sowie zur nötigen Planungssicherheit bei den noch offenen Fragen der Deponierung beiträgt. Entscheidend für eine nachhaltige Anwendung wird letztlich neben den ökonomischen Aspekten die generelle Akzeptanz von Transport und Speicherung von CO₂ in der Bevölkerung sein.

CCS kann aber nicht die einzige Klimaschutzstrategie im Bereich

der Kohle sein. Über eine Effizienzsteigerung moderner Kohlekraftwerke lassen sich schneller und zudem mit einem kalkulierbaren Investitionsmiteinsatz CO₂-Minderungserfolge realisieren. Mit Wirkungsgraden von 43% bei Braunkohlen- und 46% bei Steinkohlekraftwerken gehören deutsche Kohlekraftwerke heute zu den effizientesten und saubersten der Welt. Ähnlich wie ihren Kollegen in der Bergbauzulieferindustrie kommt den deutschen Kraftwerksbauern damit – noch – eine weltweite Technologieführerschaft zu.

In Deutschland versucht die Bundesregierung ihrer Vorreiterrolle im Klimaschutz weiterhin gerecht zu werden. Sie hat in Umsetzung ihrer 2007 im Rahmen der Kabinettsklausur in Meseberg gefassten Beschlüsse entsprechende Maßnahmen auf den Weg gebracht. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um eine Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, die Anfang, spätestens aber Mitte 2009 in Kraft treten sollen.

Teil der Klimaschutzstrategie der Bundesregierung ist auch der Bau neuer Kohlekraftwerke. Dabei sollen alte, weniger effiziente Kohlekraftwerke durch neue, hoch effiziente Kraftwerke ersetzt werden. Dies würde zu einer Verringerung des CO₂-Ausstoßes um bis zu 30% führen. Dieser Sachverhalt scheint bei weiten

Neue EU-Gesetzgebung trifft nahezu alle Bereiche

Teilen der Öffentlichkeit aber nicht anzukommen. Jedenfalls haben öffentliche Proteste und Abstimmungen bereits zu Verzögerungen beim Bau bis hin zur Verhinderung neuer Kohlenkraftwerke an verschiedenen Standorten geführt.

Letztlich sind sich die meisten Energieexperten darüber einig: Ein Industrieland wie Deutschland wäre gut beraten, für seine Energieversorgung am bewährten Mix aus verschiedenen Energieerzeugungsmöglichkeiten einschließlich eines wesentlichen Anteils heimischer und quasi-heimischer Energiequellen festzuhalten. Dabei spielen erneuerbare Energien ebenso eine Rolle wie eben auch heimische fossile Energieträger, für nicht wenige auch die Option Kernenergie.

Die Steigerungen der Weltmarktpreise für Steinkohle rücken unterdessen auch die heimische Steinkohle wieder an die Grenze der Wettbewerbsfähigkeit heran, so nahe wie seit Jahrzehnten nicht – ein Szenario, von dem manche gedacht hatten, dass es niemals eintreten könnte. Und doch ist es schon ein halbes Jahr nach Inkrafttreten der neuen steinkohlepolitischen Vereinbarungen Realität geworden. Ob die Hochpreisentwicklung am Weltkohlenmarkt anhaltend sein wird, muss sich noch erweisen. Aber kaum ein Experte geht davon aus, dass eine Rückkehr zu dem niedrigen Preisniveau früherer Jahre anzunehmen

ist. Entscheidend wird sein, ob die deutsche Steinkohle nach Bewältigung des beschlossenen Anpassungsprozesses zu Weltmarktpreisen produzieren kann. Ansonsten müssten die gegenwärtigen politischen Weichenstellungen im Zuge der mit der Revisionsklausel des Steinkohlefinanzierungsgesetzes für 2012 vorgesehenen Überprüfung des Ausstiegsbeschlusses durch den Deutschen Bundestag geändert werden. Damit könnte der Zugang zur größten heimischen Energierohstoffreserve, der deutschen Steinkohle, bewahrt werden. Die Entscheidung darüber obliegt der Politik.

Unabhängig davon lässt sich feststellen: Speziell für den Umgang mit dem von den Vorräten her weltweit wichtigsten Energieträger Steinkohle existiert hierzulande ein umfassendes Know-how – angefangen bei der Gewinnung, über die Förderung bis hin zu ihrer Weiterverwendung. Eine Kompetenz, die sich im Verlauf vieler Jahrzehnte entwickelt hat und von den bergbaulichen Gemeinschaftsorganisationen konstruktiv begleitet wurde.

Die bergbaulichen Gemeinschaftsorganisationen zählen zu den Wirtschaftsverbänden mit der längsten Historie und erleben 2008 gleich zwei Jubiläen: Der Gesamtverband Steinkohle (GVSt) besteht seit 40 Jahren und der Verein für die bergbaulichen Interessen e. V. (Vbl) blickt sogar auf eine 150-jährige Geschichte zurück. Gegründet im November 1858 zählt er zu den ältesten Verbänden in Deutschland.

Im Rahmen der Bemühungen des Vbl, durch die Förderung der Technik die wirtschaftliche Entwicklung des Bergbaus voranzutreiben, wurde von ihm im Jahre 1896 z. B. der Dampfkessel-Überwachungs-Verein gegründet, der Vorläufer des heutigen TÜV. Anfang des vorigen Jahrhunderts kam die Hauptstelle für das Grubenrettungswesen hinzu. Nach dem Zweiten Weltkrieg war es – neben anderen Institutionen, die hier nicht alle aufgezählt werden sollen – der Steinkohlenbergbauverein als zentrales Institut für die bergbauliche Gemeinschaftsforschung und Vorläufer der Deutschen Montan Technologie (DMT). Nicht zuletzt durch diese Initiativen wurde der Grundstein gelegt für den heutigen hohen Standard der deutschen Bergbautechnik und die vielfach ausgezeichnete Kompetenz des Steinkohlenbergbaus und seiner Mitarbeiter.

Der Jahresbericht des GVSt enthält daher neben einer Darstellung, durch welche Maßnahmen dieser Know-how-Schatz bewahrt und möglichst weiter entwickelt werden kann, einen Gastbeitrag des Historikers Prof. Dr. Klaus Tenfelde. Er würdigt aus seiner Sicht das 150-jährige Bestehen des Vereins für die bergbaulichen Interessen und der Bergbau-Bücherei (heute Stiftung Bibliothek des Ruhrgebiets).

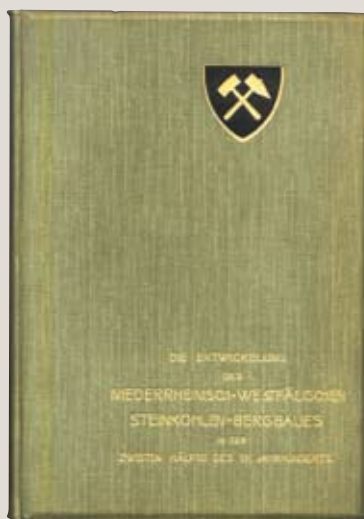
150 Jahre Verein für die bergbaulichen Interessen

von Prof. Dr. Klaus Tenfelde*

Ein Jubiläum ist zu begehen, das wir vielleicht mit etwas Zögern zur Kenntnis nehmen: Am 17. Dezember 1858, vor 150 Jahren, wurde in einem Hotel in Essen der „Verein für die bergbaulichen Interessen im Oberbergamtsbezirk Dortmund“, kurz: der Bergbauverein, wie er über Jahrzehnte genannt werden sollte, begründet. Es waren nur erst die Vertreter von 51 Bergbau-Gewerkschaften und -Aktiengesellschaften, die sich in dem Verein zusammenschlossen, aber sehr rasch sollten weitere hinzukommen, und zu Beginn des 20. Jahrhunderts galt der Bergbauverein schlechthin als der Repräsentant des Kohlenbergbaus im, wie es damals überwiegend noch hieß, „rheinisch-westfälischen Industriebezirk“. Es war dies nicht die erste verbandsähnliche Gründung, welche die Pioniere unter den Bergbau-Industriellen unternahmen. Seit den 1830er Jahren gab es solche Bestrebungen, unter denen der Märkische Gewerksverein sich allerdings einige Jahre nach der Essener Gründung auflöste, um einer schlagkräftigen Interessenvertretung der Kohlenindustrie im Ruhrgebiet nicht im Wege zu stehen.

Der Bergbauverein wurde zu einem der mächtigsten Interessenverbände der deutschen Industrie in der Zeit des Kaiserreichs, und er blieb dies mindestens bis 1933 und teilweise deutlich darüber hinaus. Schon das 50-jährige Jubiläum ist groß begangen worden,

damals gab der Verein ein zwölfbändiges „Sammelwerk“ über die Geschichte und wirtschaftliche Entwicklung des niederrheinisch-westfälischen Steinkohlenbergbaus heraus – das ist noch heute ein ganz grundlegendes Arbeitsinstrument für die Historiker der deutschen



Industriegeschichte. Zum 100. Jubiläum erschien, 1958, ein respektables Jubiläumsbuch von Friedrich Schunder unter dem Titel „Tradition und Fortschritt“. 25 Jahre später, im Jahre 1983, brachte es der Verein nur noch zu einer knappen, die wesentlichsten Informationen zusammenfassenden Broschüre aus der Feder von Hans-Joachim Rummert. So spiegeln die Jubiläen, erwarteter Maßen, die „Bedeutungsgeschichte“ des Bergbauvereins im Wandel der Zeiten.

Beim Vorstand des Bergbauvereins, dessen erster und auf lange Jahrzehnte geschäftsführender Präsident der für die Geschehnisse des Ruhrgebiets hoch bedeutende Jurist und Abgeordnete Friedrich Hammacher werden sollte, dürfte schon sehr früh so etwas wie eine Handbibliothek entstanden sein, und das waren die Anfänge der späterhin berühmten „Bergbau-Bücherei“, die heute unter der Ägide der Stiftung Bibliothek des Ruhrgebiets in Bochum im Haus der Geschichte des Ruhrgebiets weitergeführt wird. Schon die frühesten Haushaltsberichte des Vereins wiesen einen Posten für „Bibliothek“ und „Zeitungen“ aus, und so entfaltete sich in den kommenden Jahrzehnten ein formidabler Bücherbestand, der zu Beginn des 20. Jahrhunderts bereits 20.000 Bände überschritt. An Mitteln mangelte es nicht, so dass man auch ältere, zum Teil sehr alte und kostbare Bücher erstand, darunter auch ein Exemplar des Meisterwerks von Agricola, *De re metallica libri XII* (1556), viele ältere Bergordnungen und bergrechtliche Schriften, älteste, weitere Werke der montanwissenschaftlichen Literatur und sogar handschriftliche Einzelstücke zur Technik- und Rechtsgeschichte des Bergbaus in Deutschland. Auch die Bergbau-Bücherei, mithin die Bibliothek des Ruhrgebiets, feiert also zum Ende des Jahres 2008 ein 150-jähriges Jubiläum. Sie dürfte heute mit mehr als 250.000 Medieneinheiten allein im engeren montanwissenschaftlichen Bereich, insgesamt mit rund 450.000 Bänden,

* Direktor des Instituts für soziale Bewegungen an der Ruhr-Universität Bochum und Vorsitzender des Vorstands der Stiftung Bibliothek des Ruhrgebiets

die bedeutendste montanwissenschaftliche Fachbibliothek in Deutschland repräsentieren.

Bis in die Zeit des Nationalsozialismus wies der im Ganzen sehr konservativ und preußenfreundlich gestimmte Bergbauverein eine erstaunliche organisatorische Kontinuität auf. Dabei waren seine Anfänge gar nicht so konservativ – im Gegenteil, das zur Zeit der Gründung noch bestehende, alte Bergrecht, das der Unternehmerschaft wesentliche Rechte der Disposition über den Einsatz des investierten Kapitals vorenthielt, war noch zu bekämpfen, und eben dieser Umstand dürfte, neben der Wirtschaftskrise des Jahres 1857, den wesentlichsten Grün-

dungsimpuls ausgemacht haben. Fortan sandte der Verband seine Petitionen und Denkschriften an das Handelsministerium in Berlin, und schon im Jahre 1861 räumte ihm der preußische Handelsminister, von der Heydt, ein Anhörungsrecht in bergbaulichen Angelegenheiten ein. Es war eine durchweg liberal, zunehmend nationalliberal gesinnte Unternehmerschaft, die den Bergbau im Ruhrgebiet und weitgehend auch das aufstrebende Hüttenwesen beherrschte; „Gruben-“ und „Hüttenbarone“ sollten daraus später erst, mit wachsender, auch politischer Macht der Industriellen im späten Kaiserreich werden. Einstweilen ging es noch um ganz andere Ziele. Da waren beispielsweise die fortbestehenden Exporthemmnisse in Gestalt

von Zöllen, da waren insbesondere die Eisenbahntarife, die verständlicherweise von einer Industrie, die ein beehrtes Massengut förderte, möglichst niedrig gewünscht wurden. Seine Interessen verfocht der Bergbauverein namentlich in einer Zeitschrift, dem aus der „Essener Zeitung“ hervorgegangenen Verbandsorgan „Glückauf“, das heute als eine der wesentlichsten Quellen zur Verbands- und Industriegeschichte des Bergbaus gilt. Der Ruhrgebiets-Bergbauverein war im Übrigen Vorreiter; in den folgenden Jahren sollten entsprechende Bergbauvereine in den anderen deutschen Bergbauregionen folgen.



Gebäude des
Bergbauvereins,
gebaut 1902

So verlegte sich der Verein in den Anfangsjahren auf industriepolitische Agitation, die vor allem auf eine Vollendung des wirtschaftsliberalen Reformwerks Preußens gerichtet war. Das erreichte man schon 1865 mit dem Erlass des Allgemeinen Berggesetzes, das fortan, bis in die zweite Hälfte des 20. Jahrhunderts, den rechtlichen Rahmen zunächst für den preußischen, bald dann für den gesamten deutschen Bergbau bereitstellen sollte. Während man anfänglich noch häufiger auch zu sozialpolitischen Problemen Stellung bezog, verdichteten sich die Aktivitäten nach der Reichsgründung, und vor allem nach dem ersten großen Bergarbeiterstreik an der Ruhr im Jahre 1872, hin zur technischen Fortentwicklung der deutschen Bergwirtschaft. „Glückauf“ wurde zum führenden Organ über jeweils jüngste bergtechnische Entwicklungen. Die sozialen Angelegenheiten wurden ja auch durch die Knappschaftsreformen von Seiten des Staates geregelt, und auch wenn man damit durchaus nicht zufrieden war, so fand man sich damit ab, zumal nach der Bismarckschen Sozialpolitik der 1880er Jahre, in deren Folge die Knappschaften reformiert und der Einfluss der Unternehmerseite festgeschrieben wurden. Von großer Bedeutung wurde dann die 1885 gegründete Technische Kommission, die sich mit allgemeinen, die Region als Ganzes betreffenden Fragen wie der Wasserhaltung befasste. Die Interessen am Ausbau der Kanalschifffahrt, steuerpolitische Interessen und durchgängig die Frachttarife blieben auf der Tagesordnung des Vereins, aber man wurde auch organisatorisch wirksam, half etwa bei der Entstehung des wichtigen

Dampfkessel-Überwachungsvereins im Jahre 1900 – das war eine Keimzelle des heutigen TÜV. Wichtig wurde auch die Hauptstelle für das Grubenrettungswesen, die der Verein im Jahre 1910 gründete. Längst hatte er auch die Rechte einer juristischen Person erlangt, konnte also Vermögen erwerben, und das Recht auf Anhörung, das an sich den Industrie- und Handelskammern vorbehalten war, wusste der Verein durchgängig zu behaupten. Nicht zu unterschätzen sind die kartell- und syndikatspolitischen Anstrengungen, die vom Bergbauverein ausgingen und schließlich in der Gründung des berühmten Rheinisch-Westfälischen Kohlensyndikats im Jahre 1893 mündeten. So verblieb der Verein, bis zur Machtergreifung der Nationalsozialisten im Jahre 1933, im Brennpunkt aller interessenpolitischen Bestrebungen des Ruhrbergbaus, und je mehr dieser in Deutschland im Vergleich zu anderen Bergbauregionen eine beherrschende Stellung errang, umso bedeutender wurde das Gewicht, das diesem Verband in der Politik eingeräumt wurde. Das ist, zunächst zögernd, später immer stärker zustimmend, auch seitens der Bergbehörden, darunter der Bergämter und des Oberbergamts in Dortmund, zur Kenntnis genommen und anerkannt worden. Hier bildete sich eine Montanelite heraus, in deren Zentrum der Bergbauverein mit vielfältigen sonstigen Organisationen mehr oder minder sichtbar verknüpft blieb. Es galt als eine große Ehre, dem Verband oder seinen affilierten Einrichtungen, darunter die wichtige Westfälische Berggewerkschaftskasse in Bochum, anzugehören. Zunehmend waren es Bergakademiker, Bergassessoren meist außer Diensten, welche die Verbandspolitik insgesamt

und die Führungsgremien der verbundenen Organisationen beherrschten. In sozialpolitischer Hinsicht gipfelte dies im Jahre 1908 in der Gründung des so genannten Zechenverbands, der aus einem schon älteren „Ausstandssicherungsverband“ hervorgegangen ist: Absicht dieses Verbands war nicht weniger als die vollständige Kontrolle des Arbeitsmarkts im Ruhrrevier und, verbunden damit, die Absicherung der angeschlossenen Unternehmen gegen das Streikrisiko. Es war denn auch der Bergbauverein, der sich bis 1918 vehement gegen den Abschluss von Tarifverträgen mit den Bergarbeitergewerkschaften wendete und diese längst schon überholte Position weiterhin, unter dem Schutz der monarchischen Verfassung des Kaiserreichs, in der Öffentlichkeit zu vertreten vermochte.

Das änderte sich zwar 1918, aber die Verhältnisse in der Weimarer Republik waren nicht dazu angetan, arbeitsrechtliche Grundbedingungen kooperativer Produktion auf eine sichere und dauerhafte Grundlage zu stellen. Die Krisenzeiten beschäftigten die Verbandspolitik sehr viel mehr als eine weitsichtige, konsensorientierte Unternehmerpolitik. Das galt für die Inflationsjahre bis zur Ruhrbesetzung von 1923, das galt vor allem für die sich anschließende Rationalisierungskrise, das galt für die Zeit der Massenentlassungen in der Weltwirtschaftskrise ab 1929: 1932 standen nur noch gut ein Drittel derjenigen Bergarbeiter in Lohn und Brot, die der Ruhrbergbau auf dem Zenit der Belegschaftszahlen, im Jahre 1922, beschäftigt hatte.



Die Nationalsozialisten bereiteten den Gewerkschaften bekanntlich wenige Monate nach der Machtergreifung ein gewaltsames Ende, aber mit den Unternehmerverbänden ließen sie sich mehr Zeit, glaubte man doch, auf die Mitwirkung der Verbände am Wiederaufbau der Wirtschaft und insbesondere an der rüstungswirtschaftlichen Vorbereitung des Zweiten Weltkriegs nicht verzichten zu dürfen. So stärkte die Gesetzgebung anfänglich die Unternehmenseite, etwa mit dem Gesetz zur Ordnung der nationalen Arbeit vom Jahre 1934, das das „Führerprinzip“ auch in den Bergbauunternehmen verankerte. Im Zuge des Ausbaus der Rüstungswirtschaft ist dann der verbandspolitische Einfluss zunehmend zurückgedrängt worden, und unter den kriegswirtschaftlichen Bedingungen erlahmte dieser Einfluss noch viel stärker.

Nach der Kapitulation übernahm die britische Militärregierung die Verwal-

tung der Bergwerke im Ruhrgebiet. Der Bergbauverein wurde suspendiert und blieb dies bis 1958; an seiner Stelle war schon 1952 der Unternehmensverband Ruhrbergbau gegründet worden. 1958 übernahm der ehemalige Bergbauverein (heute Verein für die bergbaulichen Interessen) dann Funktionen als Verwalter der Vermögenswerte, die von den Verbänden des Steinkohlenbergbaus im Laufe der Jahrzehnte angesammelt worden waren. Das war, in gewisser Weise, schon Vorbote der gewaltigen Umstrukturierungen, welche das Verbandswesen im Ruhrbergbau im Zuge der Schrumpfungskrise seit 1957/1958 erleben sollte. Heute ist es im Wesentlichen der Gesamtverband Steinkohle (bis 2007 Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus), der seit 1968 die allgemeinen Interessen der Branche vertritt.

Die Bergbau-Bücherei hat auch diese Strukturveränderungen bis heute unbeschadet überstanden. Es war ein für das Ruhrgebiet beinahe unschätzbares Glück, dass selbst der Bombenkrieg diesen unvergleichbaren Bücherbestand verschonte. Vielmehr gelang es noch in den 1950er und 1960er Jahren, die Bestände bedeutend auszubauen. Zeitweilig war es die Bibliothek, in der im Übrigen alle Pressemitteilungen, die den Bergbau betrafen, gesammelt wurden. Auch diese Bestände sind heute bestens erhalten und stehen zur wissenschaftlichen Benutzung zur Verfügung. Später übernahm die 1990 gegründete Deutsche Montan Technologie für Rohstoff, Energie, Umwelt e. V. die Trägerschaft, die dann bald auf die DMT-Gesellschaft für Lehre und Bildung mbH überging – seit 1998, mit der Gründung der Stiftung Bibliothek des Ruhrgebiets, ist diese Eigentümerin der wertvollen Bestände. Bedenkt man,

dass es im Ruhrgebiet bis in die 1960er Jahre so gut wie keine sonstigen akademischen Bibliotheken gegeben hat, so kommt der Bergbau-Bücherei heute ein umso größeres Gewicht für die wissenschaftliche Forschung zu. Es gibt nicht so viele Bibliotheken in Deutschland, und erst recht nicht im Ruhrgebiet, in denen man beispielsweise die Protokolle des Preußischen Herrenhauses zu Rate ziehen kann.

Gänzlich unerforscht sind noch die vielfältigen Wandlungen, welche das bergbauliche Verbandswesen in der Nachkriegszeit, besonders dann im Zuge der Strukturkrise, zu bewältigen hatte. Die Bergbaugeschichte dieser Jahrzehnte, also der jüngeren Vergangenheit, ist bei weitem noch nicht hinreichend erforscht. Eines der dringenden Themen ist darin durch die Geschichte des Verbandswesens, darunter übrigens auch der Bergarbeitergewerkschaft, bezeichnet. Schritte hierzu hat die Stiftung Bibliothek des Ruhrgebiets längst unternommen. Sie hat in den Jahren 2000 bis 2007 insbesondere die Entwicklung der Zwangsarbeit im deutschen Steinkohlenbergbau, auch in den während des Zweiten Weltkrieges besetzten europäischen Ländern, erforscht. Seit kurzem betreibt sie nun, unterstützt durch den Gesamtverband Steinkohle, die Herausgabe eines groß angelegten, vierbändigen Handbuchs „Geschichte des deutschen Bergbaus“. Die bergbaugeschichtlichen Traditionen, unter Einschluss der Geschichte der Interessenverbände, werden darin in aller Ausführlichkeit dokumentiert werden.

Deutsche Steinkohle



Neue Rahmenbedingungen für den deutschen Steinkohlenbergbau

Zum Jahreswechsel 2007/2008 haben sich für den deutschen Steinkohlenbergbau die rechtlichen und institutionellen Rahmenbedingungen grundlegend verändert. Denn am 28. Dezember 2007 ist das 2007 auf den Weg gebrachte und schließlich vom Deutschen Bundestag verabschiedete neue Steinkohlefinanzierungsgesetz in Kraft getreten.

Daraufhin ist für die RAG Aktiengesellschaft (RAG), das heute den gesamten deutschen Steinkohlenbergbau umfassende Unternehmen, zum 1. Januar 2008 ein neues Kapitel der Unternehmensgeschichte aufgeschlagen worden. Das Steinkohlefinanzierungsgesetz und das mit ihm verknüpfte Vertragswerk ermöglichten die angestrebte Trennung des in der RAG verbleibenden „schwarzen Bereichs“ von dem nunmehr verselbstständigten „weißen Bereich“ und damit auch die Aufhebung des Haftungsverbandes zwischen beiden Bereichen. Der „weiße“ Bereich, d. h. der frühere Beteiligungsbereich der RAG mit den Geschäftsfeldern Chemie, Energie und Immobilien, firmierte bereits seit September 2007 als eigenständiger integrierter Konzern unter dem Namen Evonik Industries AG. Für die neue „schwarze RAG“ ist das Kerngeschäft jetzt wieder wie zur Gründung der früheren Ruhrkohle AG vor 40 Jahren die Förderung deutscher Steinkohle. Unter dem Dach der RAG sind

jetzt die RAG Deutsche Steinkohle AG (zuvor Deutsche Steinkohle AG – DSK) und die RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH vereint; dazu gehören ebenso die RAG Bildung GmbH und die RAG Montan Immobilien GmbH, ehemals Montan-Grundstücksgesellschaft (MGG).

Eigentümerin sowohl der Evonik Industries AG (hier inzwischen zu 74,99%) als auch der RAG ist die 2007 gegründete RAG-Stiftung. Ihre Aufgabe ist es, die Evonik Industries AG schrittweise an den Kapitalmarkt zu führen. Das Vermögen aus diesen Erlösen soll sie verwalten und mehren, um damit die Ewigkeitslasten des Steinkohlenbergbaus nach dessen Beendigung zu finanzieren. Gleichzeitig soll sie bis Ende 2018 Sorge tragen

für „die Anpassung, Steuerung und Unterstützung des deutschen Steinkohlenbergbaus der RAG Aktiengesellschaft in Abhängigkeit von den gesetzlichen und sonstigen Rahmenbedingungen“. Die betriebliche Führung des Steinkohlenbergbaus und operative Umsetzung der neuen kohlepolitischen Vorgaben obliegt der RAG. Zwischen der RAG-Stiftung und der RAG besteht ein Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag.

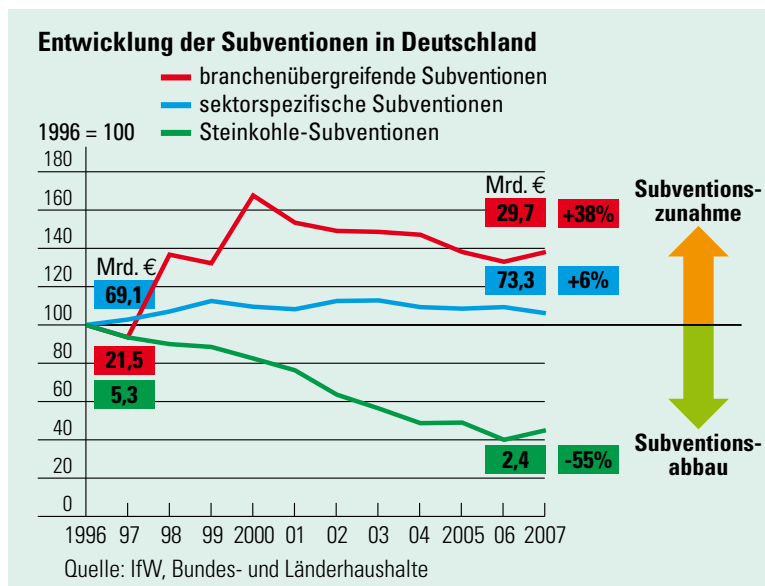
Der erklärte Zweck des neuen Steinkohlefinanzierungsgesetzes ist gemäß seines § 1, „die subventionierte Förderung der Steinkohle in Deutschland zum Ende des Jahres 2018 zu beenden“. Bis dahin jedoch soll mit jährlich sinkenden Plafondbeträgen aus öffentlichen Haushaltsmitteln der Absatz deutscher Steinkohle für den Einsatz in Kraftwerken und zur Stahlerzeugung im Hochofenpro-



zess unterstützt werden. Ferner gilt es, einen für die Arbeitnehmer des Steinkohlenbergbaus sozialverträglichen Anpassungsprozess zu gewährleisten. Für das jeweilige Absatzsegment gilt bei der Bemessung der Absatzhilfen weiterhin die Orientierung am Drittlandskohlenpreis. Allerdings besteht nicht mehr wie früher ein politisch erklärter Versorgungsauftrag der deutschen Steinkohle.

Gleichzeitig dienen die vorgesehenen Finanzierungshilfen auch dazu, die Aufwendungen der Bergbauunternehmen infolge dauerhafter Stilllegungen zu decken, ebenso wie ihre ab dem Zeitpunkt der Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus weiter bestehenden Verpflichtungen. Darüber hinaus dient das Steinkohlefinanzierungsgesetz auch als Rechtsgrundlage für die weitere Gewährung des Anpassungsgeldes für den Vorruhestand älterer Arbeitnehmer des Steinkohlenbergbaus. Insgesamt werden dadurch ab dem Jahr 2008 für den Auslaufprozess des subventionierten Steinkohlenbergbaus rund 24 Mrd. € zur Verfügung gestellt.

Der § 2 des Steinkohlefinanzierungsgesetzes, das so genannte Überprüfungsgebot, sieht Folgendes vor: Der Deutsche Bundestag soll auf der Grundlage eines spätestens bis zum 30. Juni 2012 vorzulegenden Berichts der Bundesregierung „unter Beachtung der Gesichtspunkte der Wirtschaftlichkeit, der Sicherung der



Energieversorgung und der übrigen energiepolitischen Ziele“ prüfen, „ob der Steinkohlenbergbau weiter gefördert wird“. Somit fällt auf nationaler Ebene die endgültige politische Entscheidung erst im Jahr 2012 darüber, ob aus energiepolitischer Sicht ein völliger Rückzug aus dem subventionierten deutschen Steinkohlenbergbau erfolgen oder ein etwaiger Sockelbergbau erhalten werden soll. Bis dahin werden die Steinkohle-Subventionen weiter deutlich abgesenkt. Schon seit Mitte der 1990er Jahre fand ein beispielloser Subventionsabbau bei der Steinkohle statt. Lediglich 2006 und 2007 gab es einen vorübergehenden, leichten Anstieg. Grund war die 2007 nachschüssig erfolgte Auszahlung der eigentlich für 2006 vorgesehenen Finanzierungshilfen sowie verschobene Auszahlungen aus den Vorjahren.

Dadurch ergeben sich für das Jahr 2007 – und nur hierfür – höhere Subventionszahlen als im Vorjahr. Der Trend der Degression setzt sich 2008 wieder fort.

Mit dem Inkrafttreten des Steinkohlefinanzierungsgesetzes ist die kohlepolitische Verständigung vom 7. Februar 2007 zwischen dem Bund, den Ländern Nordrhein-Westfalen und Saarland, der RAG und der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) vollständig umgesetzt worden. Wirksam wurde damit gleichzeitig die zwischen den Beteiligten der kohlepolitischen Verständigung im Vorjahr ausgehandelte Rahmenvereinbarung „Sozialverträgliche Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland“. Darin festgelegt sind u. a.

die weiteren Finanzierungsbeiträge des Landes Nordrhein-Westfalen und die Eigenbeiträge der RAG zur Finanzierung des Steinkohlenbergbaus. Für die RAG-Stiftung sind durch das Steinkohlefinanzierungsgesetz und die Rahmenvereinbarung die Grundlagen für ihre satzungsgemäßen Tätigkeiten geschaffen worden. Insgesamt sind also steinkohlepolitisch 2007 und 2008 herausragende Jahre. Oder, wie Bundeswirtschaftsminister Glos zum Inkrafttreten des Steinkohlefinanzierungsgesetzes erklärte, dies war die Umsetzung *„einer der bedeutendsten wirtschaftspolitischen Entscheidungen der letzten Jahrzehnte“*.

Die neuen steinkohlepolitischen Regelungen haben aber auch einen unübersehbaren Kompromisscharakter. Das in den kohlepolitischen Eckpunkten vom Februar 2007 vereinbarte und im Steinkohlefinanzierungsgesetz fixierte Überprüfungsgebot im Jahr 2012 wird von manchen Beteiligten als eher theoretische Möglichkeit bewertet. Andere maßgebliche politische Kräfte fordern allerdings, diese Revisionsklausel sehr ernst zu nehmen und die Option auf einen heimischen Sockelbergbau aufrecht zu erhalten. Der IG BCE-Vorsitzende Hubertus Schmoltdt erklärte im Juli 2008 gegenüber der „Steinkohle“, dem Monatsmagazin der RAG: *„Ein Ausstieg aus der Kohle ist und bleibt falsch.“* Vertreter der FDP oder von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN würden dagegen den Auslaufprozess gern noch beschleunigen. Der Steinkohlenbergbau in

Deutschland wird sich also vorerst weiter in einem politischen Spannungsfeld bewegen.

Gleichwohl haben der Steinkohlenbergbau und die RAG durch die neuen Vorgaben ein Maß an Rechts- und Planungssicherheit erhalten, wie sie es seit Jahren nicht gekannt hatten. Noch am Tag des Inkrafttretens des Steinkohlefinanzierungsgesetzes hat das zuständige Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) auf der Grundlage der Rahmenvereinbarung und des Steinkohlefinanzierungsgesetzes der RAG die Bewilligungsbescheide über die Steinkohlebeihilfen für die Jahre 2009 bis 2012 erteilt, ferner – zur bilanziellen Absicherung – für die Zeit nach dem Auslauf des subventionierten Steinkohlenbergbaus für 2019. Zeitgleich hat das Bundeswirtschaftsministerium neue Kohlerichtlinien erlassen. Sie sehen u. a. vor, dass bis 2012 und bereits rückwirkend ab dem Jahr 2007 ein Ausgleich der durch Festlegungen für die Absatzhilfen

in den Vorjahren entstandenen strukturellen Unterfinanzierung ermöglicht wird. Im Jahr 2008 selbst gilt noch der Ende 2004 von der damaligen Bundesregierung erteilte Bewilligungsbescheid für die Jahre 2006 bis 2008.

Die auf nationaler Ebene bewilligten Beihilfen stehen allerdings unter dem Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission. Die Bundesregierung hat das gesamte Finanzierungspaket für die deutsche Steinkohle mit einem konkreten Umstrukturierungsplan bis zum Jahr 2018 fristgerecht bei der Kommission notifiziert. Das Prüfungsverfahren ist noch im Gange. Die Geltungsdauer der gegenwärtigen europäischen Steinkohlebeihilfenverordnung endet 2010. Deshalb beantragte die Bundesregierung bereits für die Jahre ab 2008 eine Genehmigung des gesamten „Pakets“ im Rahmen der allgemeinen Vertragsbestimmungen. Über die konkrete Umsetzung wird in Brüssel derzeit noch diskutiert.

Erschütterungsereignis im Saarrevier und neue Bergbauplanung

Schon nach wenigen Wochen wurde die Belastbarkeit der neuen kohlepolitischen Rahmenbedingungen auf eine harte Bewährungsprobe gestellt. Im Saarrevier kam es am 23. Februar 2008 zu einem schweren, nach allen Erfahrungen in diesem Ausmaß nicht vorhersehbaren bergbaubedingten Erschütterungsereignis in der Primsmulde im

Landkreis Saarlouis. Ursache war eine unglückliche Konstellation der relativen Tiefe der abgebauten Flöze (1.400 m) mit einem hohen Anteil durchgehend fester Schichten darüber bis hin zur Tagesoberfläche und einer sehr speziellen Tektonik. Eine Konstellation, die es so nach über-

einstimmender Auskunft externer Fachleute in Nordrhein-Westfalen nicht gibt.

Schon bis dahin hatte es nach einer Reihe vorangegangener aber deutlich schwächerer Erschütterungsereignisse bei Teilen der betroffenen Bevölkerung und der saarländischen Landesregierung eine sehr kritische Debatte über die Zukunft des Saarbergbaus gegeben. Diese entbrannte nun mit voller Wucht. Die RAG Deutsche Steinkohle reagierte auf das außerordentliche Ereignis von sich aus sofort und damit noch vor einem Erlass der Bergbehörde mit einem umgehenden Abbaustopp im Saarrevier. Damit sollte Gefahr für Leib und Leben der Anwohner und Bergleute ausgeschlossen werden, wengleich das Ereignis selbst nur zu Sachschäden geführt hatte. Außerdem wurden die akuten Gefahrenpunkte sofort gesichert, ein Schadenszentrum eingerichtet und die Schadensbearbeitung vor Ort so rasch wie möglich aufgenommen, um auch in diesen Fällen alle entstandenen Schäden möglichst schnell und unbürokratisch zu regulieren.

Da ähnlich schwere Erderschütterungen in diesem Abbaufeld nicht ausgeschlossen werden konnten und auch die Erprobung neuer Verfahren das Risiko nicht verlässlich auszuschalten vermochte, ruhte die Produktion des Bergwerks Saar daraufhin mehrere Wochen. Für einen großen Teil der Bergleute im Saarrevier musste Kurzarbeit beantragt werden. Dadurch wurde

auch die regionale Mantelwirtschaft in Mitleidenschaft gezogen. Die Versorgung der saarländischen Kraftwirtschaft wurde bedroht, da sie nahezu vollständig von der Saarkohle abhängig gewesen ist. Insgesamt waren dadurch bis zu 10.000 Arbeitsplätze im Saarland gefährdet. Mit der saarländischen Landesregierung und der Bergbehörde wurden intensive Gespräche über Auswege aus der Krise geführt. Schließlich kam es Mitte März zu einer Verständigung über ein neues stark eingeschränktes Abbaukonzept. Dadurch konnte die Förderung des Bergwerks Saar am 2. April 2008 wieder angefahren werden.

Dieses Konzept erlaubt nur noch einen Restabbau im Saarrevier bis zum Jahr 2012, der – unter strengen Auflagen – auf andere Abbaufelder verlagert werden muss. In der Primsmulde und benachbarten Feldesteilen mit ihrer besonderen Geologie wurde der Abbau vollständig aufgegeben. Der weitere Abbaubetrieb des Saarbergbaus ist stattdessen verlagert worden auf die Flöze Grangeleisen und künftig auch Wahlschied. Gutachten haben bestätigt, dass ein Abbau in diesen Flözen ungefährlich im Sinne der Vorgaben des Bundesberggesetzes ist. Die Förderkapazität des Bergwerks Saar muss dadurch jedoch auf ungefähr ein Drittel reduziert werden, d. h. auf nur noch 1 bis 1,5 Mio. t pro Jahr. Die kleine saarländische Grube Merchweiler stellte ihre Förderung aus anderen betriebsspezifischen Gründen bereits Mitte 2008 ein. Infolgedessen lässt sich durch die Saarkohle für

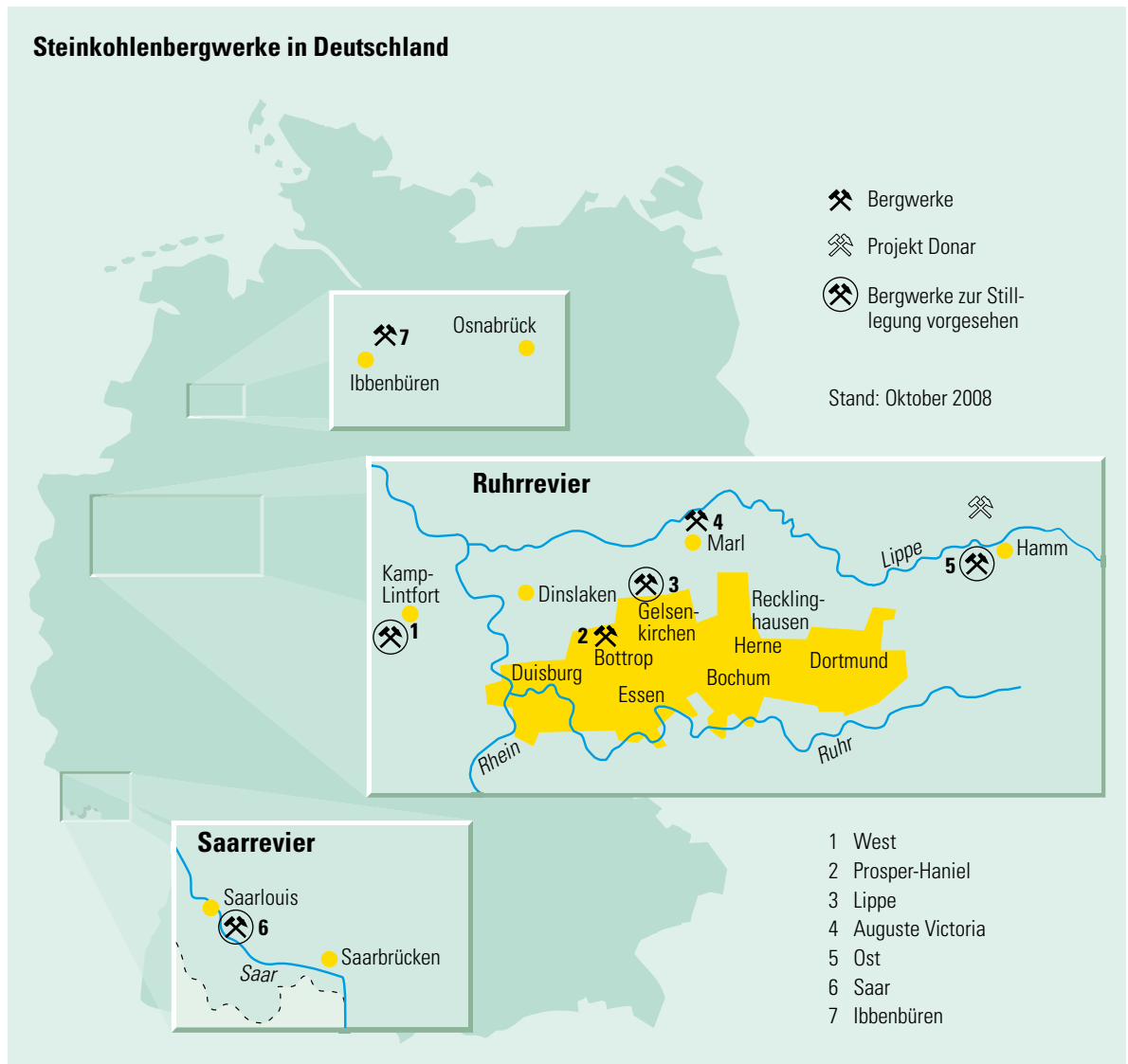


Bergwerk Saar

die saarländischen Steinkohlekraftwerke nur noch eine Grundversorgung gewährleisten.

Im Saarbergbau können auch nur noch die Arbeitsplätze von etwa zwei Dritteln der Belegschaft gehalten werden, und auch das nur anfänglich, weil für den Abbau der neuen Felder erhebliche Vorleistungen erforderlich werden. Die räumliche Abbauverlagerung verlangt eine dabei gesteigerte Flexibilität. Für das übrige Drittel der Saarbelegschaft sind anderweitige sozialverträgliche Lösungen zu finden. Dazu gehört u. a. auch die Möglichkeit einer Versetzung in nordrhein-westfälische Betriebe. Die Vorräte in den verbliebenen Abbaufeldern sind in ihrem Umfang zudem so begrenzt, dass eine Förderung über das Jahr 2012 hinaus nicht mehr möglich ist. Mit der Landesregierung vereinbart wurden

Steinkohlenbergwerke in Deutschland



daher die Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus im Saarrevier zum Jahr 2012 sowie eine Zusammenarbeit bei dem von der Landesregierung angeregten Solidarpakt Saar. Die Landesregierung hat ihrerseits Unterstützung

für zusätzliche personalpolitische Maßnahmen zur Vermeidung betriebsbedingter Kündigungen im Saarbergbau zugesagt. Mittlerweile umgesetzt ist etwa die Einrichtung einer Transferstelle Bergbau Saar zur Stellenvermittlung für Bergleute.

Zur sozialverträglichen Bewältigung des mit dem Auslaufabschluss verbundenen erhöhten personellen Anpassungsdrucks wurde ein eigener Tarifvertrag vereinbart. Nach intensiver Diskussion zwischen Mitbestimmung und

Belegschaftsvertretung schlossen die Tarifvertragsparteien des Steinkohlenbergbaus, der Gesamtverband Steinkohle und die IG BCE, am 31. Juli 2008 den „Tarifvertrag zur Gestaltung sozialverträglicher Personalmaßnahmen anlässlich des Auslaufens des Saarbergbaus zum 1. Juli 2012“ ab.

Die Tarifparteien sind davon überzeugt, dass damit angemessene Lösungen für die Arbeitnehmer des Saarbergbaus gefunden wurden. Der Vertrag bietet Regelungen, die finanziell absichern und Beschäftigung fördern, im Gegenzug aber auch ein hohes Maß an Flexibilität abverlangen.

Das neue Konzept der RAG Deutsche Steinkohle für den Saarbergbau stieß regional und überregional auf viel positive Resonanz. Denn es ist anerkannt worden, dass der Steinkohlenbergbau hier angesichts einer sehr schwierigen Herausforderung mit teilweise gegensätzlichen Anforderungen eine Lösung gesucht und gefunden hat, die den Interessen aller Betroffenen Rechnung trägt. Aus Sicht des Steinkohlenbergbaus ist mit großem Bedauern festzustellen, dass dem traditionsreichen Saarbergbau nun schon in wenigen Jahren ein vorzeitiges Ende beschieden sein wird. Damit muss sich der Abbau von Steinkohle in Deutschland nach 2012 ganz auf Nordrhein-Westfalen konzentrieren. Im Saarland werden die Auswirkungen der Bergbaukrise politisch weiter kontrovers diskutiert. Alle Parteien haben sich

an dieser Diskussion beteiligt. Es ist absehbar, dass sie ein wichtiges Thema für die 2009 im Saarland anstehenden Wahlen sein wird.

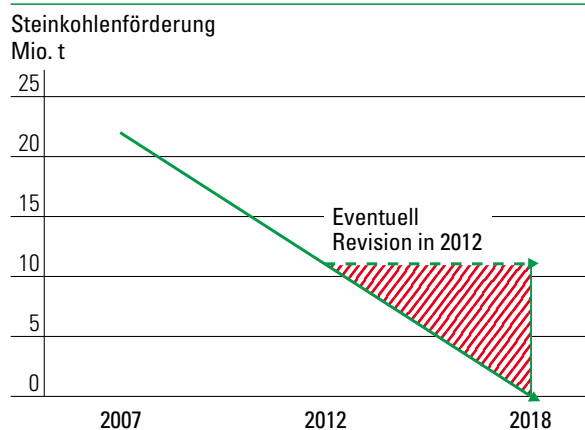
Für den deutschen Steinkohlenbergbau ergeben sich aus dem neuen Abbaukonzept für den Saarbergbau zugleich Auswirkungen auf die gesamte weitere Bergbauplanung. Das Bergwerk Saar gehörte vor dem Ereignis vom Februar 2008 zu den kostengünstigsten der bis dahin noch verbliebenen acht Bergwerke der RAG Deutsche Steinkohle. Durch den Produktionsausfall und das neue Konzept im Saarrevier hat sich diese Situation massiv verändert. Teilweise wurden rasche Anpassungen der bisherigen Planung auch für die Bergwerke in NRW erforderlich. Denn der gerade erst in Kraft gesetzte Finanzierungsrahmen musste unverändert bleiben, wie die Bundesregierung bekräftigt hat.

Bereits 2005 für das Jahr 2008 beschlossen worden war die Stilllegung des Bergwerks Walsum in Duisburg („Walsumer Verständigung“), die planmäßig zum 1. Juli 2008 erfolgt ist. Im April 2008 beschloss sodann der Aufsichtsrat der RAG das Vorziehen der ursprünglich für Anfang 2010 vorgesehenen Stilllegung des Bergwerks Lippe auf den 1. Januar 2009. Im Juni 2008 traf der RAG-Aufsichtsrat weitere Stilllegungsbeschlüsse, die den Umstrukturierungsfahrplan für die kommenden Jahre aufzeigen: Er bestätigte rückwirkend eine Teilstilllegung des Bergwerks Saar zum 1. Mai 2008. Als Termin

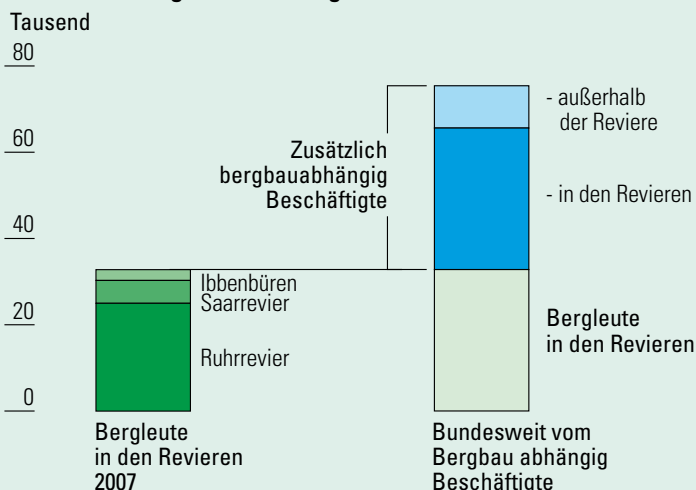
für die endgültige Stilllegung des Bergwerks sowie der zugehörigen Zentral- und Servicebereiche an der Saar, soweit sie nicht für nachlaufende bergbaubezogene Arbeiten erforderlich sind, ist der 1. Juli 2012 festgelegt worden.

Gleichzeitig hat der Aufsichtsrat die Stilllegung des Bergwerks Ost bei Hamm zum 30. September 2010 beschlossen und die Stilllegungsabsicht des Unternehmens für das Bergwerk West in Kamp-Lintfort zum Jahreswechsel 2012/2013 zur Kenntnis genommen. Dabei wird der Abbau unter dem Stadtteil Rheinberg-Annaberg schon zum Jahreswechsel 2010/2011 endgültig eingestellt. Für den Zeitraum 2013 bis 2018 wurden noch keine Stilllegungstermine festgelegt; ab 2013 wird es bei der RAG Deutsche Steinkohle demnach aber noch drei Schachtanlagen geben, die Bergwerke Auguste Victoria in Marl, Prosper-Haniel in Bottrop und RAG Anthrazit Ibbenbüren in Ibbenbüren.

Steinkohlenförderung
2007 bis 2018



Beschäftigungseffekte des deutschen Steinkohlenbergbaus nach Regionen



Die neuen kohlepolitischen Weichenstellungen und die daraus resultierende Bergbauplanung bedeuten, dass die Jahresförderung des deutschen Steinkohlenbergbaus von zuletzt (2007) 21,3 Mio. t bis 2012 auf unter 12 Mio. t heruntergefahren werden muss. Die Zahl der Beschäftigten wird sich dabei auf rund 15.000 halbieren.

Weitgehend unbeachtet bleibt weiterhin, dass die Auslaufbeschlüsse für den Steinkohlenbergbau neben den negativen Auswirkungen insbesondere auf die heimische Bergbauzulieferindustrie auch gravierende regionalwirtschaftliche Folgen gerade für Nordrhein-Westfalen haben. Sie werden den Arbeitsmarkt der Bergbauregionen lange Zeit erheblich belasten. An jedem Bergbauarbeitsplatz hängen

deutschlandweit durchschnittlich 1,3 weitere Arbeitsplätze im wirtschaftlichen Umfeld, davon allein ziemlich genau ein weiterer Arbeitsplatz im Ruhrgebiet.

Sofern es nicht gelingt, den Strukturwandel in den Bergbauregionen

in außergewöhnlicher Weise in Richtung auf die Schaffung neuer, dauerhaft rentabler Arbeitsplätze zu beschleunigen, ergeben sich daraus auch so genannte fiskalische Folgekosten. Sie entstehen durch Nettoarbeitsplatzverluste und infolgedessen Mehrausgaben für Arbeitslosigkeit und Mindereinnahmen bei Steuern und Sozialabgaben. Die daraus resultierenden Mehrbelastungen für die öffentlichen Haushalte können auf Jahre hinaus höher sein als die eingesparten Kohlehilfen. Das hat eindrücklich die im Februar 2008 veröffentlichte Prognos-Studie „Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen“ ergeben. Über deren wichtigste Ergebnisse berichtete bereits der GVSt-Jahresbericht 2007 (siehe ebenda S. 33ff.). Ähnliche Ergebnisse für die regionalwirtschaftliche Bedeutung des Saarbergbaus belegt eine ebenfalls von Prognos stammende, Anfang 2008 durchgeführte unveröffentlichte Studie.

Fiskalische Folgekosten bei unterschiedlichen Arbeitsplatzeratzraten

Arbeitsplatz-Ersatzrate p. a.	Arbeitsplatzverluste in 2018 NRW	Fiskalische Folgekosten 2007 - 2018 NRW	Fiskalische Folgekosten 2007 - 2018 Deutschland
0% (Status quo mit Normaltrend)	- 43.726	1,43 Mrd. €	9,54 Mrd. €
2,25%	- 37.390	1,30 Mrd. €	8,57 Mrd. €
4,5% (Referenzfall UK)	- 32.963	1,18 Mrd. €	7,71 Mrd. €
9%	- 25.054	0,99 Mrd. €	6,25 Mrd. €

Quelle: Prognos 2007

Personal- und sozialpolitische Anpassungsinstrumente

Die für die weitere Zukunft bis Ende 2018 politisch zugesagte sozialverträgliche Belegschaftsanpassung im Steinkohlenbergbau bleibt eine große Herausforderung. Die planmäßige Fortentwicklung des Anpassungsprozesses unter Vermeidung betriebsbedingter Kündigungen setzt über die skizzierten neuen kohlepolitischen Rahmenbedingungen die Nutzung aller verfügbaren personal- und sozialpolitischen Anpassungsinstrumente voraus. Eine wesentliche Rolle spielt dabei das seit 1972 bestehende Instrument des Anpassungsgeldes (APG) für Arbeitnehmer des Steinkohlenbergbaus.

Allein mit Ausschöpfung des so genannten „Vorruhestandspotenzials“ ist allerdings wie schon in den letzten Jahren der notwendige Personalabbau nicht zu bewerkstelligen. Es wurden deshalb unternehmensinterne Programme neu- und weiterentwickelt. Damit werden jüngeren Mitarbeitern alternative berufliche Perspektiven sowohl innerhalb als auch außerhalb des RAG-Konzerns ermöglicht und Anreize zur Förderung der Flexibilität gegeben. Dazu gehören verschiedene Qualifizierungsmaßnahmen und weitere Programme, die u. a. die Aufnahme alternativer Tätigkeiten innerhalb und außerhalb des Konzerns fördern: etwa der „Personal-Entwicklungs-Pool“ (PEP) oder der „Employability-Pool“, die RAG-Übergangshilfe, die Flexibilisierungshilfe für Angestellte, Existenzgründungshilfen, die

Abkehr mit Wiedereinstellungszusage, Ausgleichsmaßnahmen beim Statuswechsel oder Tätigkeiten für Fremdfirmen.

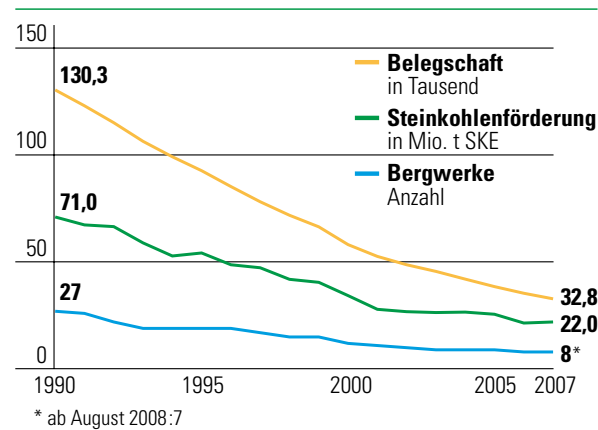
Insgesamt haben seit 1997 bis Ende 2007 über 50.000 Mitarbeiter die RAG Deutsche Steinkohle verlassen. Dabei haben neben den altersbedingten Abgängen (rund 21.000), Ausgliederungen (rund 1.300) und sonstigen eigenmotivierten Ausritten (Fluktuation rund 7.000) die konzernintern entwickelten Instrumente gut gegriffen. Über die internen Programme konnten rund 23.000 Mitarbeiter zur Aufnahme einer Beschäftigung außerhalb des Steinkohlenbergbaus motiviert werden.

Mit Hilfe derartiger Instrumente ist es im Zeitablauf gelungen, die Anzahl der aktiv am Arbeitsprozess teilnehmenden Mitarbeiter von einstmals 280.000 bei Gründung der Ruhrkohle AG sozialverträglich, d. h. ohne betriebsbedingte Kündigungen auf rund 30.000 (Stand Jahresende 2007) zu reduzieren. Dennoch steht das Unternehmen aufgrund der kohlepolitischen Verabredungen vom Februar 2007 personalpolitisch erneut vor einer äußerst anspruchsvollen Herausforderung. Selbst bei Umsetzung aller Vorkehrungen des Steinkohlefinanzierungsgesetzes wird es für eine erhebliche Zahl der Mitarbeiter nicht möglich sein, mit den steinkohlespezifischen Anpassungs- und Ausscheideregularien in den vorgezogenen Ruhestand

einzutreten. Diese Mitarbeiter müssen das Unternehmen bis zum Jahr 2012 verlassen, um eine Beschäftigung bei einem anderen Arbeitgeber aufzunehmen. Darüber sind die Betroffenen in entsprechenden Informationsveranstaltungen und persönlichen Anschreiben umfassend informiert worden. Für sie ist eine berufliche Neuorientierung zwingend erforderlich. In der gleichen Größenordnung müssen befristet beschäftigte Arbeitnehmer und Auszubildende des Steinkohlenbergbaus im Arbeitsmarkt untergebracht werden.

Das Unternehmen, wie auch die gewerkschaftlich geprägte Mitbestimmungsseite, werden sie begleiten und aktiv unterstützen auf dem Weg in eine andere Beschäftigung – mit Hilfe geeigneter Instrumente, wie den zuvor skizzierten und gegebenenfalls weiteren, noch maßzuschneidenden Instrumenten. Wichtig bleibt aber auch die Verlässlichkeit und Unterstützung der Politik bei der Umsetzung des Sozialverträglichkeitsgebots.

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau



Vermittlungsmöglichkeiten für Bergleute begrenzt

Nicht übersehen werden darf, dass die Möglichkeiten der sozialverträglichen Belegschaftsanpassung im Steinkohlenbergbau durch Vermittlung in andere Arbeitsverhältnisse begrenzt sind und begrenzt bleiben. Zwar gab es verschiedentlich Behauptungen im politischen Raum, die beschlossene weitere Rückführung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland könnte noch beschleunigt werden. Ein sozialverträglicher Ausstieg sei sogar vor 2018 möglich. Denn die Arbeitsmarktentwicklung verlaufe insgesamt gut, und beispielsweise im Handwerk gebe es einen beträchtlichen Fachkräftemangel. Durch eine „Vermittlungsoffensive“ ließe sich daher eine große Zahl qualifizierter Bergleute in anderen Wirtschaftsbereichen unterbringen, insbesondere im Handwerk. Dies würde dem Strukturwandel in den „Bergbaurückzugsgebieten“ zusätzlichen Schwung verleihen. Solche Behauptungen gehen jedoch an den Realitäten vorbei.

Tatsächlich wurde für die „Vermittlungsoffensive“ eine Maßnahme vorgeschlagen, die seit Langem praktiziert wird. Speziell eine „Handwerksinitiative“ gehört seit Jahren zum Instrumentarium des sozialverträglichen Beschäftigungsabbaus im Steinkohlenbergbau. Sie wird längst so weit wie möglich ausgereizt. Seit 1997 sind in Kooperation mit der Arbeitsagentur, den Handwerkskammern

und den Industrie- und Handelskammern sowie den zugehörigen Betrieben weit mehr als 6.000 Bergleute als Facharbeiter ins Handwerk vermittelt worden. Mehr war allerdings auch nicht möglich. Die Möglichkeiten werden auch künftig begrenzt bleiben. So hat der Nordrhein-Westfälische Handwerkertag (NWHHT) Anfang 2008 von sich aus betont, dass man in der Vergangenheit zwar durchaus gute Erfahrungen mit der Übernahme von Montanarbeitnehmern im Handwerk gemacht habe, an die man weiterhin anknüpfen kann. Man dürfe *„das Beschäftigungspotenzial für Bergleute im Handwerk jedoch nicht überschätzen“*. Es habe sich nämlich *„durch die eingetrübten konjunkturellen Perspektiven“* im Jahr 2008 wieder verringert. Das Beschäftigungspotenzial des Handwerks dürfe auch *„nicht 1:1 als Verfügungsmasse für die im Zuge der anstehenden Zerschließungen von Arbeitslosigkeit bedrohten Kumpel verstanden“* werden. Das gilt schon deshalb, weil das Handwerk ein fachlich sehr breit gefächertes Tätigkeitspektrum darstellt – von A bis Z, vom Änderungsschneider bis zum Zweiradmechaniker, umfasst es eine große Vielfalt von Berufsfeldern. Dieses Spektrum deckt sich nur eingeschränkt mit den im Bergbau erworbenen Qualifikationen. Und auch die Altersstruktur der heute im Bergbau Beschäftigten entspricht nur eingeschränkt den Bedürfnissen des Handwerks.

Hinzu kommt, dass die freien Stellen im Handwerk in erster Linie von den dafür direkt ausgebildeten Handwerkern umworben werden. Soweit die unmittelbare berufliche Qualifikation nicht die entscheidende Rolle spielt, würden Bergleute zugleich mit allen anderen Arbeitssuchenden konkurrieren. Wenn Bergleute sich bei dieser Konkurrenz durchsetzen und für sich einen neuen Arbeitsplatz finden, eröffnet das für sie persönlich zwar einen neuen Berufsweg, aber sie verdrängen auf diese Weise natürlich andere Arbeitssuchende. Die Gesamtzahl der Arbeitsplätze verändert sich so nicht. Einem neuen Arbeitsplatz für einen bisher Bergbaubeschäftigten im Handwerk oder anderen Bereichen steht weiterhin der Arbeitsplatzverlust im Bergbau gegenüber.

Die andere Seite der Medaille ist, dass ein erheblicher Teil der Bergleute im Steinkohlenbergbau selbst weiter gebraucht wird und keineswegs beliebig vermittelt werden kann. Das unter dem Vorbehalt einer Überprüfung durch den Deutschen Bundestag 2012 beschlossene sozialverträgliche Auslaufen des Steinkohlenbergbaus zum Ende des Jahres 2018 setzt eine geordnete und auch künftig steuerbare Rückführung voraus. Ungesteuerte Personalanpassungsprozesse tragen das hohe Risiko in sich, dass der Fortbestand des Unternehmens bis 2018 gefährdet würde und die Sozialverträglichkeit nicht mehr gewährleistet werden kann.



Eine ungesteuerte und noch schnellere Abwanderung qualifizierter Mitarbeiter würde im Ergebnis zu Personalengpässen auf notwendigen Qualifikationsebenen führen. Ohne Elektriker beispielsweise funktioniert kein Bergwerk. Würden alle Elektriker im Steinkohlenbergbau auf einen Schlag ins Elektrohandwerk vermittelt, wäre das zwar eine sozialverträgliche Lösung für einige hundert bisherige Bergbaubeschäftigte. Es würde aber die Beschäftigung der nahezu

30.000 übrigen Bergleute (Stand Ende 2007) unmöglich machen. Dies würde dann auch die Sicherstellung der Produktion gefährden, die mit der kohlepolitischen Verständigung als Auftrag für den Steinkohlenbergbau verblieben ist und auf die sich auch seine Kunden etwa in der Elektrizitätswirtschaft verlassen.

Bereits die von allen verantwortlich Beteiligten, von der Bundesregierung über die Landesregierungen NRW und Saarland bis zur

RAG und der IG BCE im Vorfeld des neuen Steinkohlefinanzierungsgesetzes anerkannten Modellrechnungen haben gezeigt, dass im Steinkohlenbergbau kein Auslaufen vor Ende 2018 möglich ist, wenn betriebsbedingte Kündigungen vermieden werden sollen. Umgekehrt bedeutet das: Nur unter Wahrung des Termins Ende 2018 bleibt eine sozialverträgliche Belegschaftsanpassung für alle Beschäftigten überhaupt möglich.

Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz im Steinkohlenbergbau

Neben der Bedeutung für eine verlässliche Produktion ist eine vernünftige Qualifikations- und Altersmischung auch unter dem Gesichtspunkt der Arbeitssicherheit im Steinkohlenbergbau wichtig. Die Arbeit in Steinkohlenbergwerken ist auf Grund der natürlichen Gegebenheiten für die Bergleute in besonderer Weise risikobehaftet. Der deutsche Steinkohlenbergbau bemüht sich seit je, diese Risiken so weit wie möglich zu begrenzen. Angesichts des hohen technischen Standards liegen die Schwerpunkte mittlerweile in der Umsetzung organisatorischer Maßnahmen und bei der individuellen Unfallprävention. Im internationalen Vergleich

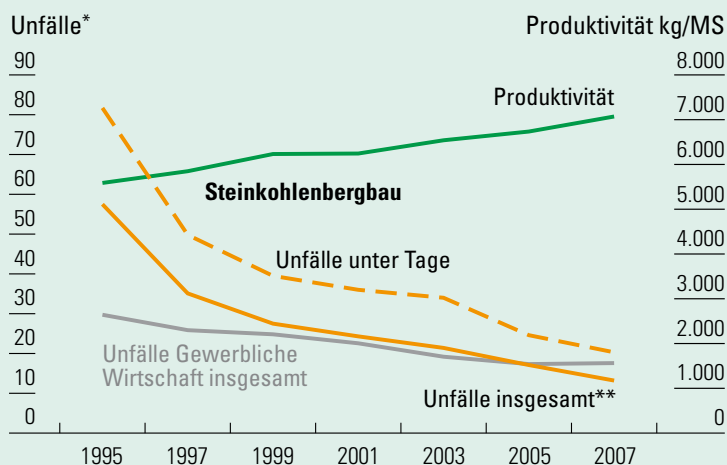
nimmt der in Deutschland erreichte Standard der Arbeitssicherheit eine Spitzenstellung ein. Große Grubenunglücke, wie es sie früher einmal auch in deutschen Revieren gab und wie sie in anderen Ländern heute noch immer wieder geschehen, können hierzulande nahezu ausgeschlossen werden. Die dafür erforderlichen Investitionen sind allerdings auch ein Kostenfaktor, den die Steinkohlenproduzenten in Ländern mit geringeren Standards der Arbeitssicherheit nicht zu tragen haben.

Die weltweit führende Sicherheitstechnik und die umfassende Strategie der RAG Deutsche Steinkohle zur Arbeitssicherheit

und im Gesundheitsschutz haben dazu geführt, dass bei steigender Produktivität die Zahl der Arbeitsunfälle in allen Betriebsbereichen erheblich reduziert werden konnte. Dies gilt nicht nur absolut, sondern auch relativ zur rückläufigen Produktion und auch im Vergleich zu anderen Industriezweigen. Die Unfallzahlen im deutschen Steinkohlenbergbau lagen 1997 noch über dem Durchschnitt der gesamten gewerblichen Wirtschaft. Seitdem konnte die Zahl der Unfälle je einer Million geleisteter Arbeitsstunden um rund 62% gesenkt werden. Sie lag damit im Jahr 2007 mit 13,2 unter dem Durchschnitt für die gesamte gewerbliche Wirtschaft in Deutschland (17,4 Unfälle je einer Million Arbeitsstunden). Diese Erfolge beruhen nicht nur auf individueller Unfallprävention, sondern auch auf systematischen Investitionen zur Verbesserung der Arbeitsbedingungen, hohem spezifischen Know-how und betrieblicher Prioritätensetzung beim Gesundheitsschutz. Schon seit 1991 ist im Unternehmensleitbild verankert, dass Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz der Mitarbeiter den gleichen Stellenwert haben müssen wie Produktion und Wirtschaftlichkeit.

Durch die ständige Verbesserung der Arbeitsbedingungen – insbesondere durch die verbesserte Staubbekämpfung – tritt auch die früher typische bergmännische Berufskrankheit, die Silikose, heute praktisch nicht mehr neu auf.

Unfallrückgang im Steinkohlenbergbau (1995 bis 2007)



* Gesamtzahl je 1 Mio. Arbeitsstunden; ** nur unter Bergaufsicht stehende Unternehmensteile

Quelle: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung; RAG

Die komplexen Bewetterungssysteme der Gruben, die strengen technischen Vorkehrungen zum Schutz vor Wassereinbrüchen oder Gebirgsschlägen sowie das weit ausgebaute, auf modernste Informations- und Kommunikationstechnologie gestützte sicherheitstechnische Messwesen erfordern allerdings aufwendige investive Maßnahmen. Diese betragen wert-

mäßig ein Vielfaches der Kosten für die individuelle Unfallprävention. Es bleibt eine Herausforderung für den Steinkohlenbergbau, diese Erfolge bei der Arbeitssicherheit auch im weiteren Anpassungsprozess fortzuschreiben, das hierzulande gewonnene sicherheitstechnische Know-how zu bewahren und anderen Kohleländern verfügbar zu machen.

Pragmatischer Tarifabschluss 2008

Einen wesentlichen Beitrag für eine sozialverträgliche Belegschaftsanpassung muss auch die Tarifpolitik leisten. Das wird von beiden Tarifparteien des Steinkohlenbergbaus anerkannt. Der im April 2008 zwischen dem Gesamtverband Steinkohle und der IG BCE erzielte neue Tarifabschluss für den deutschen Steinkohlenbergbau für den Zeitraum vom 1. Januar 2008 bis zum 31. Dezember 2010 hat ausdrücklich der Zielvorgabe Rechnung getragen, den Anpassungsprozess unter Einhaltung des durch die neuen kohlepolitischen Weichenstellungen vorgegebenen Finanzierungs- und Kostenrahmens weiterhin sozialverträglich gestalten zu können. Dadurch war der Spielraum für Tarifanhebungen von vornherein eng begrenzt. Die dem Steinkohlefinanzierungsgesetz zugrunde gelegte Planung wurde durch den neuen Abschluss eingehalten.

Zusätzlich haben die Tarifparteien des deutschen Steinkohlenbergbaus 2008 eine tarifpolitische Grundsatzvereinbarung getroffen. Beide Seiten bekräftigen danach, dass der mit dem Steinkohlefinanzierungsgesetz und der damit korrespondierenden Bergbauplanung festgelegte Rahmen eine konsequente Einhaltung der Personalanpassungs- und Kostenziele erfordert, um den weiteren Anpassungsprozess sozialverträglich gestaltbar zu machen. Das wird nur durch die Kombination einer effektiven Nutzung der bestehenden Maßnahmen mit neuen personalpolitischen Instrumenten zu erreichen sein. Daher ist es unvermeidlich, die bestehenden tarifvertraglichen und betrieblichen Rahmenbedingungen künftig so zu gestalten, dass in allen Betriebsbereichen ein möglichst flexibler Einsatz der Belegschaft in der erforderlichen Qualität und Quantität zur richtigen Zeit erfolgen kann, ohne den zur Verfügung stehenden Finanzrahmen zu überschreiten. Zum Aus-

Eckpunkte Tarifabschluss 2008

Für die vereinbarte Laufzeit von 36 Monaten werden die tariflichen Löhne und Gehälter nach vier Nullmonaten ab dem 1. Mai 2008 um 3,4% erhöht. Ab dem 1. Mai 2009 erfolgt eine Erhöhung um 2,0%. (Hinzu kam eine Einmalzahlung im Mai 2008 von 300 € für Arbeiter und Angestellte sowie von 120 € für Auszubildende.) Die bereits in den Vorjahren vereinbarte Kürzung des Weihnachtsgeldes ist dagegen für die Jahre 2008 bis 2012 fortgeschrieben worden. Immerhin konnte den Arbeitnehmern des Steinkohlenbergbaus nach Jahren der Lohnzurückhaltung ein teilweiser Inflationsausgleich gewährt werden.

gleich von Belegschaftsüberhängen und -unterdeckungen müssen alle geeigneten betrieblichen Maßnahmen zielgerichtet zur Anwendung kommen. Die Tarifparteien des Steinkohlenbergbaus verpflichten sich deshalb, die Voraussetzung für derartige betriebliche Maßnahmen zu schaffen. Diese sollen gegebenenfalls durch tarifliche Regelungen ergänzt werden. Außerdem soll dafür gesorgt werden, dass die Umsetzung derartiger Maßnahmen ohne Zeitverzug erfolgen kann, sobald die betrieblichen Verhältnisse es erfordern.

Kompetenz-Management: Wissen sichern, Know-how bewahren, Zukunft gestalten

„Bergbau ist nicht eines Mannes Sache“ – diese allseits bekannte Weisheit lässt sich auch und gerade auf die technische Entwicklung des deutschen Steinkohlenbergbaus im Jahr 2008 anwenden. Denn im Mittelpunkt dieser von ständiger technischer Weiterentwicklung geprägten Branche stand – und steht – vor allem eins: Die Sicherung des Know-hows einer rasch schrumpfenden Belegschaft. Und Johan Mathesius Weisheit von 1562 – *„Wer Bergwerck bawen will, der muß gelt oder arbeytsame hende haben...“* – könnte man heute so ergänzen: *„...aber auff jeden Fall kluge Köpff.“*

Die Aufgabe ist rasch umrissen: Allein nach den kohlepolitischen Vereinbarungen von 1997 verließen bis 2005 rund 48.000 Mitarbeiter die damalige DSK – fast 60% der Belegschaft. Und bis zum Jahr 2012 wird nach den Vereinbarungen aus 2007 nur noch die Hälfte der gegenwärtig noch rund 30.000 Mitarbeiter im deutschen Steinkohlenbergbau arbeiten. Mit den Beschäftigten aber gehen ihr Wissen, ihre Erfahrungen, ihre Kenntnisse und ihre Problemlösungskompetenz aus vielen Jahrzehnten Berufsleben verloren – wenn man nicht vorher gegensteuert.

Und der deutsche Steinkohlenbergbau steuert gegen: Bereits seit 2001 organisiert die heutige RAG

gezielt und systematisch die Know-how-Sicherung (KHS): ein Kompetenz-Managementsystem, das den Wissensverlust durch den dramatischen Personalabbau ausgleicht, indem es den Einsatz und die Entwicklung vorhandener Kompetenzen steuert. Kern der KHS ist eine inzwischen höchst umfangreiche Form von Wissens-Management, in dessen Mittelpunkt bei seinem Aufbau die Kernfrage stand: Wer kann was?

Um das systematisch zu erfassen, entstanden zunächst ein Katalog Bergbau-relevanter Kenntnisse und Fähigkeiten und ein EDV-System, die diese Know-how-Liste nutzerfreundlich abbilden und verwalten. Am Ende der zweijährigen Versuchsphase standen eine Matrix von rund 5.000 Einzelqualifikationen für den gewerblich-technischen Bereich und 1.200 Fach- und Methodenkompetenzen für den Bereich der Fach- und Führungskräfte. Sieben Jahre nach dem Start bildet KHS inzwischen das Wissen und Können von 95% der Belegschaft ab.

Aus diesem umfangreichen Qualifikationskatalog wurden dann detaillierte Kompetenzprofile für jeden Mitarbeiter angelegt. Sie werden seither fortlaufend gepflegt und aktualisiert. So ist jederzeit ein realistischer Überblick über das vorhandene Know-how der Belegschaft möglich. Ziel ist es, jeden

Mitarbeiter am für ihn richtigen Platz gemäß seiner Fähigkeiten optimal einsetzen zu können.

Doch nicht nur das: Neben dem Überblick, wer was kann, ist es aber auch wichtig zu wissen, welche Kompetenzen und Erfahrungen wo und wann verloren gehen, wenn jemand das Unternehmen verlässt. Damit sollen die Folgen der Anpassungen im Steinkohlenbergbau – der Wissensverlust – aufgefangen werden. Diese Matrix, die die vorhandenen Qualifikationen erfasst und abbildet, verfügt auch über einen Berechnungsanteil. Damit können die Personalplaner zukünftige Entwicklungen durch Personalabbau, Umstrukturierungen im Abbaubetrieb und andere Faktoren simulieren und ihre Auswirkungen auf die Mitarbeiterstruktur vorausberechnen. Prognosen an die künftigen Anforderungen des Wissens und Könnens der Mitarbeiter werden so möglich, Fehlsteuerungen können vermieden und Know-how-Verluste minimiert oder gar ausgeglichen werden.

Zu wissen und zu steuern, was jeder Einzelne im Unternehmen beitragen kann, ist das eine. Das andere ist es zu wissen, was er beitragen könnte: Welches Potenzial steckt in welchem Mitarbeiter, wie kann das Unternehmen ihn fördern, um ihn seinen Möglichkeiten entsprechend künftig noch besser einsetzen zu können und so auch den Personalbedarf weiterhin bestmöglich zu decken?

Neues Berufsfeld: Bergbautechnologe

Den veränderten Rahmenbedingungen für den Steinkohlenbergbau sowie dem Strukturwandel der bergbaulichen und bergbaunahen Berufstätigkeiten in Deutschland muss auch die Ausbildungspolitik Rechnung tragen. Derzeit läuft das Verfahren zur Neuordnung der Ausbildung des bisherigen Bergmechanikers zum/zur „Bergbautechnologen/-technologin“. Die bisherige Ausbildungsordnung von 1989 entspricht nicht mehr den aktuellen Anforderungen. Die Änderung der Berufsbezeichnung in „Bergbautechnologe/Bergbautechnologin“ soll zum Ausdruck bringen, dass die Berufsausübung die Beherrschung komplexer technischer Prozesse beinhaltet. Dafür werden beispielsweise umfassendere Grundlagen in der Metallbearbeitung nicht mehr benötigt. Die bisherige Bezeichnung Bergmechaniker suggerierte zudem eine so nicht mehr haltbare inhaltliche Nähe zum Berufsbild des Industriemechanikers. Gleichzeitig sind durch neue wirtschaftliche und technologische Entwicklungen neue

Beschäftigungsfelder entstanden, die für die Berufsausbildung erschlossen werden sollen (insbesondere in der Erdwärmegewinnung). Noch geprüft wird, ob das Berufsbild des Bergbautechnologen auf einen Monoberuf ausgerichtet wird oder die Bildung zweier Fachrichtungen erforderlich ist. Erörtert werden eine Fachrichtung „Tiefbohrtechnik“ und eine Fachrichtung „Tiefbautechnik“. Die Tiefbohrtechnik hätte Schwerpunkte in Fragen der Geologie sowie der Bohrlochkonstruktion und -kontrolle zu setzen. Die Tiefbautechnik hat neben dem Steinkohlenbergbau hierzulande Einsatzfelder nach wie vor im Kali-, Deponie-, Sanierungs- und zukünftig wieder im Erzbergbau. So müsste sie ihre Ausbildungsinhalte auch auf Fragen des Grubengebäudes sowie der Bewetterungs- und Klimatechnik richten, die für die Tiefbohrtechnik kaum relevant sind. Für die zweite Jahreshälfte 2009 wird der Abschluss der neuen Ausbildungsordnung angestrebt.

Kenntnisse und Potenziale zu entwickeln und ihm die Qualifizierung für anspruchsvollere oder andere Tätigkeiten und Einsatzgebiete zu ermöglichen. Das hilft den Mitarbeitern, der beständig erforderlichen Neuorientierung durch Flexibilität besser begegnen zu können. Vorgesetzte und Personalfachleute haben einen zuverlässigen Überblick, welche Wissensverluste wo und wann durch den Personalabbau zu erwarten sind und wie sie durch Umstrukturierung und strategische Personalplanung kompensiert werden können. So gewährleistet das KHS-System einen ordnungsgemäßen Betrieb des deutschen Steinkohlenbergbaus bei effizientem Know-how-Einsatz auch in Zeiten beständig schrumpfender Mitarbeiterzahlen in der weiteren Anpassung.

Mit ihrem erfolgreichen Kompetenz-Managementsystem hat sich die RAG an der Initiative der Bundesregierung „Partner für Innovation“ beteiligt und wurde damit als „Best-Practice-Beispiel“ im Bereich „Wissensträger Mensch“ aufgenommen.

Eine andere Form des Wissens- und Kompetenz-Managements findet ihren Einsatz in einem lebenswichtigen Bereich des deutschen Steinkohlenbergbaus: im Grubenrettungswesen. Dort sind die Erfahrungen und das Wissen aus jahrzehntelanger Praxis gemeinsam mit der DMT in eine Datenbank mit inzwischen über 3.000 Quellen in Papierform und 7.000 Dateien und Bildern eingegangen. Nicht ohne

So greifen die Personalplaner und -entwickler vor Ort ebenso wie in der zentralen strategischen Personalabteilung immer wieder auf KHS zu: Zum einen, um gezielt nach Mitarbeitern mit akut benötigtem Spezialwissen zu suchen und zum anderen, um absehen zu können, welche Fachleute mittelfristig wo gebraucht werden. Damit wird auch

der Bedarf an Qualifizierungen und Weiterbildungsmaßnahmen individuell festgelegt und geplant.

Neben den Profilen für jeden einzelnen Mitarbeiter gibt es auch Soll-Profile für einzelne Positionen oder komplette Abteilungen. Damit ist es möglich geworden, jeden Einzelnen noch besser und gezielter zu fördern, seine bislang ungenutzten

Grund ist der deutsche Steinkohlenbergbau der mit weitem Abstand Sicherste der Welt.

Das spezifische Wissen um untertägige Risiken, Gefahren und ihre sichere Beherrschung bilden den Kern der Datenbank. Darauf greifen die Betriebsleitungen und Wetteringenieure vor Ort zu, um im Ernstfall mit dem gesammelten Wissen von Jahrzehnten schnell und sicher handeln und entscheiden zu können. Diese spezielle Know-how-Sicherung wurde deshalb auch mit dem Forschungspreis der Deutschen Steinkohle AG ausgezeichnet. Diese Art des Wissensmanagements wird auch in weiteren Kompetenzbereichen der RAG angewendet, z. B. im Bereich der Gebirgsmechanik. Inzwischen sind aus dieser Arbeit im VGE-Verlag zwei Bücher erschienen.

Kompetenz in Sachen Kohle – das ist natürlich auch beständige Forschung und Entwicklung (F+E). Diese F+E im deutschen Steinkohlenbergbau erfolgt traditionell und in bewährter Weise seit Jahrzehnten in enger Zusammenarbeit mit Zulieferern, Hochschulen und anderen Forschungseinrichtungen. Sie ist der Garant für den weltweit führenden Standard des im untertägigen Abbau eingesetzten Geräts. Ein Beispiel dafür ist der Gleithobel GH42 und die Geschichte seiner technischen Entwicklung.

Die Gleithobeltechnik ist seit etwa 15 Jahren Standard bei der RAG. Sie konnte aber bislang nicht überall eingesetzt werden – vor allem nicht in geologisch schwierigen Abbaubetrieben. Denn die Leistungsfähigkeit der schälenden Gewinnung ist – anders als bei der schneidenden Gewinnung – sehr



Gleithobel GH42



Grubenwehrmann bei einer Übung

stark abhängig von der Kohlen- bzw. der Bergefestigkeit im Flöz. Die Anwendbarkeit der schälenden (Hobel-)Gewinnung hängt besonders von der Schneidbarkeit des Nebengesteins im Liegenden wie im Hangenden ab. Durch die Weiterentwicklung der Hobeltechnik in Verbindung mit Antriebstechnik, Rückeinrichtungen und Steuerungen, Sensorik, Maschinen- und Anlagenteilen sowie Ketten dringt der Einsatz von Hobeln jetzt auch in geologisch schwierige Flöze vor.

Mit dem GH42 konnte eine Steigerung der Gewinnungsleistung um mehr als 100% erreicht werden. Ergebnis der F+E auch im untertägigen Einsatz des Prototypen sind

AIMS – ein Beispiel für die Zusammenarbeit mit Wissenschaft und Forschung

An dieser Stelle sei beispielhaft für die vielen Felder, auf denen der deutsche Steinkohlenbergbau hier tätig ist, die „Aachen International Mining Symposia“ (AIMS) des Instituts für Bergbaukunde I an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH Aachen) genannt. Im Mai 2008 fand dort das 6. internationale Kolloquium „Anker- ausbau im Bergbau & Injektionstechnik und Streckenausbau“ statt.

Anhand der Chronologie der Kolloquien und Vorträge von 1987 bis 2008 zeigt sich, wie sich die Anwendung des Ankerbaus im deutschen Steinkohlenbergbau durchgesetzt hat. Bis zur Jahrtausendwende wurde diese Technik des

Streckenausbaus in ihrer Perspektive als dominierende Anwendung noch skeptisch betrachtet. In zunehmender Teufe und bei zunehmendem Durchbaugrad der Lagerstätte wurde sie als immer schwieriger umsetzbar erachtet. In den folgenden Jahren und durch die entsprechende technische Weiterentwicklung erwies es sich jedoch, dass der Ankerausbau in Kombination mit dem stählernen Bogenausbau oder mit dem stählernen Türstock im Streckenausbau der RAG nicht mehr wegzudenken ist.

Hingewiesen wurde auf einige technische Meilensteine des heute für die RAG wesentlichen Systems im Streckenausbau. Technischer Fortschritt sowie Weiterentwicklungen der Komponenten im Kombiausbau – Gleitbogenausbau, Baustoffhinterfüllung, Ankerausbau und Gebirgsinjektion – bilden in ihrer Gesamtheit den modernen Hochleistungsausbau

eine stetige innovative Ingenieurs- tätigkeit in einer großen Anzahl von Forschungsarbeiten, ihrer Umsetzung in der Praxis und daraus resultierend immer weiteren Verbesserungen. So erst wurde es möglich, dass die fortschreitende Standardisierung der RAG im Rahmen der Technikstrategie und die hohen ausbautechnischen Anforderungen der Abbaubegleitstrecken

den Kombiausbau als Standard für die zukünftigen Streckenauffahrungen definiert haben.

In einer ganz aktuellen Entwicklungslinie im System Streckenausbau wird derzeit im Rahmen eines Forschungsprojekts an einem so genannten aufspritzbaren Verzug – einem polymeren Baustoff – gearbeitet. Dieser Baustoff

soll parallel zu den Schneidarbeiten vor Ort aufgebracht werden. Schon während des Aushärtevorgangs des Baustoffs kann dann mit so genannten One-Step-Ankern das Gebirge abgeankert und damit gesichert werden, ohne dass ein Mitarbeiter den Vorortbereich betreten muss.

Damit stellt diese Idee eine weitere Möglichkeit dar, den Streckenvortrieb beim Arbeitsvorgang Ausbauen zu mechanisieren bzw. zu automatisieren.



Kombiausbau

für Abbaustrecken. Dieser Kombiausbau gilt inzwischen unstrittig als geeignet für große Teufen von mehr als 1.000 m. Er hat auf Grund der wachsenden gebirgsmechanischen Anforderungen in der deutschen Lagerstätte in seiner Anwendungsbreite stetig zugenommen. Waren es in 2000 erst 12%, so lag der Anteil in 2007 bei 57% – Tendenz weiter steigend.

Die vielen Schritte auf dem Weg dorthin waren nur möglich durch

u. a. eine erhöhte drehzahlgesteuerte Antriebsleistung. Sie lässt den Hobel sanfter anlaufen und schont damit die Hobelkette. Alles in allem ermöglichte diese F+E eine Standardisierung auf die verbesserte Hobelanlage, die unter schwierigen Bedingungen eine deutliche Leistungssteigerung bei deutlich geringerem Verschleiß ermöglicht – Kompetenz in Sachen Kohle eben. Insgesamt sind inzwischen acht Anlagen dieser neuen Hobelgeneration bei der RAG im Einsatz; weitere sind in der Beschaffung.

Kompetenz in Sachen Kohle – dazu gehört auch, wie schon erwähnt, die enge und kontinuierliche Zusammenarbeit mit Einrichtungen der Wissenschaft und Forschung. „Bergbau ist nicht eines Mannes Sache“ – und Kompetenz in Sachen Kohle auch nicht. Sie ist das komplexe Ergebnis von dem Einsatz und dem Know-how aller Mitarbeiter, einer engen Zusammenarbeit aller Beteiligten – vom Kumpel vor Ort bis zum Hochschul-Professor – und

Neue Hobeltechnik GH 42

Mit dem Gleithobel GH42 (Gleithobel mit 42er Hobelkette) wurde eine neue, sehr leistungsfähige Gewinnungsmaschine insbesondere für harte Kohle entwickelt. Das Besondere ist seine Führung und Steuerung: Der GH42 gleitet praktisch durch die Kohle. Neben der kohlenstoßseitigen Führung des Hobelkörpers und der Kettenführung sorgen so genannte Auslegersteuerungen dafür, dass der Hobel bei der Vorbeifahrt entweder tauchen oder klettern kann – also stets optimal in der Kohle geführt wird.

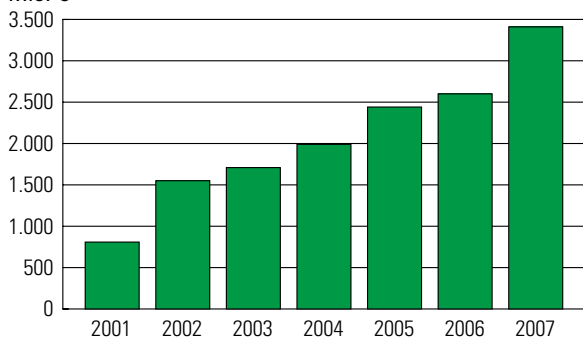
Der erste Untertageeinsatz des GH42-Prototyps erfolgte bereits vor vier Jahren im Flöz H des Bottroper Bergwerks Prosper-Haniel, einem Betriebspunkt mit sehr anspruchsvoller Geologie. Dort sammelten die Entwickler viele Erfahrungen und Erkenntnisse in weitere Verbesserungsmöglichkeiten. Die Erwartungen an die verbesserte Hobeltechnik wurden mehr als erfüllt. Während der gesamten Abbauezeit von zehn Monaten brachte der Erstbetrieb des GH42 eine Förderleistung von 6.100 t Kohle am Tag – insgesamt rund 1,1 Mio. t.

In einem anderen Flöz erreichte die Anlage darauffolgend Spitzenwerte von 10.322 Tagestonnen verwertbarer Förderung, einem Abbaufortschritt von 10,50 m am Tag und einem Flächenverhieb von 12,46 m² in der Minute. Diese Anlage läuft nach wie vor und hat bisher etwa 5 Mio. t Rohkohle gewonnen. Ihre verschleißfeste Ausführung ermöglichte mehrmalige Direktumzüge ohne zeit- und kostenaufwändige Zwischeninstandsetzung.

Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie

Gesamtproduktion

Mio. €



Quelle: VDMA, 2008

dem Antrieb zur stetigen Weiterentwicklung und Verbesserung sämtlicher Arbeitsvorgänge. Nur so kann und wird der deutsche Steinkohlenbergbau seine Weltspitzenstellung halten: „Kompetenz in Sachen Kohle – Made in Germany“.

Für die deutschen Bergbaumaschinenhersteller war 2007 ein außerordentlich erfolgreiches Jahr; das Jahr 2008 hat sich bis zur Jahresmitte bislang zufriedenstellend entwickelt. Nach Angaben des Fachverbands Bergbaumaschinen- und Anlagenbau (VDMA) be-

scheren der Rohstoffboom und die Entwicklung der Volkswirtschaften vor allem in China, Russland und Indien den Anbietern deutscher Bergbautechnik seit Jahren volle Auftragsbücher.

Die rund 120 im Fachverband organisierten Unternehmen erzielten 2007 mit etwa 16.500 Beschäftigten einen Umsatz von nahezu 3,5 Mrd. €. Die Produktion konnte von 1,78 Mrd. € im Jahr 2002 auf 3,41 Mrd. € im Jahr 2007 so gut wie verdoppelt werden. Der Exportanteil stieg in diesem Zeitraum

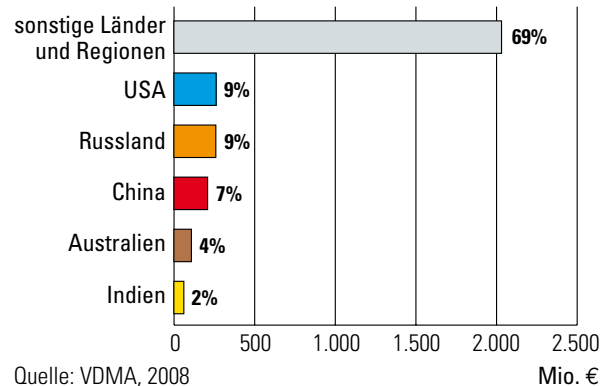
von 70 auf 86%. Die wichtigsten Absatzgebiete für die Branche sind Amerika, Russland und China. Die Angebotspalette deutscher Bergbaumaschinen ist umfassend – von Gewinnungsmaschinen für den Kohlenbergbau über den Industrie-Mineralien- und Erzbergbau bis zur Aufbereitungstechnik. Gegenüber den deutlichen Vorjahressprüngen bei Auftragseingang und Umsatz wird die Branche nach eigener Einschätzung im Jahr 2008 eine Atempause einlegen und sich 2009 wieder weiter aufwärts entwickeln.

Die Stärke der deutschen Bergbautechnik-Unternehmen liegt vor allem in ihrer Beweglichkeit und hohen Innovationskraft. So haben deutsche Anbieter mit modernster Frequenzrichtertechnik – etwa bei

Pumpen und Abbaumaschinen – einen erheblichen Sprung nach vorn gemacht. Je nach sich verändernden Einsatznotwendigkeiten und geologischen Gegebenheiten sind die Maschinen dadurch variabel einsetzbar und zugleich deutlich leistungsstärker geworden.

Die Kreativität und Fähigkeit der deutschen Anbieter, sich stets aufs Neue und im Voraus auf den sich verändernden Kundenbedarf einzustellen, ist die entscheidende Stärke der Bergbautechnik „Made in Germany“. Diese hat sich zusammen mit dem deutschen Steinkohlenbergbau und seinen anspruchsvollen Abbaubedingungen als Referenzbasis zu einer international wettbewerbsfähigen und absatzstarken Branche entwickelt. Zudem sind die Firmen ständig da-

Exporte 2007: 2.933 Mio. €



bei, ihren Kunden-Radius zu erweitern. So entwickelt sich gegenwärtig im Sub-Sahara-Afrika (Kongo, Namibia, Sambia), im fernen Osten der GUS-Staaten (Jakutien) oder auch in der Mongolei ein bedeutender Bergbau, in dem modernste Technik eingesetzt wird. Zugleich entwickeln sich langjährige und beständige Abnehmer deutscher Bergbautechnik wie beispielsweise China zunehmend zum Anbieter und damit Konkurrenten deutscher Bergbaumaschinenhersteller. Daher ist es für die deutsche Branche lebenswichtig, den Technologie- und Know-how-Vorsprung zu halten und nach Möglichkeit weiter auszubauen. Forschung und Entwicklung sowie engste Zusammenarbeit zwischen Wissenschaft, Bergbau und Bergbautechnik spielen dafür eine ebenso große Rolle wie der Wissenstransfer und das Wissens-Management.

Deutsche Bergbaumaschinen-industrie



Moderne Bergbau-Transporttechnik

Steinkohlenmarkt in Deutschland

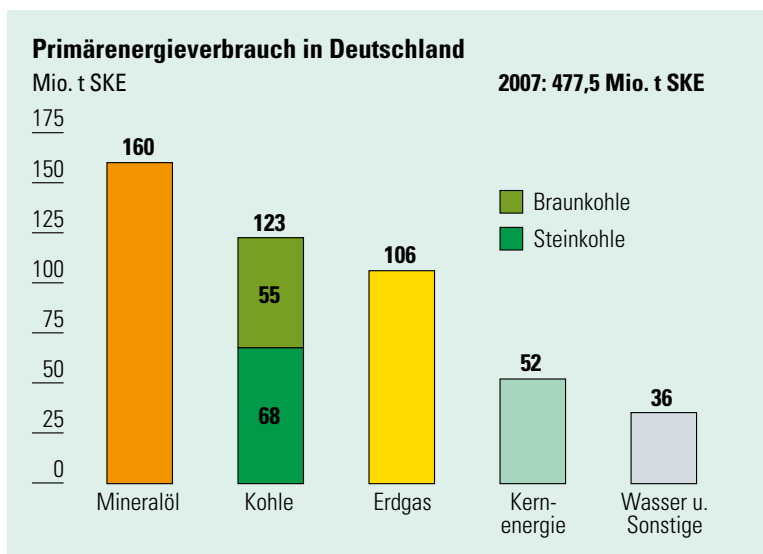
Der Steinkohlenverbrauch in Deutschland hat im Jahr 2007 mit knapp 68 Mio. t SKE (Steinkohleneinheiten) gegenüber den Vorjahren wieder zugelegt (+1,3% gegenüber 2006). Mit einem Anteil von gut 14% am Primärenergieverbrauch leistete die Steinkohle damit wie seit Jahren nach dem Mineralöl (34%) und dem Erdgas (22%), aber vor der Braunkohle (12%), der Kernenergie (11%) und allen erneuerbaren Energien zusammen (7%) den drittgrößten Beitrag zur nationalen Energiebedarfsdeckung.

2008 wird der Steinkohlenverbrauch voraussichtlich etwas geringer ausfallen als 2007. Die Hauptabsatzbereiche der Steinkohle sind nach wie vor der Einsatz von Kraftwerkskohle zur Stromerzeugung (2007: 72%) sowie als Koks

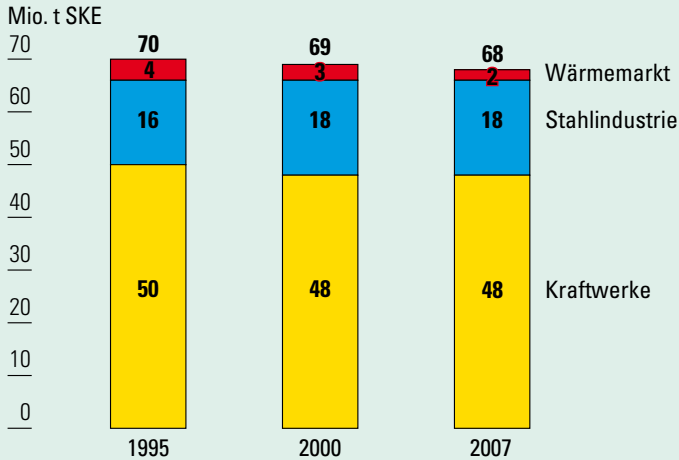
und Koks für die Verhüttung in der Stahlindustrie (26%). Zumindest in der Stromerzeugung dürfte der Bedarf auf Grund der vor allem im Vergleich zum Erdgas verbesserten preislichen Wettbewerbsfähigkeit der Steinkohle in naher Zukunft stabil bleiben. Der Bedarf der Stahlindustrie ist stärkeren konjunkturellen Einflüssen ausgesetzt. Er hat sich in der jüngeren Vergangenheit aber ebenfalls als stabil erwiesen. Die übrige Absatzmenge (2%) geht hauptsächlich in den Wärmemarkt. Dort werden speziell Anthrazitkohlen – von einem relativ geringen Absatzniveau in den Vorjahren ausgehend – zunehmend stark nachgefragt (2007: +14% gegenüber 2006). Der Grund ist ihr hoher Heizwert und die verbesserte Wirtschaftlichkeit durch die enorm

gestiegenen Öl- und Gaspreise. Möglicherweise wird die Kohlenutzung im deutschen Wärmemarkt künftig wieder eine größere Rolle spielen. In diesem Marktsegment behauptet sich die heimische Anthrazitkohle subventionsfrei.

Dagegen ist die Zukunft der Treibstoffgewinnung aus Steinkohle in Deutschland vorerst ungewiss. Sie könnte an die einstmalig hierzu hoch entwickelte Technologie der Kohlehydrierung anknüpfen, die in einer Reihe von anderen Ländern wie in China oder den USA mittlerweile bedeutende Projekte zur Folge hat. Solche Pläne werden zwar in Anbetracht der hohen Preise und Unsicherheiten im Ölsektor als Alternative zum Mineralöl zunehmend diskutiert. Sie sind in Deutschland aber bisher nicht konkretisiert worden und haben noch zu keinem Steinkohlenverbrauch geführt. Sie stoßen zudem auf starke klimapolitische Vorbehalte, da mehr CO₂ emittiert wird als bei der Verwendung von Rohöl. Allerdings könnte die direkte wie die indirekte Kohleverflüssigung mit einer CO₂-Abscheidung verknüpft werden. Ohne adäquate politische Rahmensetzung und Unterstützung sind Investitionen in CTL (Coal-to-Liquids) nicht realisierbar. Dieses Absatzpotenzial bleibt für die Kohle in Deutschland daher vorerst noch Zukunftsmusik. Internationale Entwicklungen und Impulse sowie Überlegungen zu einer nationalen Rohstoffstrategie könnten es in einem neuen Licht erscheinen lassen.



Steinkohlenverbrauch in Deutschland



Erdgasgewinnung (13%) und weit vor der Windkraft (4%), der Wasserkraft (2%) und der Solarenergie (< 1%). Die öffentliche Wahrnehmung ist hierbei oft asymmetrisch. Während die gegenwärtige Bedeutung der heimischen Kohle, zumal die der Steinkohle für die Energiegewinnung und den Energieverbrauch in Deutschland häufig unterschätzt wird, wird der faktische Beitrag der regenerativen Energien überschätzt. Falsch eingeschätzt wird häufig auch der Subventionsbedarf, der entstehen würde, wenn heimische Steinkohle verstärkt durch erneuerbare Energien ersetzt würde. Bezogen auf die Kilowattstunde liegt die Durchschnittsvergütung für die Einspeisung von Strom aus regenerativen Energiequellen gemäß dem EEG bei knapp 11 ct. Nach wissenschaftlichen Berechnungen der Fachhochschule Aachen aus dem Jahr 2007 enthält sie einen Subventionsanteil von gut 7 ct/kWh. Der ist damit

Durch die Rückführung des heimischen Steinkohlenbergbaus hat die Importsteinkohle auf dem deutschen Steinkohlenmarkt seit ein paar Jahren eine dominierende Stellung errungen. 2007 wurden bereits rund 67% des inländischen Steinkohlenbedarfs aus Einfuhren gedeckt. Bei Koks Kohle und Koks liegt der Importanteil sogar schon bei fast 80%.

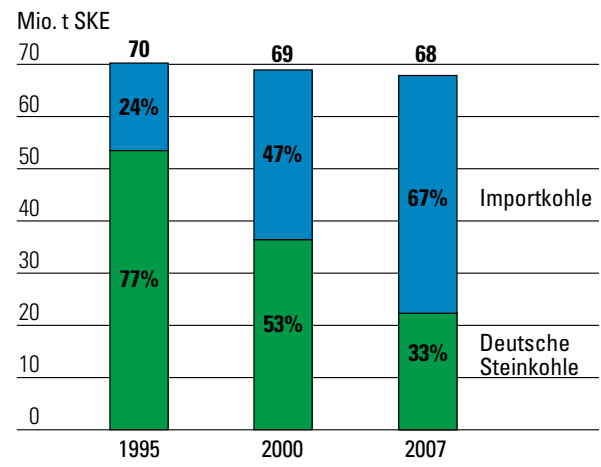
Trotz des anhaltenden Anpassungs- und Schrumpfungsprozesses konnte die inländische Steinkohlenförderung 2007 gegenüber dem Vorjahr sogar leicht auf 22 Mio. t SKE erhöht werden – nicht zuletzt durch die Steigerung der durchschnittlichen Schichtleistung unter Tage. Dies ist allerdings im längerfristigen Vergleich eine Ausnahme und wird es im Hinblick auf die weitere Zukunft auch bleiben.

Denn schon 2008 wird die Jahresförderung durch die planmäßigen Kapazitätsanpassungen und die außerplanmäßigen Produktionsausfälle im Saarrevier um etwa ein Viertel auf rund 17 Mio. t SKE zurückgehen. In den Folgejahren wird die Förderung planmäßig weiter sinken.

Gleichwohl hatte die heimische Steinkohle in 2007 mit rund 33% einen immer noch beträchtlichen Anteil an der Deckung des inländischen Steinkohlenbedarfs. Bei weiterer planmäßiger Anpassung wird ihr Anteil 2012 voraussichtlich bei 15 bis 20% liegen. Bei der Versorgung der Steinkohlekraftwerke in Deutschland lag ihr Anteil 2007 sogar noch bei 39%.

Bei der inländischen Primärenergiegewinnung lag die Steinkohle im Jahr 2007 mit einem Anteil von gut 16% noch vor der inländischen

Verbrauch heimischer und importierter Steinkohle in Deutschland

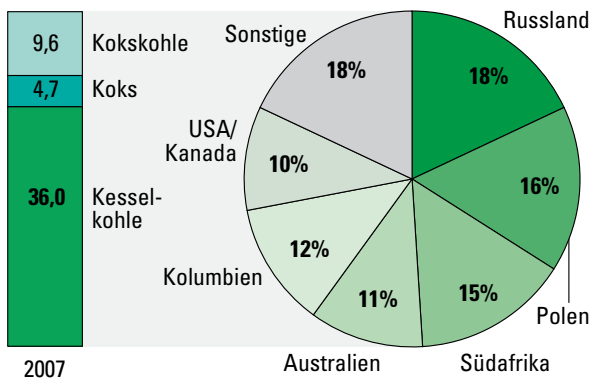


um das 2,8fache höher als die je kWh gerechneten Absatzhilfen für die Verstromung deutscher Steinkohle. Im Jahr 2008 hat sich dieser Unterschied voraussichtlich noch vergrößert.

Hinsichtlich der inländischen Vorräte an Energierohstoffen bleibt die Steinkohle ohnehin die bei weitem größte heimische Rohstoffquelle. Sie liegt sogar noch weit vor der Braunkohle, auch wenn die Frage, inwieweit die heimischen Steinkohlenvorkommen als wirtschaftlich gewinnbare „Reserven“ zu betrachten sind, vom politischen Finanzierungsrahmen abhängt und mit der Entwicklung der Förderkosten sowie der Weltmarktpreise schwankt. Unabhängig von der wirtschaftlichen Gewinnbarkeit sind jedoch immense, technisch gewinnbare Steinkohlenvorkommen von über 20 Mrd. t SKE unter deutschem Boden geologisch weiter vorhanden und verfügbar. Dies gilt jedenfalls, solange es einen leben-

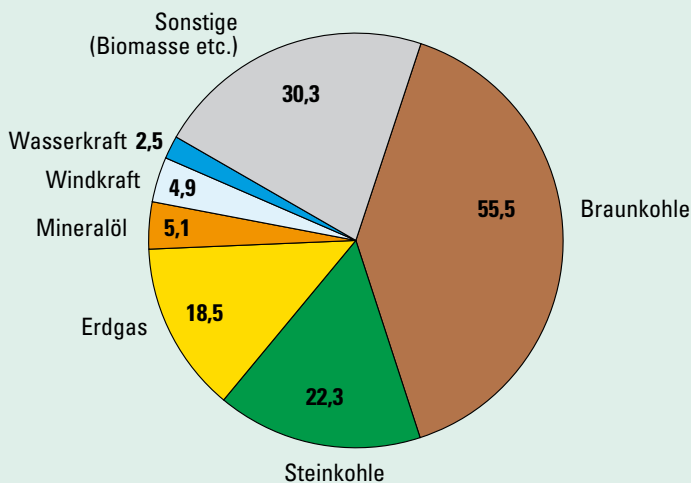
Einfuhren von Steinkohle und Koks nach Deutschland

2007: 50,3 Mio. t
Mio. t



Primärenergiegewinnung in Deutschland in Mio. t SKE

2007: 139,1 Mio. t SKE



den Steinkohlenbergbau mit dem entsprechenden Know-how für die heimischen Lagerstätten gibt.

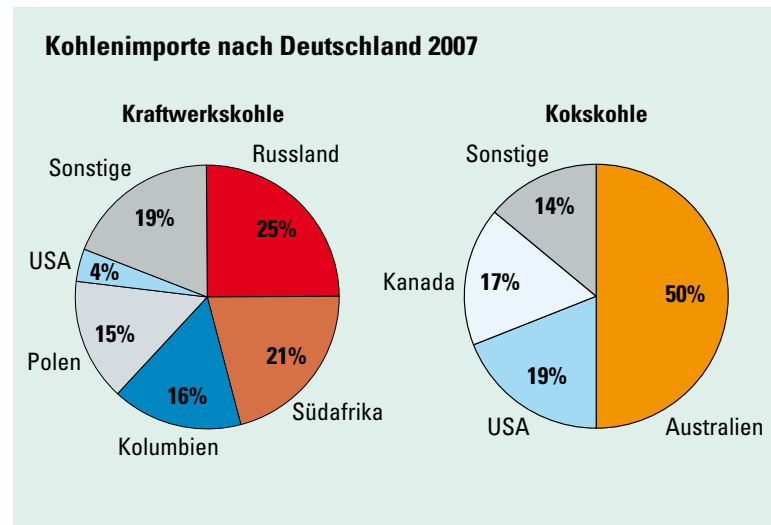
Infolge der neuen Rahmenbedingungen und veränderten Marktverhältnisse haben die Steinkohlenimporte nach Deutschland 2007 mit rund 50 Mio. t SKE eine neue Rekordhöhe erreicht. Der größte Teil der Steinkohlenimporte kommt zwar via Binnenschiff und Schienentransport aus anderen europäischen Ländern nach Deutschland. Nur rund 30% der Einfuhren werden über den Seeverkehr direkt geliefert. Die wichtigsten Exportlieferländer sind jedoch mit Ausnahme Polens keine EU-Mitgliedsstaaten. Der weit überwiegende Teil der Importlieferungen stammt aus Russland und Übersee.

Unterdessen haben nicht nur die Importmengen, sondern auch die Importpreise für Steinkohle in jüngster Zeit neue Rekordmarken erreicht. Hatten sich beispielsweise die Weltmarktpreise für Kraftwerkskohle 2007 gegenüber 2006 nur relativ geringfügig gesteigert (Anstieg der jahresdurchschnittlichen Grenzübergangspreise in Deutschland von 62 auf 68 €/t SKE), so sind sie seither geradezu explodiert – ähnlich wie die internationalen Öl- und Gaspreise. Ein Allzeithoch folgte dem nächsten, auch wenn es zwischenzeitlich Preisberuhigungen gab. Im Jahresdurchschnitt 2008 wird mit einem Grenzübergangspreis für Kraftwerkskohle von rund 110 €/t SKE gerechnet. Mitte Juli 2008

mussten Importe nach Nordwesteuropa am Spotmarkt aber in der Spitze vorübergehend schon deutlich über 200 \$/t bezahlt werden. Das entsprach einem Importpreis von bis zu 160 €/t SKE.

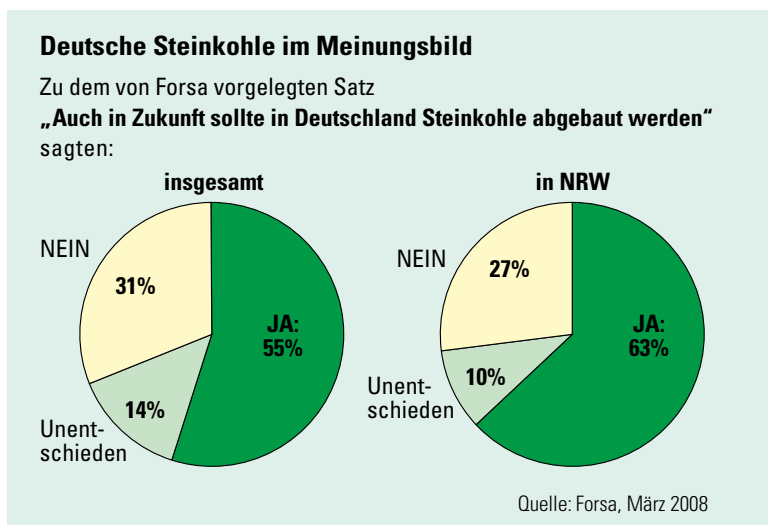
Bei hochwertigen Koks kohlen, insbesondere aus den australischen Provenienzen, haben sich die seit Mitte 2008 wirksamen neuen Jahresvertragspreise laut Presseberichten gegenüber der vorherigen Periode verdreifacht. Bei den Koksimporten, für die am Weltmarkt der Preis aus China die Maßstäbe setzt, sind die Preise 2008 ebenfalls in eine neuerliche Aufwärtsspirale geraten. Sie haben sich zur Jahresmitte gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelt.

Derartige Steigerungen der Weltmarkt- und Importpreise rücken auch die heimische Steinkohle ähnlich wie andere heimische Rohstoffvorkommen wieder an die



Grenze der Wettbewerbsfähigkeit heran, so nahe wie seit Jahrzehnten nicht. Das gilt auch und gerade für die heimische Koks kohle. Es führte im politischen Raum unter anderem zur Forderung nach Wiederaufnahme der Planungen und des Genehmigungsverfahrens

für das vorläufig unterbrochene Projekt Donar. Dabei geht es um das Vorhaben einer neuen, subventionfreien Koks kohlenzeche auf einem unerschlossenen Abbaufeld in der Nähe der Stadt Hamm mit einem Vorrat von rund 100 Mio. t hochwertige Kohle.



All dies hat die Diskussion über die Zukunft der heimischen Steinkohlenförderung neu beflügelt. Schon ein halbes Jahr nach Inkrafttreten des Steinkohlefinanzierungsgesetzes gab es in den Medien, so z. B. im ARD-Morgenmagazin vom 10. Juli 2008, eine Debatte über den „Ausstieg vom Ausstieg“ aus dem Steinkohlenbergbau. Bereits im März 2008 hatte bei einer repräsentativen Meinungsumfrage von Forsa zu der Aussage „Auch in Zukunft sollte in Deutschland Steinkohle abgebaut werden“ eine klare Mehrheit von 55% der befragten Bevölkerung mit „Ja“

geantwortet (in NRW sogar: 63%), dagegen waren lediglich 31% (in NRW: 27%). Wie ähnliche Umfragen in früheren Jahren gezeigt haben, wird von einer breiten Bevölkerungsmehrheit ein Auslaufen des Steinkohlenbergbaus und die völlige Preisgabe der heimischen Bodenschätze nicht gewünscht.

Das sind allerdings Momentaufnahmen von Stimmungsbildern in

der Öffentlichkeit. Die politische Entscheidung steht fest, eine Überprüfung des Ausstiegsbeschlusses für die heimische Steinkohle in 2012 vorzunehmen und die Entwicklung am Weltmarkt sowie der energiepolitischen Lage bis dahin abzuwarten. Für den Steinkohlenbergbau bleibt der politische Entscheidungsrahmen vorgegeben und wird nicht in Frage gestellt.

in Deutschland“ durchgeführt (siehe Zeitschrift für Energiewirtschaft 2/2007, S. 117 ff. und Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 4/2008, 54. Jg., S. 8-14). Das RWI sieht zwar für die Energieversorgung vorerst keine absoluten Knappheiten im Sinne unzureichender physischer Verfügbarkeit von weltweiten Energie- und Rohstoffvorkommen. Jederzeit möglich und bedrohlich für die von Importen abhängigen Verbraucherländer wie Deutschland seien jedoch relative Knappheiten durch Angebotsengpässe oder Unzuverlässigkeiten der Lieferanten. Um Versorgungsrisiken in diesem Sinne messbar zu machen, hat das RWI die Konzentration der deutschen Energieimporte nach Lieferländern untersucht (mittels des so genannten Herfindahl-Index). Dann hat es das jeweilige Risiko anhand der von der Bundesregierung offiziell verwendeten Hermes-Klassifizierung der politischen und wirtschaftlichen Stabilität von Handelspartnerländern bewertet.

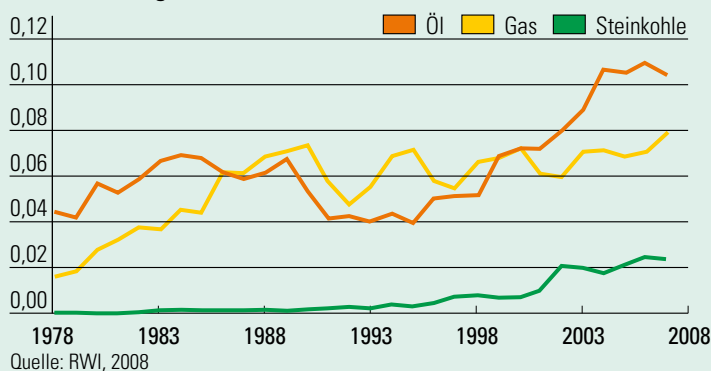
Versorgungsrisiken der Importabhängigkeit

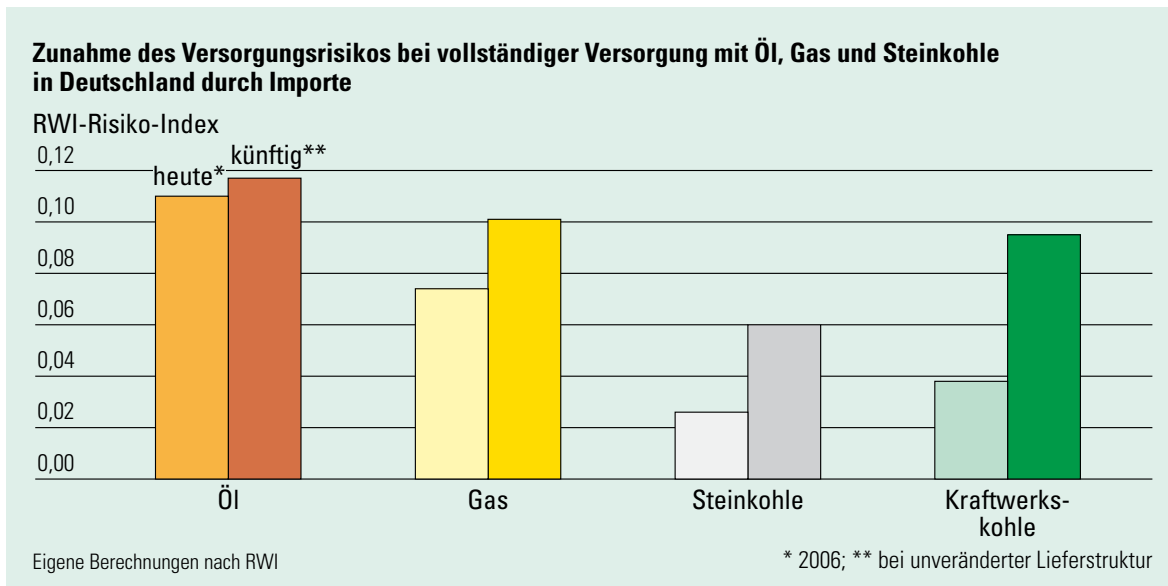
Neben den reinen Preisrisiken steigen auch die Versorgungsrisiken, die sich aus einer immer größer werdenden und möglicherweise schließlich totalen Importabhängigkeit ergeben. Zwar ist Deutschland gerade bei der Kohleverorgung gegenwärtig noch in einer energiepolitisch relativ komfortablen Situation. Dies gilt insbesondere im Vergleich zu Öl und Gas, wo der Grad der Verwundbarkeit durch Energiekrisen bislang deutlich höher ist. Denn durch den Mix aus Braunkohle, dem noch verfügbaren Anteil heimischer Steinkohle und Importsteinkohle aus verschiedenen Lieferländern können die Versorgungsrisiken wirksam begrenzt und die Preisrisiken gedämpft werden. Durch neue, effizientere Kohlenkraftwerke wird auch eine immer umwelt- und klimafreundlichere Kohlenutzung möglich. Doch droht diese sichere Kohlebasis durch klimapolitische Restriktionen und einen Ausstieg aus der heimi-

schen Steinkohle immer schmaler zu werden. Das hat nachweisbar negative Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit.

Das bestätigt auch das Rheinisch-Westfälische Wirtschaftsforschungsinstitut (RWI) in Essen. Das RWI hat 2007 und 2008 im Auftrag des Bundesfinanzministeriums eine empirische Analyse zur „Sicherheit der Energieversorgung

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





Ergebnis der Analyse: Das Risiko der Versorgung mit Öl und Gas in Deutschland ist seit den Ölpreiskrisen ganz erheblich gestiegen – ein wichtiger Faktor ist dabei die massive Zunahme der Öl- und Gasimporte aus Russland –, *„wohingegen sich das Versorgungsrisiko bei Steinkohle nur moderat erhöht“*. Die Ursache für den relativ positiven Befund der RWI-Analyse bei der Steinkohle liegt in dem lange Zeit großen und *„noch immer signifikanten Anteil“* der sicheren heimischen Steinkohle, auch wenn diese ohne Subventionen nicht wettbewerbsfähig gewesen ist. Durch die forcierte Rückführung der heimischen Steinkohle und den Vormarsch der Importkohle steigt das so bemessene Versorgungsrisiko jedoch, wie die RWI-Zahlen klar belegen, auch bei der Steinkohle an. Durch

den zwar geringer werdenden, aber noch bestehenden Anteil der heimischen Produktion und die Diversifizierung der Importe liegt es bei der Steinkohle vorerst noch deutlich unter den Risikowerten von Öl und Gas. Das könnte sich in Zukunft aber nachhaltig ändern.

In einer anderen Studie zum gleichen Thema (*„Measuring Energy Security: A Conceptual Note“*) vom Juli 2008 macht das RWI darauf aufmerksam, dass das Energieversorgungsrisiko in Deutschland in den nächsten Dekaden durch den geplanten Ausstieg aus der Kernenergie (um 2022) und der heimischen Steinkohle (2018) erheblich zunehmen wird. Es droht sogar größer als in den USA zu werden. Der gleichzeitig geplante Ausbau der erneuerbaren Energien vermag die so entstehende

Lücke nicht zu schließen. Konkret berechnet hat das RWI aber nicht, was ein vollständiges Ende der heimischen Steinkohle und damit eine vollständige Importabhängigkeit auch bei der Steinkohle für die Versorgungssicherheit bedeutet. Denn es wurde nur eine retrospektive Betrachtung erstellt und keine Prognoserechnung. Eine Statusquo-Prognose auf der Basis des RWI-Messkonzepts zeigt, dass der Risikowert der Steinkohleversorgung bei weiterem Rückgang des Anteils sicherer heimischer Steinkohle deutlich ansteigt. Das gilt insbesondere für die Kraftwerkskohle, bei der ein ähnlicher Risikowert wie beim Erdgas erreicht würde. Die politischen Länderrisiken der Koks kohlenimporte sind zwar geringer, doch kommen zwei Drittel des Weltmarktangebots an

Kokskohle aus einem einzigen Land (Australien). Dies stellt statistisch ein so genanntes Klumpenrisiko dar, also die Ballung eines Großteils des Gesamtrisikos bei einem Risikoträger, eine im Finanzwesen gerade derzeit wieder intensiv diskutierte Risikokategorie. Wozu es führen kann, zeigten die außerordentlichen Preissprünge bei der Kokskohle nach unwitterbedingten Produktionsstörungen in Australien im Frühjahr 2008.

Übrigens hat das RWI in dieser Analyse gleichzeitig festgestellt, dass die globalen Steinkohlenreserven sogar noch stärker konzentriert sind als die Reserven an Öl und Gas. Auf die vier größten Kohlenförderländer (USA, China, Indien und Russland) entfallen knapp drei Viertel aller Reserven, was dem politischen Risiko langfristig eine besondere Dimension verleihen könnte. Und in Deutschland ist der Anstieg des vom RWI gemessenen Versorgungsrisikos bei der Steinkohle *„nicht unwesentlich auf die Importe aus Russland zurückzuführen“*. Russland ist inzwischen neben seinen Öl- und Gaslieferungen auch der wichtigste Steinkohlenlieferant für Deutschland geworden. Dieser Umstand wird in

Politische Stabilitätsgrade Kohle produzierender Länder gemäß Weltbank-Klassifikation

Anteile der jeweiligen Produzentenländer	Kraftwerkskohle		Kokskohle	
	2002	2006	2002	2006
Politisch stabile Länder („stable“ – „fair“)	39,4%	29,4%	48,0%	36,4%
Politisch instabile Länder („critical“ – „extremely critical“)	60,6%	70,6%	52,0%	63,6%

Quelle: Welt-Bergbau-Daten, BMWA Wien 2008; Weltbank 2007

der öffentlichen Debatte über die künftige Steinkohlenversorgung bisher kaum wahrgenommen.

Die Problematik des erhöhten Länderrisikos der Steinkohlenversorgung bei zunehmender Importabhängigkeit beschränkt sich aber keineswegs auf Lieferungen aus Russland. Die 2008 vom österreichischen Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit veröffentlichten „Welt-Bergbau-Daten“ (World-Mining-Data) enthalten beispielsweise eine Klassifikation der politischen Stabilität der Produzentenländer von zahlreichen Rohstoffen einschließlich der Energierohstoffe bis zum Jahr 2006. Diese bezieht sich auch auf die Produzentenländer von Kraftwerkskohle und

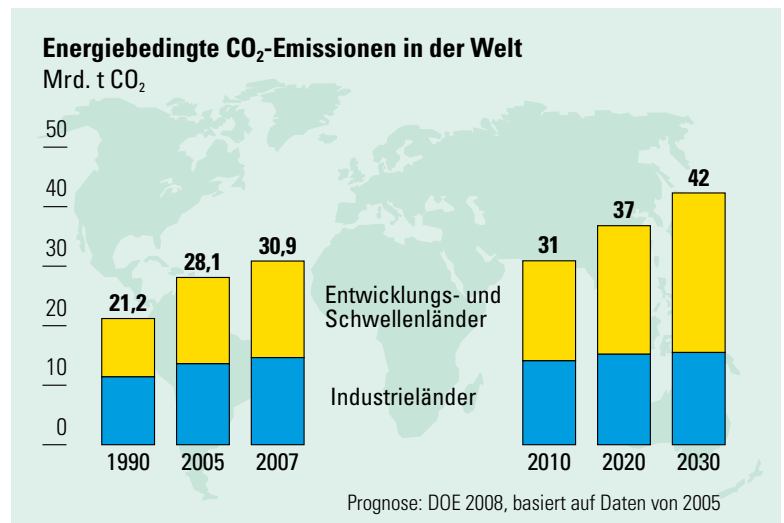
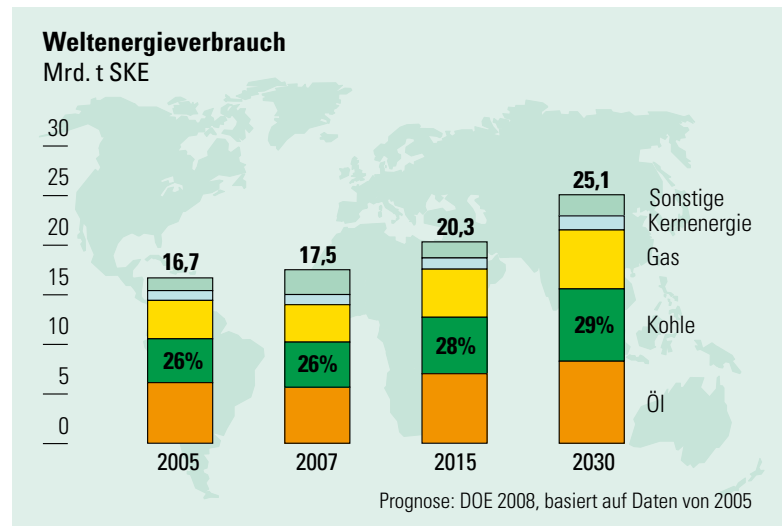
Kokskohle. Die Klassifikation der politischen Stabilität der Länder stammt dabei aus den „Worldwide Governance Indicators“ der Weltbank. Demnach muss der politische Stabilitätsgrad von knapp 64% der Kokskohle produzierenden Länder und knapp 71% der Kraftwerkskohle produzierenden Länder als „kritisch“ (bis hin zu „extrem kritisch“) eingestuft werden. Der Anteil der „kritischen“ Länder hat im Betrachtungszeitraum seit 2002 sogar deutlich zugenommen. Ein wachsendes Länderrisiko für die Versorgungssicherheit durch Ausweitung der Abhängigkeit von Steinkohlenimporten ist da nicht verwunderlich.

Klima und Energie



Neuere Entwicklungen in der internationalen Klimaschutzpolitik

In den Jahren 2007 und 2008 bestimmte die Klimapolitik, wie in den Jahren zuvor, sowohl die internationale als auch die nationale energie- und umweltpolitische Diskussion. International haben die Beschlüsse des G8-Gipfels von Heiligendamm im Juni 2007 den Boden bereitet für die Klimakonferenz von Bali, die im Dezember 2007 stattfand. In Bali wurde vereinbart, bis zur 15. Vertragsstaatenkonferenz im Dezember 2009 in Kopenhagen eine Nachfolgevereinbarung für das Kyoto-Protokoll aus dem Jahr 1997 auszuhandeln. Die Vereinbarungen des Kyoto-Protokolls gelten nur bis Ende 2012. Insbesondere die EU hält aber eine grundsätzliche Verschärfung der Vereinbarung von Kyoto für die Zeit nach 2012 für erforderlich. Allgemein werden notwendige Emissionsminderungen bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 in einer Größenordnung von 50 bis 80% für die Industriestaaten diskutiert. Überraschenderweise haben sich auch die großen Entwicklungsländer China und Indien in Bali dazu bereit erklärt, Emissionsminderungs- und -begrenzungsmaßnahmen zu ergreifen, die allerdings nicht näher quantifiziert wurden. Die Einbindung Chinas und Indiens in ein Kyoto-Folgeabkommen ist vor dem Hintergrund des starken Emissionswachstums beider Länder besonders wichtig. China hat bereits im Jahr 2007 die USA als weltweit größter CO₂-Emittent abgelöst, dies bei jährlichen Wachstumsraten von ca. 10%. Die Emissionen



der westlichen Industrieregionen USA/Nordamerika, Europäische Union und auch Japan blieben demgegenüber seit dem Jahr 2000 wenig verändert, trotz eines nennenswerten Wirtschaftswachs-

tums in diesen Regionen. Offenbar ist es hier in den letzten Jahren zu einer deutlichen Entkoppelung zwischen Wirtschaftswachstum und CO₂-Emissionen gekommen.

Der G8-Gipfel im japanischen Toyako im Juli 2008 hat nochmals unterstrichen, dass die westlichen Industrienationen sich darin einig sind, die CO₂-Emissionen langfristig deutlich zu senken. Bis 2050 soll eine Minderung von ca. 50%

gegenüber heute angestrebt werden. Diese Vorgaben werden auch die Vorlage für die nächste Verhandlungsrunde der internationalen Vertragsstaatenkonferenz liefern, die im Dezember im polnischen Poznan (Posen) stattfinden wird.

licherweise erhebliche Wettbewerbsnachteile erfahren könnten, was sie in ihrer wirtschaftlichen Existenz gefährden könnte. Diese Bereiche sollen dann von der kostenpflichtigen Auktion ausgenommen werden können. Ab 2011 soll dann ebenfalls der Flugverkehr in das EU-ETS aufgenommen werden. In einigen EU-Ländern, so auch in Deutschland, zeichnet sich die Position ab, den Industriebereich aus der Vollauktionierung herauszuhalten.

Diskussion um das „Green Package“ der Europäischen Kommission

Die Europäische Kommission hat im Januar 2008 ihre klimapolitischen Konzepte vom Januar 2007, die vom Europäischen Rat im März 2007 grundsätzlich bestätigt und weiter vertieft wurden, mit einem komplexen Gesetzgebungspaket genauer präzisiert, dem so genannten Green Package. Dieses Green Package soll die klimapolitische Zukunft der Europäischen Union bis zum Jahr 2020 gestalten helfen, aber auch den Weg vorzeichnen für die von der Kommission für erforderlich gehaltene Emissionsminderung bis zum Jahr 2050. Abgedeckt werden sollen mit diesem Green Package nahezu alle Bereiche von Wirtschaft und Gesellschaft, die CO₂ und Treibhausgase emittieren, wodurch auch und gerade die Perspektiven der Kohle in Europa massiv beeinflusst werden.

Zentrales Instrument des Green Package ist die Weiterentwicklung des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) für die Zeit nach 2012. Die Kommission hat für den Emissionshandelsbereich für die Zeit 2013 bis 2020 sehr

anspruchsvolle Ziele definiert. Damit sollen die CO₂-Emissionen im EU-ETS-Bereich zwischen 2005 und 2020 EU-weit um 21% reduziert werden. Die Ausgabe von Emissionsrechten soll ab 2013 an den EVU-Bereich nicht mehr kostenfrei erfolgen, sondern zu 100% auktioniert werden. Das zu auktionierende Volumen wird dann jedes Jahr um einen bestimmten Prozentsatz reduziert, um die erforderlichen Reduktionsmengen bis 2020 zu erreichen. Daher ist im Bereich der Stromerzeugung mit einem erheblichen Kostenschub zu rechnen, der vor allem industrielle Stromverbraucher einem schmerzhaften Anpassungsprozess aussetzen dürfte. Die Emissionsrechte für das produzierende Gewerbe, in der Summe nur ein kleinerer Anteil im Vergleich zu den Stromerzeugern, sollen ab 2013 zunächst kostenfrei ausgeteilt werden. Anschließend werden sie stufenweise und bis zum Jahr 2020 vollständig auktioniert. Die Kommission will jedoch festlegen, welche der betroffenen Industriezweige im internationalen Wettbewerb stehen und durch die Zwangsauktionierung mög-

Die deutsche Wirtschaft hat über den BDI, aber auch in zahlreichen Einzelstellungnahmen gegen die Kommissionsvorschläge für eine EG-Emissionshandelsrichtlinie deutliche Kritikpunkte vorgebracht. Sie richten sich neben einer Überbelastung des Emissionshandelssektors gegenüber anderen Sektoren mit noch unausgeschöpften Minderungspotenzialen und weiteren Punkten, wie z. B. die Einschränkung der Nutzung von Joint-Implementation (JI)- und Clean-Development-Mechanism(CDM)-Gutschriften – insbesondere auf das vorgeschlagene System der Vollauktionierung ab 2013. Ein von der Vereinigung der Industriellen Kraftwirtschaft (VIK) in Auftrag gegebenes Gutachten hat für Deutschland eine Mehrbelastung aller Verbraucher durch Mehrkostenüberwälzung für den Zeitraum 2013 bis 2020 von 122,4 Mrd. € berechnet. Davon sind lediglich 10,0 Mrd. € echte Minderungskosten bei der Industrie

und der Kraftwirtschaft. 112,4 Mrd. € sind die reinen Kosten der Versteigerung. Diese Auktionserlöse würden dem Staatshaushalt zufließen und damit primär fiskalischen Zwecken dienen, denn die angestrebten Minderungsziele könnten zu niedrigeren Kosten erreicht werden. Hierfür werde von der VIK ein brennstoffspezifisches Benchmarksystem vorgeschlagen. Es macht den Zukaufbedarf an Emissionsrechten von der Abweichung von einem technischen Benchmark abhängig. Die Menge der zuzukaufenden Emissionsrechte ist bei der weiterhin limitierten Gesamtemissionsmenge deutlich niedriger und damit auch die Kostenbelastung. Kraftwerke, die den Benchmark erreichen, brauchen keine zusätzlichen Emissionsrechte zu kaufen. Investitionen in den Kraftwerkspark würden bei weiter bestehenden üblichen wettbewerblichen Risiken nicht zusätzlich gefährdet. Ökologisch dann wirklich notwendige Zusatzkosten von 2,4 Mrd. € stünden ansonsten den Mehrkosten aus der Vollauktionierung von 112,4 Mrd. € gegenüber, also fast das 50-fache bei gleichem Klimaschutzeffekt. Da über das Mengeneinsparungsziel (Cap) die Zahl der verfügbaren Emissionszertifikate definiert und limitiert wird, werden die klimapolitischen Zielvorgaben des EU-ETS grundsätzlich auch ohne Vollauktionierung erreicht. Sie ist nicht der Weg zur volkswirtschaftlich optimalen Erreichung der Minderungsziele. Auf europäischer Ebene wird im Herbst

2008 intensiv darüber verhandelt. Für die nicht vom Emissionshandel erfassten Teile der jeweiligen nationalen Volkswirtschaften hat die Kommission für jeden einzelnen Mitgliedsstaat Minderungsziele bis zum Jahr 2020 festgelegt. Deutschland muss demnach die CO₂-Emissionen gegenüber 2005 um 14% reduzieren (Festlegung des so genannten „Effort Sharings“).

Die Kommission hat ferner einen Richtlinienentwurf für einen Rechtsrahmen für die CO₂-Speicherung vorgelegt. Hinzu kommen verschiedene Richtlinien-Entwürfe zur Ausweitung des Anteils erneuerbarer Energien am Gesamtprimärenergieeinsatz auf 20% bis zum Jahr 2020. Das gesamte, komplexe Gesetzgebungswerk befindet sich

gegenwärtig in einer teilweise recht kontroversen Diskussion im Europäischen Rat und im Europäischen Parlament (EP). Man kann davon ausgehen, dass in mehreren Einzelfragen noch teilweise Änderungen erfolgen. Aus einer Reihe von Mitgliedsstaaten und aus dem EP sind Signale erkennbar, die den Entwurf der Europäischen Kommission zumindest in einigen Punkten doch deutlich abzuändern suchen. Die Kommission ist bestrebt, das gesamte Gesetzgebungswerk bis spätestens Mitte 2009 durch das Parlament verabschieden zu lassen. Denn zu diesem Zeitpunkt endet sowohl die Amtszeit der Kommission als auch die des Europäischen Parlaments. So ist man bestrebt, das Gesamtdossier bis dahin noch abzuschließen.

CCS – eine Zukunftsoption zwischen Politikum und Forschungsstadium

Der Primärenergiebedarf steigt weltweit, und damit einher geht auf lange Sicht auch ein unvermeidlicher Anstieg des Verbrauchs der fossilen Brennstoffe Öl, Gas und Kohle. Als eine Möglichkeit zum Klimaschutz angesehen wird der großtechnische Einsatz der CO₂-Abscheidung bei der Verstromung fossiler Energieträger im Kraftwerksprozess mit anschließend sicherem Transport und sicherer Speicherung in tiefen geologischen Formationen, abgekürzt unter dem Begriff CCS (Carbon Capture and Storage). Auf Grund des vergleichsweise höheren spezifischen CO₂-Gehalts werden

gegenwärtig die Überlegungen zu CCS insbesondere mit dem Energieträger Kohle in Verbindung gebracht.

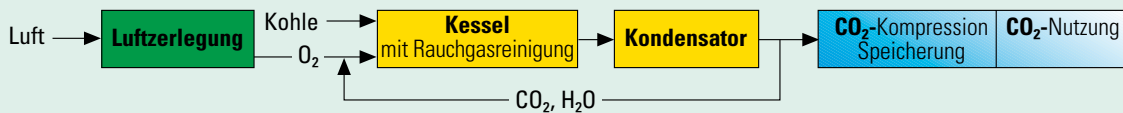
Für die Abtrennung des CO₂ aus dem Kraftwerksprozess können grundsätzlich drei verschiedene Verfahren zur Anwendung kommen: vor dem Verbrennungsprozess aus dem Energieträger (Pre-Combustion), nach der Verbrennung aus den Abgasen (Post-Combustion) oder die Verbrennung erfolgt in einer Sauerstoffatmosphäre mit Hilfe einer Luftzerlegungsanlage (Oxy-Fuel-Verfahren). Insgesamt

CO₂-Abtrennungsverfahren

Konventioneller Kraftwerksprozess mit "End of pipe"-Technik:



O₂-Verbrennungsprozess (Oxyfuel):



IGCC-Prozess*:



■ bekannte Technik ■ neu zu entwickelnde Prozessstufen

* IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle

nach EURACOAL

ist bei allen drei Verfahren noch viel Forschungsarbeit zu leisten. Die großtechnische und kommerzielle Anwendbarkeit der Verfahren muss aus den Erfahrungen mit Pilotprojekten abgeleitet werden. Das erste – am Standort Schwarze Pumpe – wurde kürzlich in Betrieb genommen. Der Energieaufwand für die CO₂-Abscheidung führt zu Wirkungsgradverlusten von 8 bis 15%-Punkten. Bei einem modernen Gas- und Dampfturbinen(GuD)-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von ca. 45% sinkt also der Gesamtwirkungsgrad auf nur noch 37 bis 30%. Bei gleicher Stromproduktion erhöht sich demnach die einzusetzende Brennstoffmenge zwischen

22 und 50%. Wirkungsgradverluste beim Brennstoffeinsatz aus Gründen des Klimaschutzes und das Ziel der Ressourcenschonung stehen dabei aber erkennbar in einem Widerspruch. Deshalb sind die derzeitigen vielfältigen Forschungsarbeiten zur Verminderung des Energieverbrauchs bei der CO₂-Abscheidung von großer Bedeutung.

Als Verbindungsglied zwischen Kraftwerk und Speicherstätte ist der Aufbau einer umfangreichen Transportinfrastruktur ein wichtiger Baustein in der CCS-Technologiekette. Auf Grund der großen Mengen zu transportierendem CO₂ kommen nur Pipelines und eventuell der Schiffstransport in

Frage. Für den Transport von CO₂ zum Zwecke der geologischen Speicherung ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung von Pipelines durchzuführen.

Auch wenn es praktische Erfolge mit der Speicherung schon gibt, besteht weiterhin Forschungsbedarf auch auf dem Gebiet der geologischen Speicherung bzw. Einlagerung von CO₂. Hierzu müssen Formationen gefunden werden, die hinreichend dicht sind, um das CO₂ dauerhaft von der Atmosphäre getrennt zu halten. Ab einer Tiefe von ca. 800 bis 1.000 m werden im Untergrund Druck- und

Temperaturbedingungen erreicht, die für die Speicherung als sicher eingestuft werden. Speichermöglichkeiten bieten u. a. erschöpfte Erdöl- bzw. Gaslagerstätten, aber auch Kohlenlagerstätten. Bekanntermaßen wird die CO₂-Injizierung zur Produktionssteigerung beim CO₂-Enhanced Oil Recovery bei der Erdölförderung eingesetzt. Da die europäischen und insbesondere die deutschen Festlandöllagerstätten relativ klein sind, kommen sie kaum für eine CO₂-Speicherung in Frage. Projekte mit CO₂-Enhanced Gas Recovery gibt es bislang weltweit nicht. Beim Verfahren des so genannten CO₂-Enhanced Coal Bed Methane Recovery wird CO₂ in das Kohleflöz injiziert und gleichzeitig Flözgas (Methan) über Förderbohrungen gewonnen. Die Kohleoberflächen im frei gewordenen Porenraum adsorbieren das CO₂. Die europäischen Kohleflöze liegen in größeren Teufen und sind geringer mächtig. Daher weisen sie im Gegensatz zu den amerikanischen für die CO₂-Speicherung wesentlich schlechtere Eigenschaften auf. Die Verbringung von CO₂ in die Ozeane wird von der Bundesregierung aus ökologischen Gründen ausgeschlossen.

Die vielversprechendste Speicheroption scheint die in tiefen salinaren Aquiferen zu sein. Das sind Grundwasserleiter mit guten Porositäts- und Permeabilitätseigenschaften zum Transport und zur Speicherung von Flüssigkeiten und Gasen. Da die tiefen Aquifere

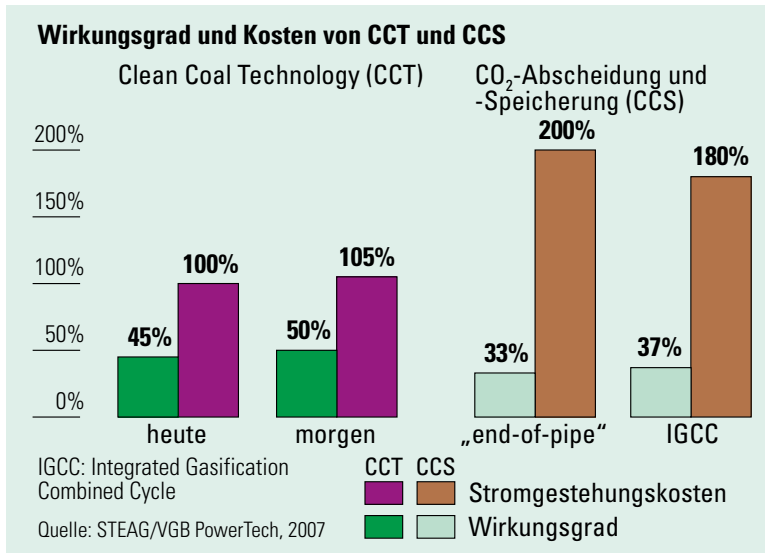
bislang keine wirtschaftliche Rolle spielten, liegen über sie auch kaum verlässliche geologische Informationen vor. Mit dem EU-Projekt CO₂SINK wird unter Leitung des GeoForschungsZentrums Potsdam in Ketzin, Brandenburg, erstmals in Europa CO₂ in einem salinaren Aquifer auf dem Festland eingelagert. Die erste Injektion von CO₂ erfolgte im Juni 2008. Insgesamt sollen in dieser Testanlage bis 2009 rund 60.000 t CO₂ in poröse Sandsteinschichten verpresst und das Verhalten des CO₂ untersucht und überwacht werden. Die dann gewonnenen Erkenntnisse sollen die ersten Antworten zur Speicherung und zum Verhalten von CO₂ in einem Aquifer bringen. An dem Projekt sind 18 Institutionen aus neun europäischen Ländern beteiligt.

Abschließende Aussagen über die Realisierbarkeit der CO₂-Speicherung im großtechnischen Maßstab sind noch nicht möglich. Das gilt sowohl für die Abschätzung der Speicherkapazität als auch für die Beherrschbarkeit der sicherheitlichen Fragen. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) schätzt die CO₂-Speicherkapazitäten für Deutschland insgesamt auf maximal 24 bis 33 Gt CO₂. Das größte Potenzial wird in den salinaren Aquiferen gesehen. Erst wenn die Parameter hinreichende Lagerkapazität, abgeschlossene, definierte Lagerstättenbereiche und Langzeitverhalten geklärt sind, kann über die technisch-wirtschaftlichen Potenziale geurteilt werden. Die tatsächlich verfügbaren Volumina dürften auf Grund

ökonomischer und rechtlicher Faktoren deutlich unter den BGR-Zahlen liegen.

In der Politik scheint das CCS-Thema eine Eigendynamik zu gewinnen. So teilte der Europäische Rat im März 2007 mit, dass er den Bau von 12 CCS-Demonstrationsanlagen als nächsten Schritt zur Einführung dieser Technologien unterstützt. Am 7./8. Juni 2008 empfahlen die Energieminister der G8-Staaten in Japan ausdrücklich, 20 CCS-Demonstrationsanlagen im großtechnischen Maßstab bereits bis zum Jahr 2010 zu realisieren. Im Jahr 2007 war die EU-Kommission der Auffassung, dass 2020 alle neuen Kohlekraftwerke schon beim Bau mit CCS-Technologien versehen werden sollten. Mittlerweile wird sie wohl eher auf Vorschriften zur obligatorischen Einführung von CCS-Technologien verzichten.

Mit der CCS-Richtlinie will die Kommission dafür Sorge tragen, dass das CO₂ dauerhaft so zurückgehalten wird, dass negative Auswirkungen auf die Umwelt und jedes damit verbundene Risiko für die menschliche Gesundheit verhindert oder soweit wie möglich verringert wird. Dabei trifft die Richtlinie z. B. Regelungen zur Auswahl von Speicherstätten, Explorations- und Speichergenehmigung, Überwachung, Schließung und Nachsorgeverpflichtung. Sie fordert auch für den potenziellen Nutzer den offenen Zugang zum CO₂-Transportnetz und zur Lagerstätte. Diese Richtlinie kann möglicherweise trotz verbesserungs-



von CCS erst dann vorgeschrieben werden kann, wenn die technische, wirtschaftliche und umweltverträgliche Machbarkeit der gesamten CCS-Technologielinie mit den Demonstrationskraftwerken und den Demonstrationsprojekten zur langfristig sicheren Tiefenspeicherung von CO₂ nachgewiesen worden ist.

CCS kann aber nicht die einzige Klimaschutzstrategie im Bereich der Kohle sein. Über eine Steigerung der Wirkungsgrade der konventionellen Kohlekraftwerke (CCT) lassen sich schneller und zudem mit einem kalkulierbaren Investitionsmittelumsatz CO₂-Minderungserfolge realisieren. Die McKinsey-Studie von 2007 über die Vermeidung von Treibhausgasemissionen weist für eine Wirkungsgradsteigerung von 38 auf 43% sogar negative CO₂-Vermeidungskosten bzw. Kostenersparnisse von -50 €/t CO₂ aus. Zudem werden die Kosten einer künftigen CCS-Stromerzeugung deutlich über denen eines hochmodernen CCT-Kraftwerks liegen. Moderne deutsche Steinkohlekraftwerke gehören mit einem Wirkungsgrad von 45% zu den effizientesten und saubersten der Welt. Würde der Weltdurchschnitt von derzeit 30% auf diesen Wirkungsgrad von 45% gesteigert, ließen sich 30% der weltweiten CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken reduzieren. Dabei halten Fachleute bei dem Kohlekraftwerk der Zukunft eine Wirkungsgradsteigerung auf über 50% für möglich.

würdiger Details als angemessen betrachtet werden. Entscheidend wird aber die generelle Akzeptanz von Transport und Speicherung von CO₂ in der Bevölkerung sein. Nur so kann CCS auch gegebenenfalls bei Nachweis einer großtechnologischen und wirtschaftlichen Machbarkeit der CO₂-Abscheidung und -speicherung nachhaltig zur Anwendung kommen. Industrie und Bundesregierung bauen daher gezielt eine Öffentlichkeitsarbeit auf.

Nach dem aktuell vorliegenden CCS-Richtlinienentwurf soll die Nachrüstung mit CO₂-Abscheidung in bestehenden Kraftwerken festgeschrieben werden. Wenn jedoch der Emissionshandel über die Erreichung der CO₂-Mindestminderungsziele entscheidet, wäre eine verpflichtende Vorschrift zur CO₂-Abscheidung eine Doppelregelung.

Die Einführung von verpflichtenden Vorschriften für morgen sollte unbedingt vermieden werden. Die großmaßstäbliche Funktionsfähigkeit ist heute noch gar nicht nachgewiesen und Erfolgsaussichten und Zeitbedarf für einen derartigen Nachweis können nicht abgeschätzt werden.

Die Bundesregierung hält die innovativen CCS-Technologien für eine Zukunftsoption. Ihr Ziel ist es, durch geeignete Rahmenbedingungen die Entwicklung und Erprobung von CCS-Technologien zu ermöglichen und bis 2020 zur Marktreife zu bringen. Sie hat deutlich klargestellt, dass sie den Vorschlag der Kommission ernsthaft prüfen werde, CCS ab dem Jahr 2020 für alle neuen Kraftwerke in der EU obligatorisch einzuführen. Sie weist dabei jedoch darauf hin, dass eine verpflichtende Einführung

Die Umsetzung der Beschlüsse von Meseberg: Deutsche Vorreiterrolle beim Klimaschutz

Die Bundesregierung versucht, ihrer Vorreiterrolle im Klimaschutz weiterhin gerecht zu werden. Sie hat mit dem Integrierten Klima- und Energiepaket (IKEP) von Meseberg im August 2007 ein umfassendes und weitreichendes Maßnahmenpaket beschlossen, das direkt und indirekt die Nutzung fossiler Energieträger, darunter der Kohle, einschränken soll. Der erste Teil dieses Maßnahmenpakets wurde mit Kabinettsbeschluss vom 5. Dezember 2007 in Gesetzgebungsvorlagen umgesetzt, die am 6. Juni 2008 vom Bundestag beschlossen wurden. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um eine Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetzes (EEWärmeG). Es soll allerdings nur für Neubauten gelten und nicht, wie ursprünglich geplant, auch für den Altbau-bestand. Am 18. Juni 2008 hat das Bundeskabinett den zweiten Teil des Maßnahmenpakets von Meseberg beschlossen. Ein Kabi-nettsbeschluss für den dritten und abschließenden Teil von Meseberg ist für Herbst 2008 geplant. Der parlamentarische Gang der Gesetzgebung soll sowohl für den zweiten als auch für den dritten Teil des IKEP bis Ende 2008/Anfang 2009 abgeschlossen werden. So könn-ten die entsprechenden Gesetze Anfang bis spätestens Mitte 2009 in Kraft treten.

Die Bundesregierung schätzt, dass mit dem IKEP von Meseberg die CO₂-Emissionen der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2020 etwa um 33 bis 35% gegenüber 1990 gesenkt werden können, etwas weniger als die ursprünglich veranschlagten 40%. Unter anderem musste die Bundesregierung bei ihren ambitionierten Zielen im Bereich der Gebäudesanierung des Wohnbaubestands zurückstecken. Aber auch ihre sehr anspruchsvollen Ziele bei der Ausweitung des Anteils von Biokraftstoffen im Verkehr erwiesen sich als nicht realisierbar. Der Anteil von Bio-

kraftstoffen soll bis zum Jahr 2020 nicht mehr auf 17 bis 20%, sondern nur noch auf ca. 12 bis 15% ausge-weitert werden.

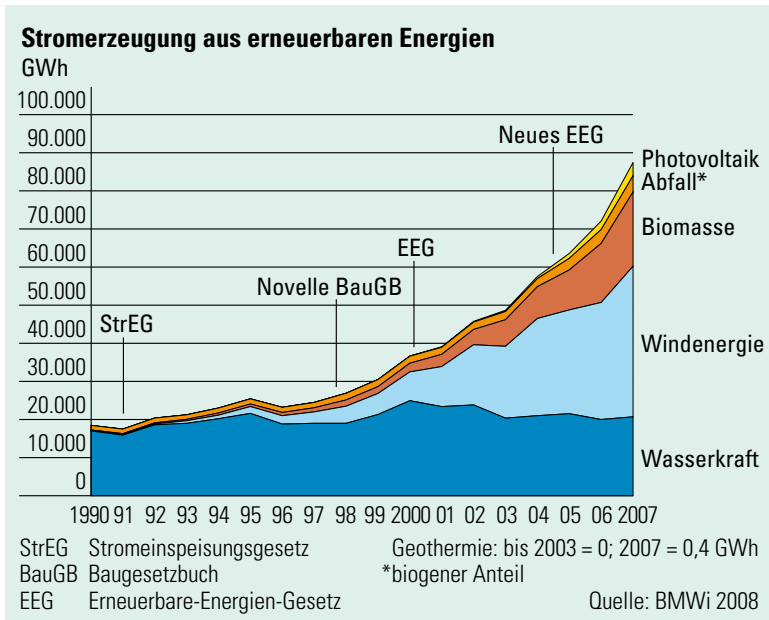
Die Bundesregierung sah sich Anfang 2008 zunehmender Kritik ausgesetzt. Einerseits stellte sich heraus, dass die Kfz-Flotte im Bestand nicht in der Lage war, größere Teile von Biokraftstoffen zu tanken als etwa 5%. Ande-rerseits ging die Ausweitung von landwirtschaftlichen Nutzflächen zur Biosprit-erzeugung zu Lasten des Anbaus von Nahrungsmitteln. Das hat in den letzten Monaten erkennbar dazu geführt, dass sich Nahrungsmittel international wie national deutlich verteuert haben („Tank- oder Teller“-Problematik).

Erneuerbare Energien – Klimaschutz versus Ökonomie

Die erneuerbaren Energien hatten 2007 in Deutschland einen Anteil von 14,1% an der Stromerzeugung und 6,6% am Primärenergie-verbrauch. Dies ist zwar nur ein bescheidener Beitrag zur Deckung unseres Primärenergieverbrauchs. Doch ist die Entwicklung des Bei-trags der Erneuerbaren durchaus beachtlich. Seit der Einführung des Stromeinspeisegesetzes im Jahr 1991 wurde über die Verpflichtung zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien (Wasser, Wind, Solar, Deponie- und Klärgas, Biomasse) und über die Einspeise-vergütung der Ausbau der regenerativen Energien in der Stromerzeugung gefördert. Insbesondere die

Windkraft erfuhr aus der ungefähr Kosten deckenden Förderung einen ersten Boom. Mit der Einführung des EEG im Jahr 2000 und deren Novellen in den Jahren 2004 und 2008 wurde der Ausbau der Rege-nerativen weiter vorangetrieben.

Der Einsatz erneuerbarer Ener-gien ist nicht auf den Stromsektor beschränkt. Sie finden auch im Wärmebereich (z. B. Solarthermie, Geothermie, Holzpellets) oder im Verkehrssektor (z. B. Beimischung von Biokraftstoffen) Anwendung. Die weitere Entwicklung der Rege-nerativen ist aber für die Stein-kohle im deutschen Stromsektor



als ihr größtes Absatzsegment am bedeutsamsten.

Ziel des noch geltenden EEG ist ein Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromversorgung von 12,5% im Jahr 2010. Er sollte zunächst bis 2020 auf mindestens 20% gesteigert werden. In Deutschland ist die Zielvorgabe für 2010 bereits heute erreicht. Der EU-Ratsbeschluss aus dem Frühjahr 2007 sieht einen EU-weiten Anteil der erneuerbaren Energien von 20% am gesamten Energieverbrauch als Zielgröße für 2020 vor. Das Meseberg-Paket zielt nun in Deutschland auf einen Anteil der Regenerativen an der Stromproduktion von 25 bis 30% bis 2020 ab mit einem weiteren Ausbau bis 2030. Die Novelle des EEG 2008, die 2009 in Kraft tritt, spezifiziert diesen Zielkorridor so-

gar mit einem Mindestziel von 30% für 2020. Die Ausbauziele für regenerative Energien sind damit immer anspruchsvoller geworden. Damit wird es gleichwohl nur mit großem Ehrgeiz und hohen Mehrkosten gelingen, durch den zunehmenden Beitrag der erneuerbaren Energien den gemäß geltendem Atomgesetz bis 2022 vorgesehenen Ausstieg aus der Kernenergie zur Stromversorgung in Deutschland (Anteil 2007 rund 24%) auszugleichen. Die rechnerische Kompensation der Anteile besagt dabei wenig über die betroffenen Lastbereiche – die Kernkraft operiert in der Grundlast, regenerativer Strom überwiegend nicht – bzw. die sich dadurch ergebenden Verschiebungen in der Laststruktur der Stromerzeugung.

Zwecke des EEG sind insbesondere im Interesse des Klima- und

Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung, Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten durch Berücksichtigung externer Effekte, Ressourcenschonung und Technologieförderung.

Nach Ansicht der Bundesregierung, so die Auskunft auf eine Bundestagsanfrage vom 23. Juli 2008, besteht allerdings in der Wissenschaft zu zentralen methodischen Fragen noch keine hinreichende Verständigung über die volkswirtschaftliche Ermittlung externer Kosten. Von einer eigenen Quantifizierung hat sie daher auch Abstand genommen. Eine Bestimmung dürfte in der Tat ein hoch komplexes Problem sein. Neben den Kosten der Stromproduktion sind unter anderem auch Fragen der Beschäftigungswirkung oder die Opportunitätskosten anderer CO₂-Vermeidungsstrategien bei einer Bewertung zu berücksichtigen. Auch unter Umweltgesichtspunkten, d. h. im Hinblick auf die externen Kosten ist ein Ausbau der erneuerbaren Energien auf breiter Front keineswegs unproblematisch, etwa weil er vielfach je erzeugter Energieeinheit mit einem erheblich höheren Flächenverbrauch als bei der „konventionellen“ Energiegewinnung einhergeht. Das kann zu massiven Konflikten mit dem Landschafts- und Naturschutz führen, wie sich bei zahlreichen Windkraft- oder Wasserkraftprojekten schon gezeigt hat. Die energetische Nutzung etwa von Biomasse, Biogas oder Biodiesel ist auch keineswegs CO₂-neutral.

Unter CO₂-Gesichtspunkten ist im Übrigen Folgendes zu berücksichtigen: Es bedarf auf Grund der durch den Emissionsrechtehandel festgelegten Obergrenzen für die CO₂-Emissionen der einbezogenen Sektoren (zu denen insbesondere die gesamte Elektrizitätswirtschaft zählt) eigentlich keiner besonderen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien. Das für den Elektrizitätssektor verfügbare Kontingent an Emissionsrechten ist klimapolitisch festgelegt und kann insgesamt nicht überschritten werden, unabhängig davon, ob und in welchem Umfang erneuerbare Energien zur Stromerzeugung eingesetzt werden oder nicht.

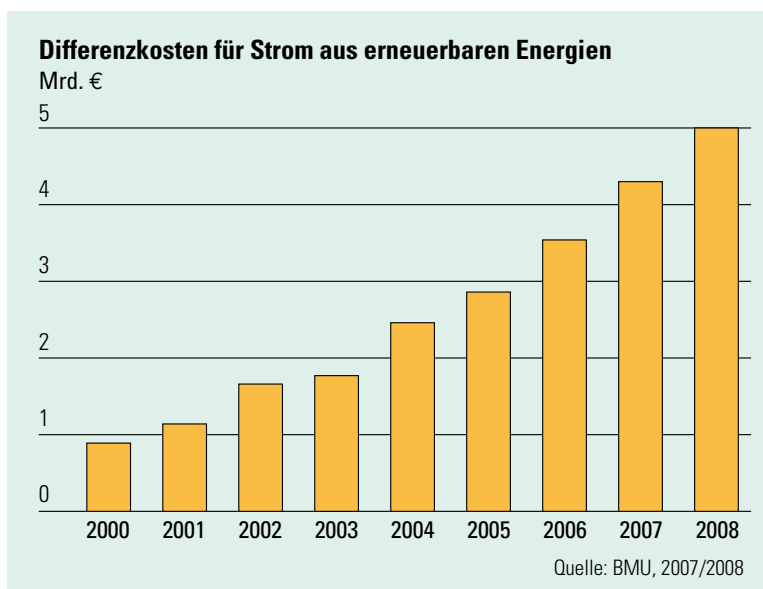
Dabei ist es unstrittig, dass die Vergütungsvolumina für Strom aus erneuerbaren Energien deutlich über den Kosten einer konventionellen Stromerzeugung liegen.

Diese Differenzkosten, die im Jahr 2000 noch rund 900 Mio. € ausmachten, sind bis 2007 kontinuierlich auf 4,3 Mrd. € angestiegen. Sie werden bei weiter zunehmender EEG-Stromerzeugung auch in den nächsten Jahren weiter anschwellen. Für 2008 erwartet das Bundesumweltministerium (BMU) Differenzkosten von rund 5 Mrd. €. Erst in weiterer Zukunft werden sie bei Wirksamwerden der Degression in den Vergütungssätzen langsam abnehmen. Diese vom Stromverbraucher zu tragenden subventionsähnlichen Beiträge für erneuerbare Energien liegen damit deutlich über den Steinkohlehilfen in Höhe von 2,6 Mrd. € (2007), die schon seit vielen Jahren rückläufig sind und auch in Zukunft weiter rückläufig sein werden.

Aus ökonomischer Sicht bestehen zwischen den erneuerbaren

Energien deutliche Unterschiede. So sieht das RWI insbesondere die Förderung von Photovoltaikanlagen bei einem derzeitigen Vergütungssatz von knapp 47 ct/kWh (für Neuanlagen bis 30 kW) als einen technologiepolitischen Irrweg an. Auch nach dem im Deutschen Bundestag im Rahmen der EEG-Novelle 2008 verabschiedeten Kompromiss über die Vergütung von Solarstrom werden die erwarteten Kosten für erneuerbare Energien insgesamt, so das RWI, bis 2015 in dreistelliger Milliardenhöhe liegen.

Günstiger sieht es dagegen bei der Windkraft mit einem Vergütungssatz von derzeit unter 9 ct/kWh aus. Die zunehmende Ausnutzung windgünstiger Standorte an Land lässt allerdings den Offshore-Windpark als künftige Ausbaualternative erscheinen. Im EEG-Erfahrungsbericht 2007 des BMU werden die Stromgestehungskosten in den ersten zwölf Jahren bei einer Kapazität von 3 bzw. 5 MW und einer Wassertiefe von 20 bzw. 30 m in einer Bandbreite von 12,67 bis 14,09 ct/kWh gesehen. Zum Vergleich beträgt der anlegbare Kostenpreis für konventionellen Strom 2008 nach Schätzungen des BMU (2008) etwa 5,5 ct/kWh. Es muss sich noch erweisen, ob die Kostenschätzungen für die im Großmaßstab bisher nur ansatzweise erprobte Offshore-Windkraft dem Realitätstest standhalten wird und wie sich der Ausbau der fluktuierenden Windstromerzeugung mit der Netzverfügbarkeit und der Netzstabilität verträgt.



Hinzukommt, dass in den EEG-Kosten für erneuerbare Energien der Mehraufwand für die konventionelle Regel- und Reserveenergie nicht erfasst ist. Wind- und Solarstrom weisen wettermäßig und tageszeitlich abhängig starke Verfügbarkeitschwankungen auf. Durch den Einspeisevorrang der Regenerativen müssen konventionelle Kraftwerke auf Kohle- und/oder Gasbasis zur Verfügung stehen, die gegebenenfalls über eine erhöhte Auslastung oder durch Zuschaltung Lastdefizite der Erneuerbaren ausgleichen müssen. Die Mehrkosten allein dafür werden vom BMU auf etwa 300 bis 600 Mio. € pro Jahr angegeben.

Zu fragen ist, ob bei der Förderung der erneuerbaren Energien aus Gründen des Klimaschutzes – und damit gemeint ist die CO₂-Einsparung – ein kostenmäßig wirklich vorteilhafter Weg beschritten wird. McKinsey hat 2007 im Auftrag des BDI in einer Studie über Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 im Bereich der Regenerativen bei der Stromerzeugung durchschnittliche CO₂-Vermeidungskosten von 32 €/t CO₂ berechnet. Dabei ist in der Betrachtung aus der Sicht eines privaten Entscheiders bereits die EEG-Förderung berücksichtigt. Ohne EEG-Förderung würden die Vermeidungskosten bei knapp 80 €/t CO₂ liegen. Wind (Onshore) liegt aus Entscheidersicht mit EEG-Förderung z. B. bei 34 €/t CO₂ und ohne EEG-Förderung bei

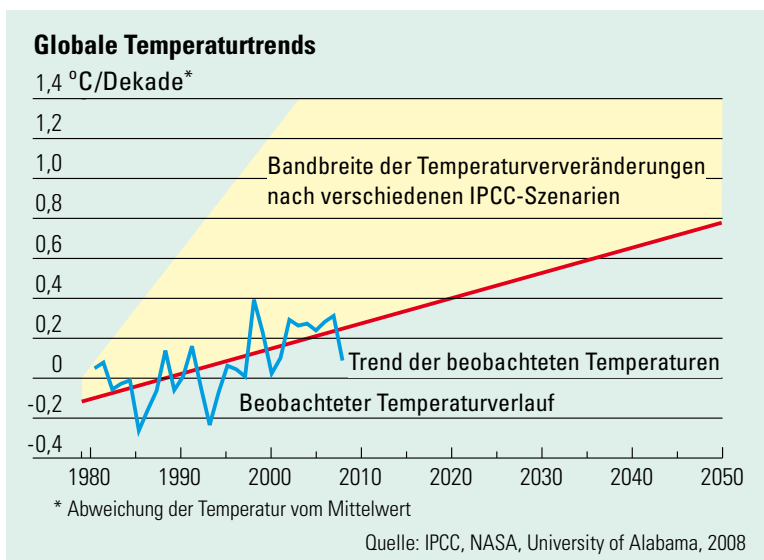


55 €/t CO₂. Zum Vergleich schätzt die McKinsey-Studie beispielsweise die CO₂-Vermeidungskosten von Braunkohle-CCS auf gut 30 bzw. 50 €/t CO₂ bei Steinkohle-CCS. Künftig verbesserte Kraftwerkstechnik über den gegenwärtigen Stand der Technik hinaus wird bei der Steinkohle von McKinsey unter 50 €/t CO₂, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf Steinkohlenbasis unter 20 €/t CO₂ gesehen. Die

Modernisierung (Retrofit) älterer Braun- und Steinkohlekraftwerke ist sogar wirtschaftlich bzw. mit Kostenersparnissen verbunden und darum mit negativen Vermeidungskosten belegt – also eine ökonomisch sehr viel günstigere Option für die Klimavorsorge, was in der öffentlichen Debatte häufig übersehen wird.

Akademie Mont Cenis (Herne) mit Solarpanel

Nach dem IPCC-Bericht 2007: Die Arbeit der Klimawissenschaft geht weiter



In der klimawissenschaftlichen Diskussion ist nach der Veröffentlichung des 4. Zwischenberichts des International Panel on Climate Change (IPCC) im Februar 2007 im Jahr 2008 wieder Ruhe eingekehrt. Die Beruhigung dürfte u. a. auch deswegen eingetreten sein, weil sich die globale Mitteltemperatur in den letzten zehn Jahren nicht mehr erhöht hat. Mitte 2008 hat sie sich gegenüber Anfang 2007 in Reaktion auf natürliche Parameterschwankungen im Klimasystem sogar um ca. 0,5 Grad abgekühlt. Es zeichnet sich immer deutlicher ab, dass die extremen Szenarien des IPCC wohl sehr unwahrscheinlich sind. Treibhausbedingte Klimaänderungen haben eher am unteren

Ende der vom IPCC genannten Bandbreite stattgefunden bzw. werden stattfinden.

Kohlekraftwerke werden in den Medien nicht nur unter Klimaschutzaspekten als umweltschädlich dargestellt. Der Vorwurf einer Umweltschädlichkeit umfasst auch die Emission von traditionellen Luftverunreinigungen, wie z. B. SO₂, NO_x und Feinstäube. Durch eine Reihe von gesetzgeberischen Maßnahmen unterliegen aber seit den 1980er Jahren sowohl bestehende Kohlekraftwerke als auch neu errichtete Kohlekraftwerke in Deutschland strengen Emissionsminderungsaufgaben. Damit wurden die Emissionen im Vergleich zu früher um mehr als 90% gemindert. Die Bundesregierung ist den in der Öffentlichkeit verbreiteten Befürchtungen mit einer neuen Rechtsverordnung (37. BImSchV) entgegengetreten, die noch schärfere Grenzwerte für Emissionen aus Kohlekraftwerken festlegt.

Auch die Europäische Kommission ist bestrebt, durch kontinuierliche

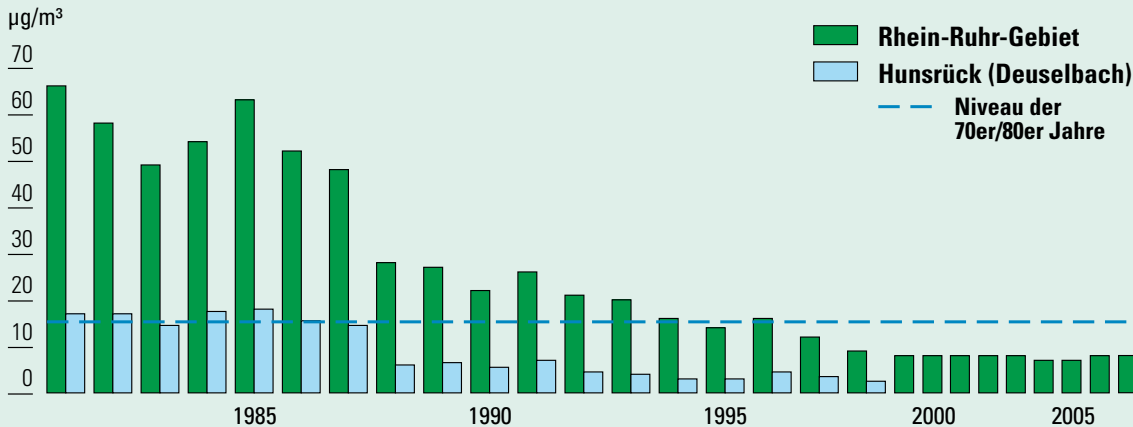
IPCC-Prognosen und beobachtete Werte

	IPCC 1990	IPCC 2001	IPCC 2007	Beobachtet 1987 - 2006
Zuwachs der CO₂-Konzentration (% pro Jahr)	0,80	0,36-0,96	0,36-0,96	0,45 ¹⁾
Zuwachs der CH₄-Konzentration (% pro Jahr)	0,87	-0,12-0,78	-0,12-0,78	0,30 ²⁾
Zunahme des Treibhauseffekts (W/m ² pro Dekade)	0,75	0,41-0,91	0,41-0,91	0,37 ³⁾
Temperaturzuwachs (°C pro Dekade)	0,30	0,14-0,58	0,11-0,64	0,15 ± 0,05 ⁴⁾

¹⁾ Mauna Loa-Daten; ²⁾ höher in den 1980ern, niedriger in den 1990ern, keine Zunahme seit 1999; ³⁾ höher in den 1980ern, niedriger in den 1990ern und 2000er Jahren; ⁴⁾ niedriger in der Troposphäre, höher an der Erdoberfläche.

**Luftqualität im Rhein-Ruhr-Gebiet:
Heute besser als früher in Reinluftgebieten**

SO₂-Konzentration in der Luft



Quelle: LANUV NRW, 2008; UBA, 1999

Verschärfung der Luftqualitätsstandards die Umweltauswirkungen von Industrieanlagen immer weiter zu verringern. Hierzu sollen die Anforderungen der Luftqualitätsrichtlinien, aber auch der so genannten NEC(National Emission Ceilings)-Richtlinie, deutlich verschärft werden.

Die Erfolge der Luftreinhaltepolitik spiegeln sich in einer kontinuierlichen Verbesserung der Luftqualität in den letzten Jahrzehnten wider. So ist z. B. die Luftqualität im Ruhrgebiet heute besser als vor 25 Jahren in den deutschen Mittelgebirgen, Gebiete, die man seinerzeit zu den Reinluftgebieten zählte.

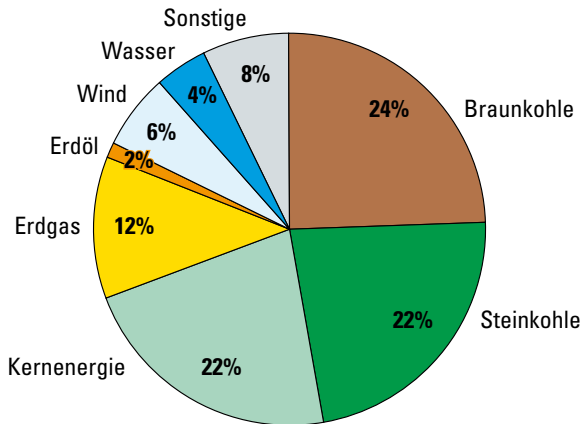
bis 2020 die Differenz zwischen Jahreshöchstlast und gesicherter Kraftwerksleistung rund 11.700 MW betragen. Bleibt die Stromnachfrage konstant, wird die Differenz sogar auf 15.800 MW ansteigen. Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftnutzung um 20 Jahre würde diese Lücke je nach Szenario um 10 bis 15 Jahre verzögern. Deshalb wird der Weiterbetrieb bestehender Kraftwerke (also nicht nur der Kernkraftwerke) über die bisher geplanten Laufzeiten gefordert. Nur so sei die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, auch in dem Wissen, dass der Weiterbetrieb bestehender ineffizienter Anlagen zu weiterhin hohen CO₂-Emissionen führt.

Umweltdiskussion als Einflussfaktor auf Investitionsentscheidungen – Stromlücke befürchtet

Die staatliche Deutsche Energie-Agentur (dena) hat die Entwicklung des deutschen Strommarkts im Hinblick auf Kraftwerks- und Netzplanung bis 2020 und einen Ausblick auf 2030 untersucht. Sie konstatiert, dass bereits ab 2012

die Kraftwerkskapazitäten möglicherweise nicht mehr ausreichen, die Jahreshöchstlast in der Stromversorgung Deutschlands zu decken. Bei Umsetzung der Energiestudie der Bundesregierung zum Energiegipfel 2007, also bei sinkendem Stromverbrauch, würde

2007: 635,9 TWh



Stromerzeugung in Deutschland

Die Studie geht von 15 Kraftwerken aus, die derzeit in Bau sind, sowie von sechs geplanten Projekten mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit. Darüber hinaus sind 60 Kraftwerksprojekte mit sehr unsicheren Realisierungschancen erfasst. Dabei gehört beispielsweise das Kraftwerk Hamburg-Moorburg in der Studie noch zu den 15 gesicherten Anlagen im Bau. Als Gründe für die großen Unsicher-

heiten bei den Projekten nennt die Studie:

- Fehlende Akzeptanz in der Öffentlichkeit, insbesondere am jeweiligen Standort,
- hohe Preise für Kraftwerkstechnik und Anlagenkomponenten,
- Unsicherheiten über die Entwicklung des CO₂-Zertifikatepreises unter den Rahmenbedingungen des Emissionshandels ab dem Jahr 2013, verbunden mit den Risiken der weltweiten Energiepreisentwicklungen (Kohle, Erdgas).

Politik und Energiewirtschaft werden in der Studie aufgefordert, gemeinsam möglichst schnell die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für den unbedingt notwendigen Zubau neuer fossiler Kraftwerkskapazitäten zu schaffen. Um eine sichere, risikoarme und nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen, ist ein gesellschaftlicher Konsens über die Notwendigkeit der Erneuerung des Kraftwerksparks und des Ausbaus des Stromnetzes in Deutschland herbeizuführen.

NRW-Energie- und Klimaprogramm: Klimaschutz mit der Kohle

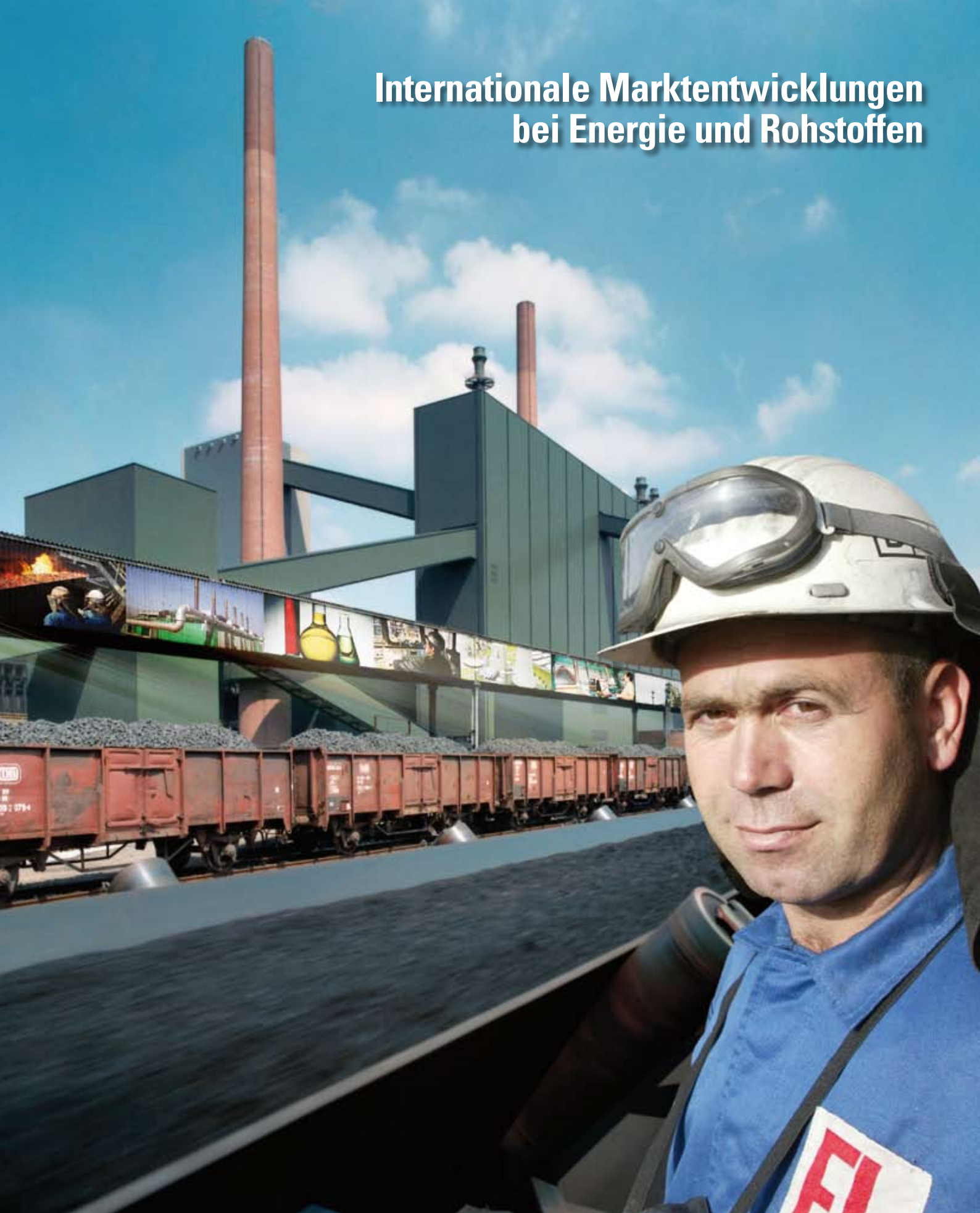
Das Land Nordrhein-Westfalen hat beispielsweise seine spezifische Herausforderung beim Klimaschutz erkannt und eine NRW-Energie- und Klimaschutzstrategie „Mit Energie in die Zukunft – Klimaschutz als Chance“ im Mai 2008

veröffentlicht. NRW als industrielles Zentrum Europas deckt 30% des gesamten deutschen Strombedarfs und verbraucht 40% des Industriestroms. Ambitionierte Ausbauziele bei den erneuerbaren Energien, insbesondere bei der Windkraft, können in NRW nur

unterdurchschnittlich greifen, da NRW als küstenfernes Bundesland kein optimaler Windstandort ist. NRW hat es schwer, die sich aus dem Meseberg-Paket für Gesamtdeutschland ergebende CO₂-Einsparung von 36% als Zielmarke im eigenen Land zu verwirklichen. Die NRW-Strategie geht von einem Einsparziel von 33% bis 2020 bzw. 98 Mio. t CO₂ gegenüber 1990 aus. Davon ist eine Einsparung von rund 17 Mio. t bereits realisiert. Von dem verbleibenden Einsparungsvolumen von 81 Mio. t CO₂ werden lediglich 36 Mio. t CO₂ dem Meseberg-Programm zugerechnet. Weitere 45 Mio. t CO₂ müssen durch NRW-eigene Anstrengungen eingespart werden.

Zwangsläufig ist in diesem Paket die zügige Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks bei Ersatz von Altanlagen durch neue Anlagen im gleichen Leistungsumfang die wichtigste Bedingung für die Erreichung der Klimaschutzziele. Von dem erwarteten Einsparungseffekt von jährlich 30 Mio. t CO₂ entfallen 18 Mio. t auf Erneuerungsmaßnahmen bis 2012 und 12 Mio. t auf den Zeitraum nach 2012. Eine Erneuerung der im Programm aufgeführten neun Steinkohlekraftwerksstandorte in NRW soll 50% des Einsparvolumens bis 2012 erbringen. NRW begibt sich beispielhaft auf den Weg, Klimavorsorge *mit* der Kohle anzustreben, anstatt gegen sie.

Internationale Marktentwicklungen bei Energie und Rohstoffen



Internationale Energiepreise 2008 – historische Höchstwerte erreicht

Die Preise für Energierohstoffe sind rasant angestiegen und haben 2008 ihren bisherigen Höhepunkt erreicht. Noch nie zuvor waren Öl, Gas und Kohle im Monatsdurchschnitt so teuer wie im Juli 2008. Für Erdöl der Rohölsorte Brent beispielsweise mussten mehr als 133 US-\$ pro Barrel (1 bbl = 159 l), für Kraftwerkskohle frei nordwesteuropäische Häfen über 210 US-\$/t und für chinesischen Koks fob China bis zu 760 US-\$/t gezahlt werden. Nach Einschätzung der Internationalen Energie-Agentur (IEA), Paris, „*schrillen die Sirenen*“. Die Medien informieren mehr denn je über den weltweiten Verteilungskampf um das knapper werdende Ressourcenangebot bei Energie- und Industrierohstoffen. Der Aufholprozess und das entsprechend hohe, zum Teil zweifelnde Wirtschaftswachstum der so genannten Schwellenländer haben den internationalen Rohstoffmärkten einen „Superzyklus“ und den internationalen Bergbaukonzernen Rekordgewinne beschert. Zwar haben sich im letzten Drittel des laufenden Jahres die Energierohstoffmärkte infolge einer nachlassenden weltwirtschaftlichen Dynamik und entsprechend geringerer Nachfragezuwächse wieder etwas entspannt. So fiel der Ölpreis UK Brent im September 2008 unter die 100-\$-Marke pro Barrel. Doch trotz dieser Schwankung ist das Jahr 2008 in der Weltenergiewirtschaft ein historisch besonderes Jahr.

Mittel- und langfristig wird mit einer weiter aufwärts gerichteten Preisspirale gerechnet. Das britische Royal Institute of Foreign Affairs (Chatham-House) z. B. sieht in der zur Jahresmitte 2008 zunächst sich entspannenden Öl- und Energiepreiskrise nur einen Vorgeschmack auf künftige, in nur wenigen Jahren drohende Hochpreisphasen insbesondere bei der so genannten Energieleitwährung Erdöl. In ihrer

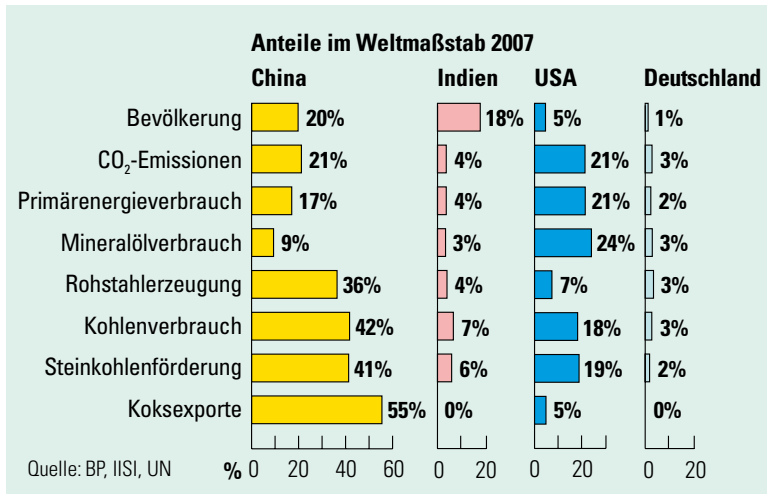
im August 2008 veröffentlichten Studie „The Coming Oil Supply Crunch“ hält das Forschungsinstitut Ölpreise der Notierung UK Brent für einen Zeitraum um das Jahr 2013 herum jenseits von 200 US-\$/bbl für wahrscheinlich und begründet dies vor allem mit zu geringen Investitionen in die Erhöhung der Förder- und Aufbereitungskapazitäten. Ähnliches ist auch bei den anderen fossilen Energieträgern zu beobachten.

Ursachen der Energiepreisexplosion

Die Ursachen für den Anstieg der Preisnotierungen für alle Energierohstoffe und viele andere mineralische Rohstoffe sind vielfältig. Zahlreiche Expertisen, Studien und Presse-Publikationen machen die hohen zusätzlichen und von den Produzenten in ihrer Tragweite gänzlich unerwarteten Nachfragezuwächse der Schwellenländer dafür verantwortlich. Die Bergbauländer und -unternehmen sind von dieser Entwicklung überrascht worden. Sie hatten nicht im ausreichenden Maß bei den Produktions- und Transportkapazitäten vorgesorgt und entsprechend investiert. Die Märkte waren also durch große Nachfrageüberhänge gekennzeichnet. Die plakativ als „*Rohstoff(staub)sauger*“ bezeichneten BRIC-Länder (BRIC = ein von der US-Investmentbank Goldman-Sachs 2003 geprägter Begriff für Brasilien, Russland, Indien und China) kauften sich bereits lange vor der Rohstoffkrise in Bodenschatzvorkommen ein.

Sie erwarben Minen und Abbaukonzessionen, beteiligten sich an Bergbaukonzernen, bildeten Joint-Ventures und vereinbarten bilaterale Abkommen mit einer Reihe von zwar rohstoffreichen aber finanziell armen Staaten vornehmlich in Afrika. China wandelte sich bei einigen Rohstoffen, so auch bei der Steinkohle, vom Netto-Exporteur zum Netto-Importeur. Diese ehemaligen Entwicklungsländer verfügen inzwischen über große Finanzkraft und gelten durch ihr riesiges, zum Teil noch unerschlossenes Absatzpotenzial als die Märkte der Zukunft. Zudem erscheinen die dortigen Rahmenbedingungen für die Ansiedlung von Produktionsanlagen noch relativ attraktiv. In vielen Bereichen hat insbesondere China den bisherigen Industriestaaten bereits den Rang als Industriestandort abgelassen. Die wirtschaftlichen Machtzentren sind dabei, sich zu verschieben.

Internationale Marktentwicklungen bei Energie und Rohstoffen

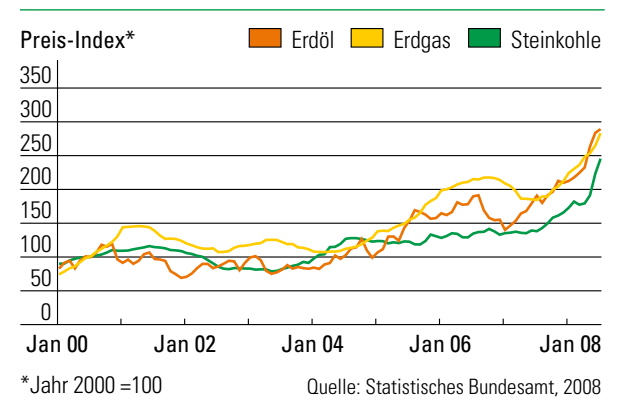


Die außenwirtschaftliche Energie-rechnung war 2007 mit Aufwen-dungen von rund 80 Mrd. € gegen-über dem Vorjahr noch rückläufig. Nun mehren sich die Anzeichen, dass 2008 die Kosten für Energie-importe über dem Rekordwert von 2006 in Höhe von rund 91 Mrd. € liegen werden. Bereits im ersten Halbjahr 2008 lagen die Ausgaben für Energieimporte bei rund 49 Mrd. €.

Zudem stellen die Energiepreis-erhöhungen eine hohe Belastung für den Industriestandort Deutsch-land dar. Insbesondere jene Indus-triezweige mit hohem Energie-kostenanteil geraten hierdurch in Bedrängnis.

Auch die privaten Verbraucher haben den Anstieg der Energie-preise auf vielfältige Weise direkt zu spüren bekommen, etwa bei den Heizkosten, beim Tanken ihres Pkw oder auch bei den Strompreisen. Die Diskussionen über die Pendler-pauschale oder über Sozialtarife bei Strom- und Gaspreisen für arme Haushalte haben durch die unvor-

Einfuhrpreis-entwicklung von Erdöl, Erdgas und Steinkohle



Zusätzlich wirkte sich die interna-tionale Finanzkrise zunächst auf die Preisentwicklung von Rohstoff-derivaten – dies sind abgeleitete Finanzgeschäfte auf Rohstoffe mit oder ohne physische Erfüllung – und später auch auf jene physi-

scher Geschäfte aus. Der höhere spekulative Einfluss bewirkte vor allem eine Zunahme der Preisvola-tilitäten und damit zeitweilig auch eine Beschleunigung der Preis-dynamik.

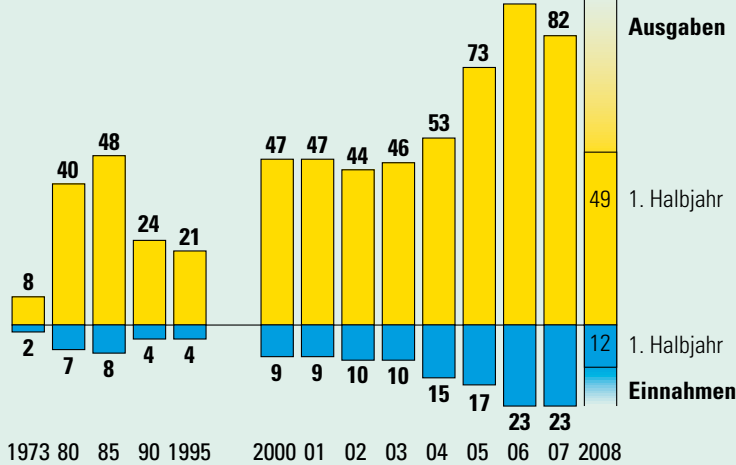
Energiepreisschübe treffen die deutsche Volkswirtschaft

Der dynamische Aufwärtstrend bei den internationalen Energiepreisen ist nicht ohne Auswirkungen auf die deutsche Volkswirtschaft geblieben. So lag die Inflationsrate in Deutschland im Juni und Juli 2008 mit 3,3% so hoch wie seit Dezember 1993 nicht mehr. Nach Berechnungen des Statistischen Bundesamtes ist dies vor allem auf die gestiegenen Preise für Energie und Nahrungsmittel zurückzuführen, die zusammen für zwei Drittel der Verteuerung verantwortlich

gemacht werden. Ließe man die Energiepreissteigerungen gänzlich außen vor, ergäbe sich für Deutsch-land im Juli 2008 lediglich eine Inflationsrate von 1,9%. Bis Juli 2008 erreichten die Weltmarkt-preise für zahlreiche Energieroh-stoffe Monat für Monat neue histo-rische Höchststände. So verteu-erten sich im Juli 2008 gegenüber dem Vorjahresmonat die indexierten Einfuhrpreise frei deutsche Grenze beispielsweise von Steinkohle um rund 76%, von Rohöl um rund 61% und von Erdgas um knapp 53%.

Außenwirtschaftliche Energierechnung

Mrd. €



hergesehenen Preisentwicklungen starken Auftrieb erhalten.

Unsicherheit besteht bezüglich der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung. Nach der Herbstprognose 2008 des Instituts für Weltwirtschaft in Kiel oder des Essener RWI z. B. haben sich die Aussichten für die Weltwirtschaft in diesem und im nächsten Jahr stark eingetrübt – unter anderem auch infolge der sich weiter ausbreitenden, ursprünglich in den USA entstandenen Immobilien-

und Finanzkrise sowie durch den bisherigen hohen Energiepreisanstieg. Der Welthandel wird nach einem Wachstum von 6% im Jahr 2007 auf Grund der konjunkturellen Eintrübung voraussichtlich nur noch um weniger als 4% im Jahr 2008 ansteigen. Für 2009 sind die Erwartungen noch ungünstiger. Von diesen Entwicklungen wird die deutsche Wirtschaft nicht unberührt bleiben. Die Prognosen des Instituts gehen für Deutschland im Jahr 2009 inzwischen fast von einem Nullwachstum aus.

Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit: unverzichtbar

Um nachhaltiges Wirtschaftswachstum weiterhin zu gewährleisten, ist Deutschland in höchstem Maße auf die sichere

und preisgünstige Versorgung mit Energie- und Industrierohstoffen angewiesen. Bereits heute liegt die deutsche Importabhängigkeit von Erdöl bei 97%, von Erdgas bei

84% und von Steinkohle bei 68%. Diese Abhängigkeiten werden bei weiterem Rückgang der heimischen Produktion weiter steigen, bei Öl und Erdgas wegen Erschöpfung der inländischen Vorkommen, bei der Steinkohle auf Grund der politischen Weichenstellungen.

Diese Abhängigkeiten werden nicht nur bei Energiepreiskrisen, sondern auch bei internationalen Konflikten schmerzlich bewusst. Die Reaktionen der westlichen Welt auf den Kaukasus-Konflikt in 2008 waren auch von der Sorge um die Sicherheit der Energielieferungen aus Russland und der kaspischen Region geprägt. Sanktionen der EU gegen Russland wurden auch unter dem Aspekt der Abhängigkeit der EU von russischen Energielieferungen verworfen. Bundeswirtschaftsminister Glos hat in Deutschland wegen der krisenhaften Entwicklungen sogar neben der Ölreserve auch den Aufbau einer nationalen Gasreserve erwogen. Bei der Kohle scheint trotz der in diesem Bericht dargestellten Befunde bislang weniger Sorge zu bestehen.

Zunehmend wird in Deutschland, aber auch in Europa erkannt, dass es an einer ausgewogenen Energiepolitik mangelt, die gleichberechtigt neben dem Umweltschutz auch die Ziele einer sicheren und preiswürdigen Energieversorgung erfasst. Lange Zeit wurde die Gefahr einer unzureichenden Rohstoffversorgung für den Industriestandort Deutschland nicht gesehen. Bei näherem Hinsehen erwiesen sich

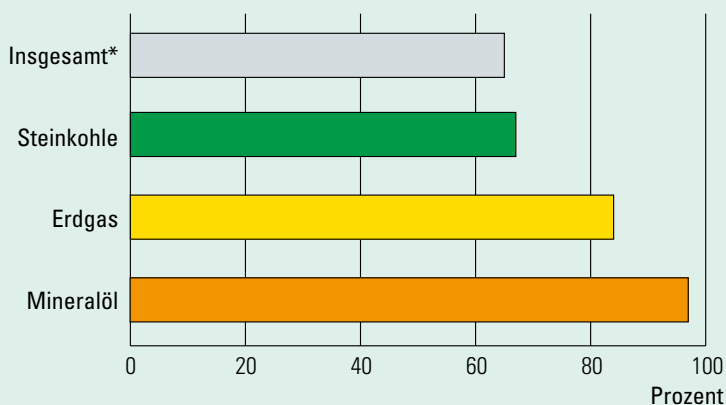
Internationale Marktentwicklungen bei Energie und Rohstoffen

viele Instrumente, für sich und auch im Zusammenhang betrachtet, als nicht zielführend. So sollen beispielsweise die Förderung und der Ausbau regenerativer Energiequellen zu den beiden Zielen Umweltschutz und Versorgungssicherheit gleichermaßen beitragen. Die regenerativen Energien können jedoch allenfalls einen Teil des Rohstoffbedarfs ersetzen. Sie sind unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit nur bedingt zuverlässig, ökologisch nicht generell unbedenklich und bis auf Weiteres mit hohen Zusatzkosten verbunden. Dieses Beispiel lässt erkennen, dass das energiepolitische Ziel der Versorgungssicherheit immer noch im Schatten des Ziels Umweltschutz steht. Das Ziel der Wettbewerbsfähigkeit kommt dabei zu kurz, obwohl alle Ziele nach dem von der Politik anerkannten und immer wieder betonten energiepolitischen Zieldreieck möglichst gleich zu gewichten sind.

Speziell die Verwirklichung des Ziels Energie- und Rohstoffsicherheit ist bisher zu sehr vernachlässigt worden. Dies hat inzwischen auch die Bundesregierung herausgestellt und hier insbesondere das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi). In einem ersten Schritt stellte Bundeswirtschaftsminister Michael Glos am 3. September 2008 die Arbeitsergebnisse der Projektgruppe Energiepolitisches Programm (PEPP) der Öffentlichkeit vor. Die überaus begrüßenswerte und mit ihren politischen Aussagen auch schon längst überfällige PEPP-Initiative fordert eine sichere und bezahlbare Energieversorgung bei höherer Wettbewerbsintensität auf den Strom- und Gasmärkten sowie die Bündelung von energie- und rohstoffpolitischen Kompetenzen im Bundeswirtschaftsministerium. Zur Stärkung der deutschen Energiepolitik werden die Einberufung eines „Wissenschaftlichen Beirats für Energie- und Rohstoffsicherheit“ und die Benennung



Energieimportabhängigkeit in Deutschland 2007



* Kernenergie als heimische Energie

eines „Beauftragten der Bundesregierung für Energie- und Rohstoffsicherheit“ vorgeschlagen. Zudem sollen jährlich eine Regierungserklärung und eine entsprechende Berichterstattung des BMWi zum Status der Energie- und Rohstoffversorgung in Deutschland erfolgen. Als Basis hierfür soll der im Mai 2008 veröffentlichte BMWi-Bericht „Energie in Deutschland“ dienen.

Der Bergbau hält das Tor zu den heimischen Lagerstätten offen

Ressourcen, Reserven und Verfügbarkeit fossiler Energierohstoffe

Die Bedenken und Befürchtungen hinsichtlich der Deckung des Weltenergiebedarfs sind zwar bedingt durch den nach wie vor immensen Energiehunger der Industrieländer und, insbesondere in Asien, der Schwellenländer. Versorgungsrisiken bilden aber ebenso die politischen Instabilitäten in den Lieferregionen. Zunehmend sind auch Engpässe in Förder- und Transport-Infrastrukturen bei nahezu allen Energieträgern und Oligopolbildungen auf den Energierohstoffmärkten zu beobachten.

Nach der IEA-Prognose „World Energy Outlook 2007“ wird im Jahr 2030 der Weltenergiebedarf um 55% höher sein als im Jahr 2005. 82% von etwa 25,3 Mrd. t SKE des Weltenergiebedarfs, mithin knapp 21 Mrd. t SKE, müssen nach dieser Prognose die fossilen Energien

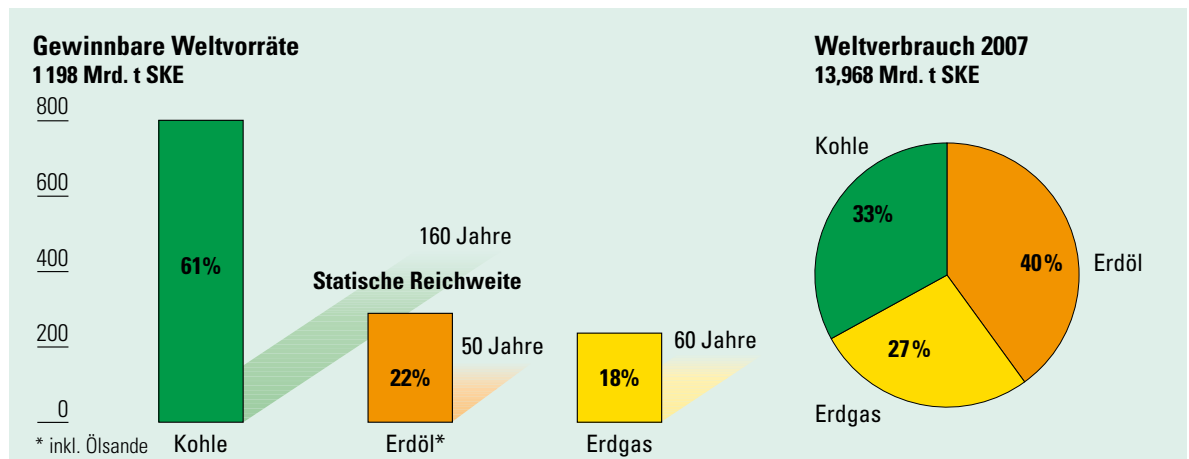
abdecken. Davon entfallen fast 30% auf Kohle.

Die Betrachtung der globalen Reserven- und Ressourcensituation verdeutlicht die sich abzeichnende Problematik insbesondere bei der Deckung des langfristigen Öl- und Gasbedarfs. Die physischen Voraussetzungen auf der Ressourcenseite werden hier seit etlichen Jahren bei wiederholten Meldungen über bevorstehende oder schon eingetretene „Peaks“ bei der Öl- und Gasförderung als zunehmend kritisch angesehen.

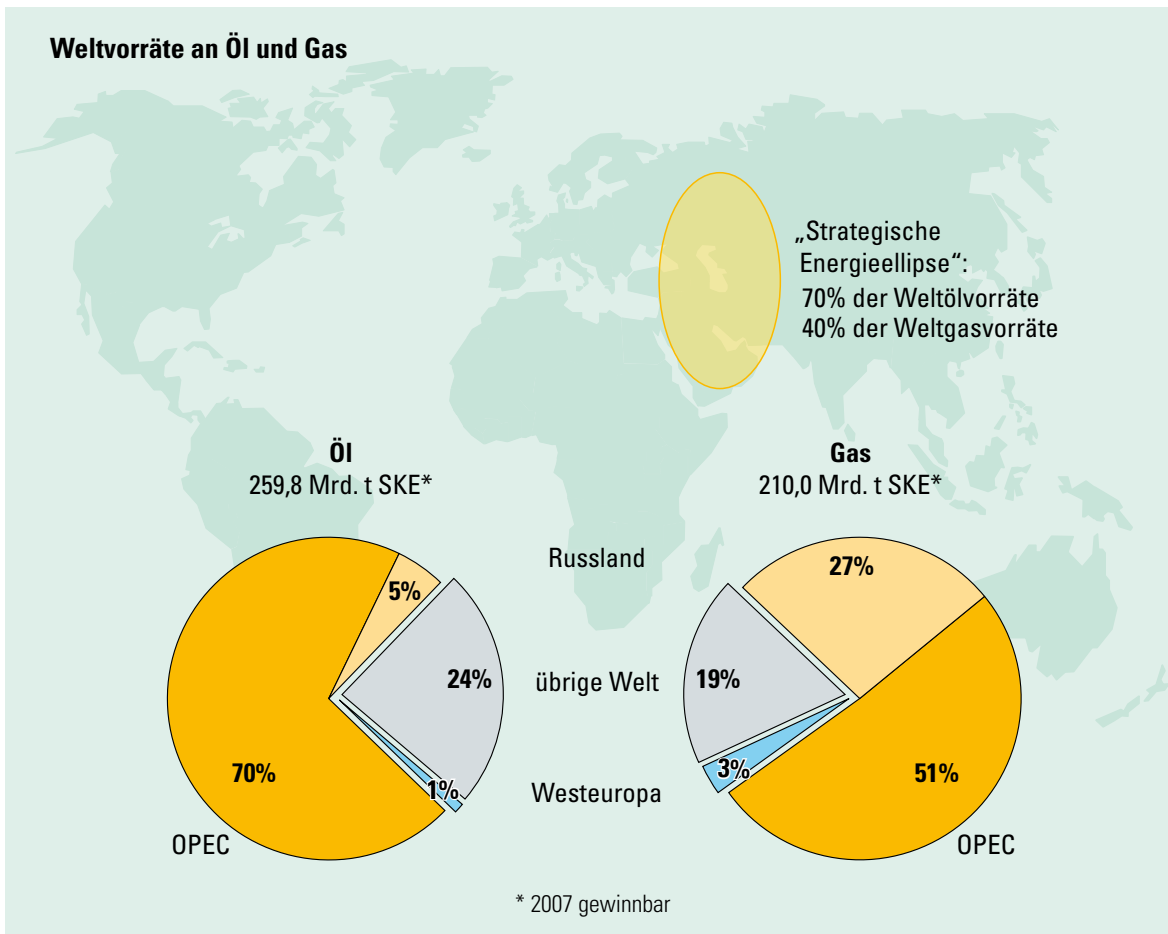
Internationale Daten lassen eine grobe Abschätzung der statischen Reichweiten für Öl (50 Jahre), Gas (60 Jahre) und Kohle (160 Jahre) zu – gemessen am Verbrauchsniveau des Jahres 2007. Neben den kurz- und mittelfristig wohl eher noch geringen, aber längerfristig

nicht außer Acht zu lassenden physischen Versorgungsrisiken müssen aber auch politische und ökonomische Risikofaktoren in Betracht gezogen werden. Nötig ist ein Gesamtplan.

Die Daten der jüngsten Untersuchung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) für die konventionellen Kohlenwasserstoffe und Rohstoffe zeigen zum Jahresende 2006: Die Ölproduktion mit konventionellem Erdöl dürfte aus geologischer Sicht bei moderatem Verbrauchsanstieg bis etwa 2020 ihren „Peak“ erreichen. Der Anteil der OPEC an der weltweiten Förderung wird aber absehbar wieder steigen, da die Ölneufunde in den Nicht-OPEC-Ländern allein den Bedarfsanstieg nicht zu decken vermögen. Die Konzentration der Erdöl-(und auch der Erdgas-)Reserven in der „Strategischen Ellipse“ des Nahen Ostens über den Kaspischen Raum bis hinein nach Russland birgt wegen der



Internationale Marktentwicklungen bei Energie und Rohstoffen



politisch teilweise sehr instabilen Regionen ein hohes Risikopotenzial. Einseitige Lieferabhängigkeiten können zudem als Druckmittel zur Durchsetzung politischer Interessen empfindliche Störungen in der gesamten Wirtschaft verursachen. Das gilt vor allem für die Erdgasversorgung der EU.

Die Debatte um die Versorgungssicherheit beim Erdgas hat die Belieferung mit Flüssiggas (LNG)

stärker ins Gespräch gebracht, um eine Diversifizierung der Bezugsquellen und Vermeidung von Abhängigkeiten zu erreichen. Doch dafür fehlt vor allem in Deutschland die Infrastruktur. Die Möglichkeiten der Diversifizierung bleiben begrenzt, und es ergeben sich neue Risiken etwa im Hinblick auf die physischen Liefersicherheiten und Terrorgefährdungen. Vor allem aber dürften sich dadurch deutliche Preissteigerungstendenzen ergeben.

Die jüngsten Einschätzungen der Europäischen Kommission zum künftigen Erdgasverbrauch in der EU 27 liegen mit 583 Mrd. m³ im Jahr 2030 um 16% über dem Verbrauch des Jahres 2005. Bei einer bis dahin voraussichtlich auf ca. 96 Mrd. m³ sinkenden Eigenerzeugung erhöht sich der Importbedarf damit auf 84%. Eine Abmilderung der Versorgungsrisiken bei Erdgas durch die LNG-Transporte erscheint daher nur in relativ geringem Umfang möglich.

Weltmarkt für Steinkohle

Nur 15% der 2007 weltweit geförderten Steinkohle in Höhe von gut 5 Mrd. t wurden international gehandelt. Bis 2030 wird der Handelsanteil eher noch zurückgehen. Die Handelsintensität ist damit deutlich geringer als bei Öl und Gas.

Seit 2003 sind die wichtigsten Preisindizes sowohl für den atlantischen als auch den pazifischen Steinkohlenmarkt tendenziell gestiegen und zeigten 2007 einen sehr steilen Anstieg. Durch den starken Euro bzw. schwachen Dollar geschützt, betrug die Preissteigerung in Europa 2007 im Vergleich zum Vorjahr rund 23%. Auf Dollarbasis gerechnet lag der Anstieg allerdings bei 43%.

Fachleute sehen die Preisentwicklung auf dem Steinkohlenweltmarkt zwar durch die zusätzliche Nachfragekomponente aus

Preise für Kraftwerkskohle

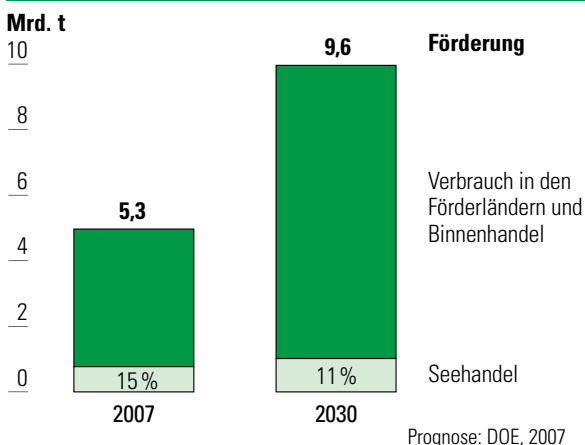
US\$/t



den Schwellenländern mit beeinflusst. Sie erkennen darin aber noch keine direkte Auswirkung von

Produktionsengpässen. Gleichwohl gab es Verknappungen. Preis erhöhend wirkten sich zudem die

Welthandelsintensität bei Steinkohle



Steinkohlenpreise

Steinkohle findet sowohl in der Kraftwirtschaft, der Stahlindustrie als auch im Wärmemarkt Verwendung. Sie wird dementsprechend sowie nach Produktionsort, Verbrauchsregion und Qualität (z. B. Heizwert, Härtegrad, Wasser- und Aschegehalt) differenziert auf gesonderten Märkten gehandelt. Einen Weltmarktpreis für Steinkohle im eigentlichen Sinn gibt es also nicht – ähnlich wie im Ölmarkt mit so verschiedenen Notierungen wie z. B. Brent, WTI oder Arabian Light. Bei den international gehandelten Steinkohlenpreisen, zu denen auch die deutsche Steinkohle an ihre inländischen Kunden geliefert werden muss (Orientierung am so genannten BAFA-Preis, s. u.), handelt es sich um Marktpreise. Sie werden gebildet durch die jeweilige aktuelle oder erwartete Angebots- und Nachfragesituation. Es sind keine Kostenpreise, die auf Grund staatlicher Kalkulationsvorschriften ermittelt werden oder genau die Gesteigungskosten reflektieren.

Wie auch auf anderen Märkten können die Preise für Steinkohle von den Produktionskosten stark abweichen. Nur in einer Käufermarktsituation mit intensivem Wettbewerb auf der Angebotsseite nähern sich die Preise den (durchschnittlichen) Gesteigungskosten an. In einer Verkäufermarktsituation, d. h. bei knappem Angebot oder gar einer Nachfrage an der Kapazitätsgrenze, können die Preise dagegen ein Vielfaches der Kosten betragen. Dies war auf dem Rohöl- und auf anderen Rohstoffmärkten

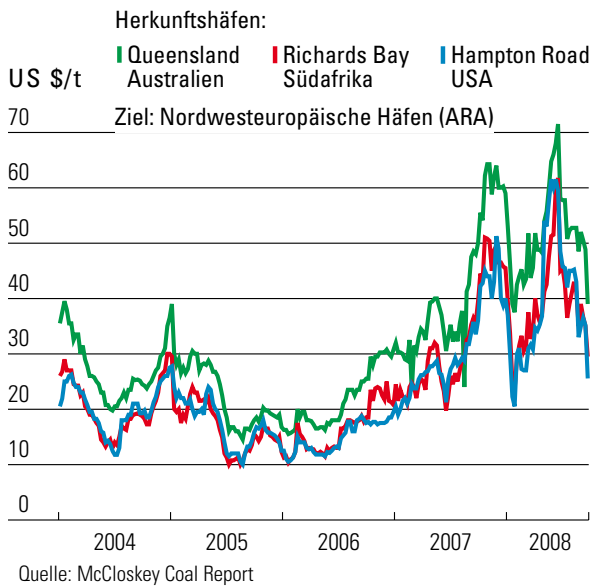
seit längerem und insbesondere 2007 und 2008 auch auf den internationalen Kohlenmärkten zu erleben. Die jeweiligen Gesteigungskosten, die sich im Kohlenbergbau auch durch die geologischen Abbaubedingungen oder die staatlichen Rahmendaten an den Bergbaustandorten stark unterscheiden können, bilden allenfalls die langfristige Preisuntergrenze, unterhalb derer sich ein Angebot nicht rentiert. Bei der deutschen Steinkohle kommt durch die politischen und rechtlichen Vorgaben hinzu, dass in ihren Produktionskosten, deren Differenz zum BAFA-Preis durch Subventionen ausgeglichen wird, auch die Kosten für stillzuliegende Bergwerke sowie die Altlasten des längst stillgelegten Bergbaus enthalten sind.

Am Steinkohlenmarkt wird grundsätzlich zwischen längerfristigen Vertrags- und tages- oder wochenaktuellen Spotpreisnotierungen sowie einer Mischung von beiden unterschieden.

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erhebt für die Kraftwerkskohle einen gewichteten Grenzübergangspreis, den so genannten BAFA-Preis, frei deutsche Grenze für Steinkohlenimporte aus Drittländern. Hierin sind sowohl Vertrags- als auch Spotlieferungen nur aus Nicht-EU-Ländern enthalten. Lieferungen aus Polen und Tschechien sind also seit deren Zugehörigkeit zur EU (1. Mai 2004) nicht mehr berücksichtigt. Der BAFA-Preis wird monatlich ermittelt und quartalsweise

mit einer Zeitverzögerung von rund zwei Monaten veröffentlicht. Er dient in erster Linie zur Ermittlung eines Parameters für die Subventionierung deutscher Steinkohle zur Verstromung. Bei subventionierter Koks-kohle gelten ähnliche Regelungen. Der Absatz von Kohle in den Wärmemarkt, wo die Heizöl- und Erdgaspreise den Maßstab bilden, wird nicht subventioniert. Insoweit dem BAFA-Preis längerfristige Vertragspreise zugrunde liegen, unterscheidet er sich mehr oder weniger deutlich von den jeweiligen kurzfristigen Spotpreisen.

Für Steinkohlen-Spotmärkte sind mehrere Notierungen im Umlauf, die auf der Grundlage unterschiedlicher Preisbasen berechnet werden. So beinhalten beispielsweise die für den nordwesteuropäischen Markt relevanten Kraftwerkskohle-Notierungen „McCloskey International Steam Coal Marker Price (MCIS)“ und „Average Price Index 2 (API 2)“ bereits den Binnentransport im Förderland sowie sämtliche Versicherungs-, Umschlags- und Frachtkosten (= cif, d.h. cost, insurance and freight) bis zu den Zielhäfen Antwerpen, Rotterdam oder Amsterdam (ARA). Hier müssen also zusätzlich insbesondere die Seefrachten berücksichtigt werden, die eigenständigen Marktgesetzmäßigkeiten unterliegen. Ein Preis auf Basis fob („free on board“) beinhaltet nur die Kosten bis zum Verladehafen, wie z. B. der „Average Price Index 4 (API 4)“, der die Kosten fob Richards Bay (Südafrika) enthält.



Frachtraten nach Europa

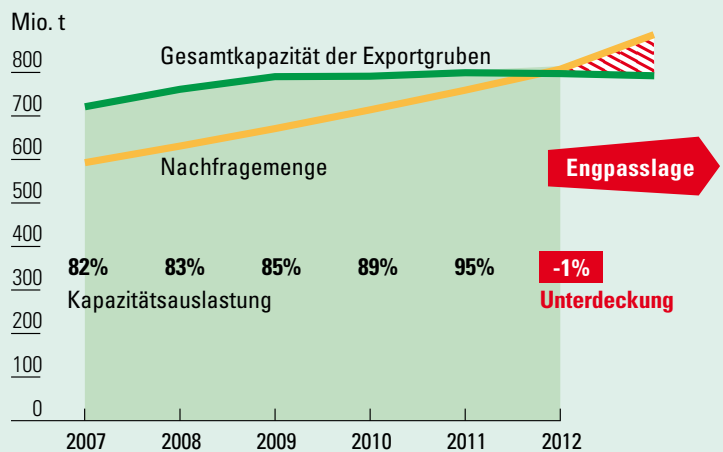
gestiegenen Seefrachtraten aus, die sich im Laufe des vergangenen Jahres gegenüber dem Vorjahr mehr als verdoppelten und sich bis Mitte 2008 mehr als verdreifachten.

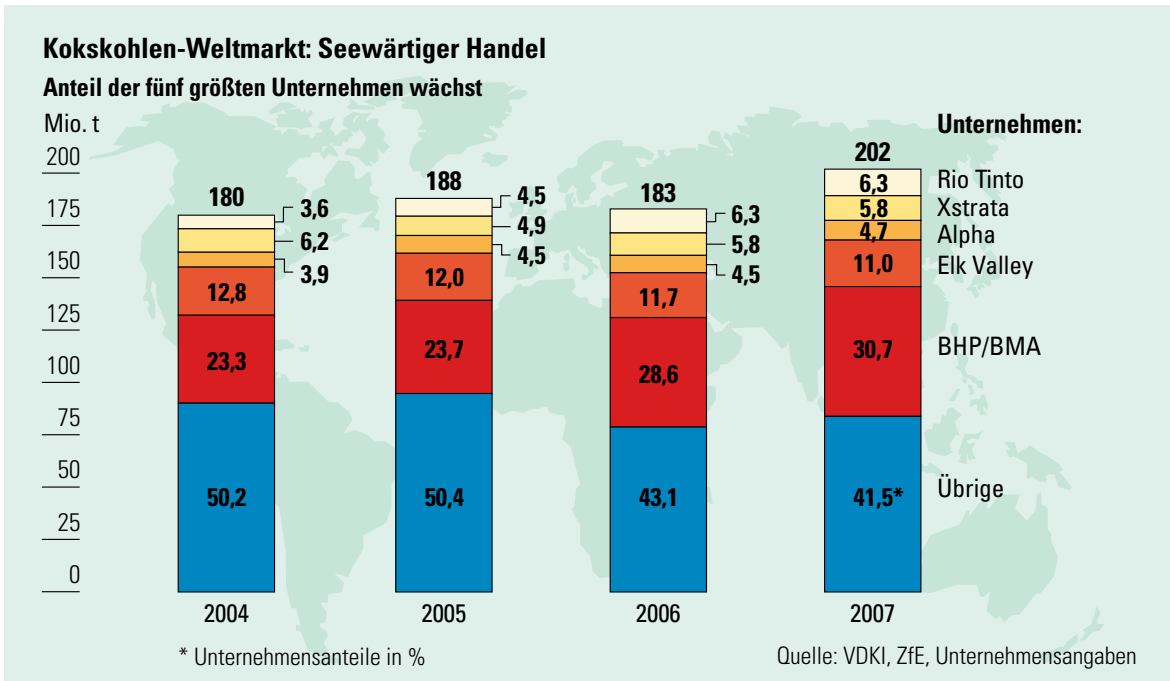
Auch wurde der Steinkohlenweltmarkt des letzten Jahres durch extreme Witterungsbedingungen – beispielsweise in Australien und Indonesien – sowie durch Transportprobleme in Russland empfindlich gestört. Dies führte zu Verzögerungen und Engpässen in der Produktion und Transportabwicklung. Zugleich war auch ein zunehmender „Ressourcen-Nationalismus“ zu beobachten. China beispielsweise sah sich zu Beginn 2008 durch den harten Winter dazu veranlasst, den Export von Kohle und Koks zeitweilig auszusetzen,

der auch in normalen Zeiten kontingiert wird. Nur so konnte die heimische Versorgung sichergestellt werden. Dies hatte erhebliche Auswirkungen auf die Preise, zumal China als größter Koksexporteur der Welt annähernd 50% des Markts versorgt. Auch wenn solche Sonderfaktoren nicht jedes Jahr wirksam werden und rezessive weltwirtschaftliche Tendenzen vorübergehend wieder Druck auf die Preise ausüben, sind mittelfristig erhebliche Anspannungen auch auf dem Weltsteinkohlenmarkt zu erwarten. Eher nachhaltige Wirkung hat die bereits angesprochene hohe Nachfragekraft der Schwellenländer. Diese brachte die Steinkohlenmärkte unter Druck und sorgte für Mengenverschiebungen vom atlantischen auf den pazifischen Markt. So kauften Inder zunehmend auch in Südafrika Kraftwerkskohlen ein und verur-

sachten dort bei den Fob-Preisen hohe Preisausschläge. Ebenso sind die erheblichen Investitionsdefizite in ihrer gesamten Tragweite eher langfristiger Natur. Sie werden sich über kurz oder lang durch „Bottle-necks“ (Engpässe) in der gesamten Kohlenlieferkette auswirken – von der Förderung und Aufbereitung über den Binnentransport und Umschlag bis hin zur Seefracht und Anlandung (so genannte Coal Supply Chain). Um das Jahr 2012 herum wird bei der Kraftwerkskohle mit einem Angebotsengpass auf dem Weltmarkt gerechnet. Das ergab eine Hochrechnung von E.ON unter Zugrundelegung einer Fundamentalanalyse zur Investitions-, Kapazitäts-, Produktions- und Nachfrageentwicklung auf dem Welt-Steinkohlenmarkt. Dies dürfte dann wieder in einem unterversorgten Markt für drastisch steigende Preise sorgen.

Angebots- und Nachfragetrends am internationalen Kraftwerkskohlenmarkt





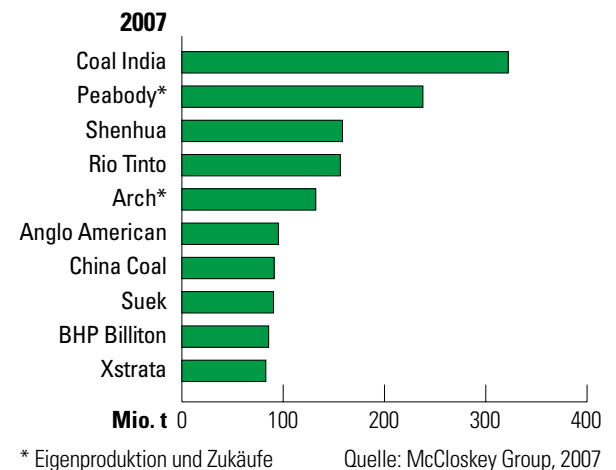
Hinzu kommt die Angebotskonzentration auf Länderebene, die nach wie vor beträchtlich ist. 2007 haben sich die zur Verfügung stehenden seewärtigen Exportmengen gegenüber dem Vorjahr stark erhöht. Im seewärtigen Kraftwerkskohlenmarkt 2007 mit insgesamt geschätzten 618 Mio. t deckten die drei größten Lieferländer Indonesien (28%), Australien (19%) und Russland (12%) zusammen rund 60% des Markts ab.

Beim seewärtigen Kokskohlenhandel 2007 von rund 200 Mio. t betrug die Marktabdeckung der drei bedeutendsten Herkunftsländer Australien (68%), USA (13%) und Kanada (12%) zusammen rund 93%.

Auf die Unternehmensebene bezogen, blieb die Marktmacht der vier privatwirtschaftlichen Branchenriesen, der so genannten „Big Four“ (BHP Billiton, Rio Tinto, Xstrata-Glencore und Anglo Coal), in 2007 unverändert groß. So deckten die großen Vier bei der Kraftwerkskohle im Jahr 2007 rund 30% ab. Sie nahmen mit einem Anteil von 47% am weltweiten seewärtigen Kokskohlenmarkt eine dominierende Marktposition ein. Die vieldiskutierte und noch nicht ganz ausgeschlossene Verschmelzung von Rio Tinto mit BHP Billiton würde dem entstehenden Konzern die Kontrolle über fast 40% der australischen Kokskohlen- und rund 15% der australischen Kraftwerkskohlen-Exportkapazitäten in die Hand geben. Dies besorgt vor allem

die Verbraucher im asiatischen Markt. Es dürfte aber auch nicht ohne Folgen für den atlantischen Markt bleiben.

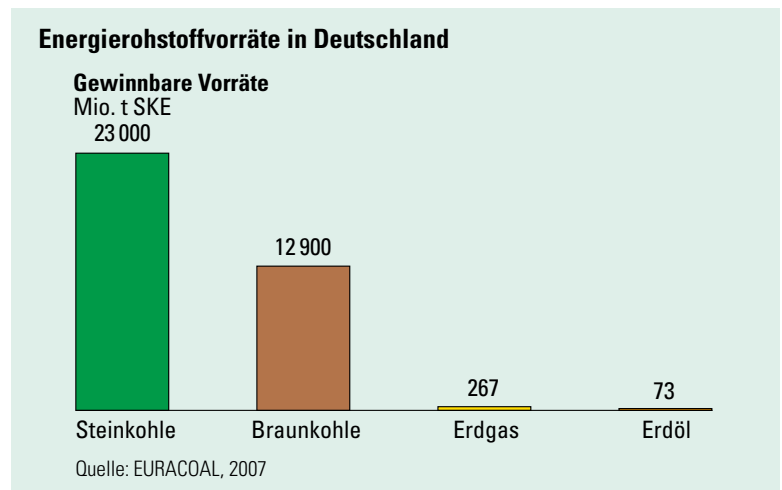
Die zehn größten Kohlenproduzenten der Welt



Handlungsoptionen für Deutschland

Deutschland wird trotz aller Bemühungen beim Energiesparen und beim Ausbau erneuerbarer Energien auf absehbare Zeit auf die Nutzung fossiler Energien einschließlich der Kohle angewiesen sein. Das bekannte energiepolitische Zieldreieck erfordert einen ausgewogenen Energiemix. Neben der schwer steuerbaren Diversifizierung bei importierten Energien sollte auch eine aktive Diversifizierung bei heimischen Energieträgern erfolgen: Sei es, dass sie wie im Fall der Wasserkraft oder der Braunkohle wirtschaftlich sind oder dass sie staatliche Förderung benötigen, wie es außer bei der deutschen Steinkohle z. B. bei vielen regenerativen Energien der Fall ist. Im Interesse der Energie- und Rohstoffsicherheit sind Optionen offen zu halten und nicht zu verschließen.

Dabei ist Deutschland kein energierohstoffarmes Land, wenn man die großen heimischen Kohlenvorräte berücksichtigt. Unter deutschem Boden lagern rund 36 Mrd. t SKE heimisch gewinnbare Energierohstoffvorkommen. Nach Angaben der europäischen Kohlevereinigung EURACOAL betragen die nach dem derzeitigen Stand der Technik



gewinnbaren Braunkohlenvorräte in Deutschland 12,9 Mrd. t SKE, jene der Steinkohle liegen sogar bei 23 Mrd. t SKE. Die eigenen Gas- und Ölvorräte sind dagegen bescheiden.

Steigende Kohlepreise, steigende Transportkosten und Aspekte der Versorgungssicherheit sorgen dafür, dass die heimische Steinkohlenförderung in einigen Staaten wieder zunehmend in das öffentliche Bewusstsein gerät. So gibt es Pläne und Überlegungen zu einem erneuten Aufschluss längst stillgelegter Kohlereviere in Europa. Auch in Japan gibt es

politische Pläne, Bergwerke wieder zu eröffnen, die noch vor Jahren wegen zu hoher Förderkosten geschlossen worden sind, und die Produktion wieder anzukurbeln. Die Vorbereitungen hierzu stoßen aber auf einige Schwierigkeiten, da es kaum noch spezialisierte Geologen gibt und die Kenntnisse über die Lagerstätten zum Teil veraltet sind. Schwierigkeiten bereitet auch die Beschaffung ausreichend qualifizierter Arbeitskräfte.

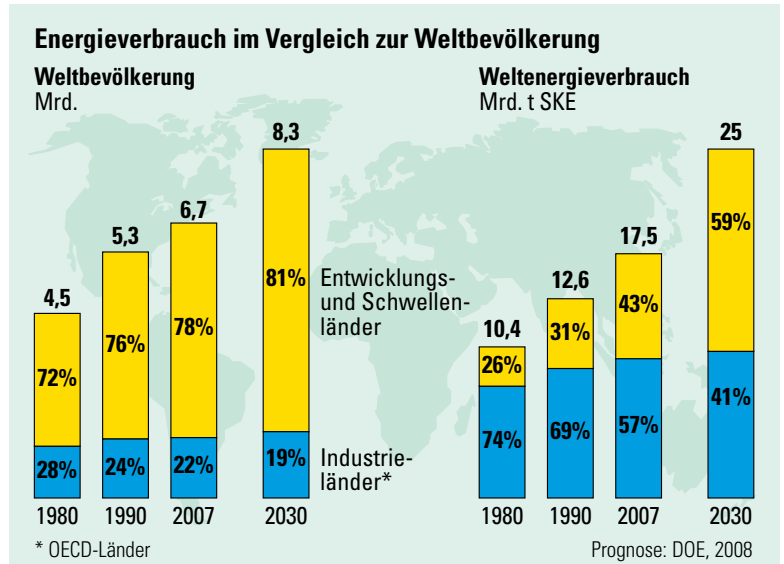
Deutschland könnte ähnliche Erfahrungen machen.



Zukunft ohne Bergbau?

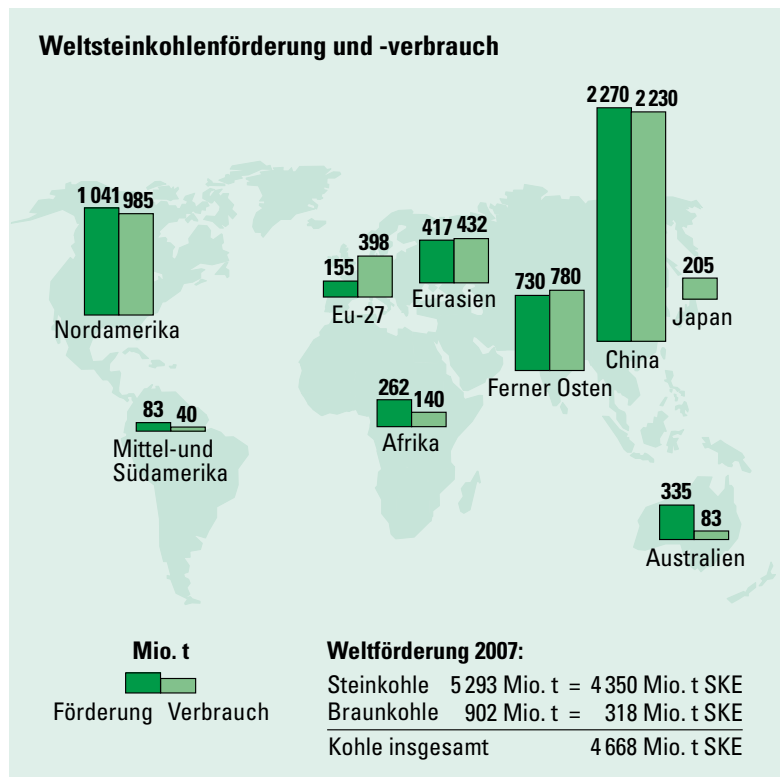
Weltweit wachsender Energieverbrauch

Mit dem Wachstum der Weltbevölkerung wird auch die Nachfrage nach Energie und Rohstoffen weiter wachsen. Stark zunehmen wird der Anteil der Entwicklungs- und Schwellenländer.

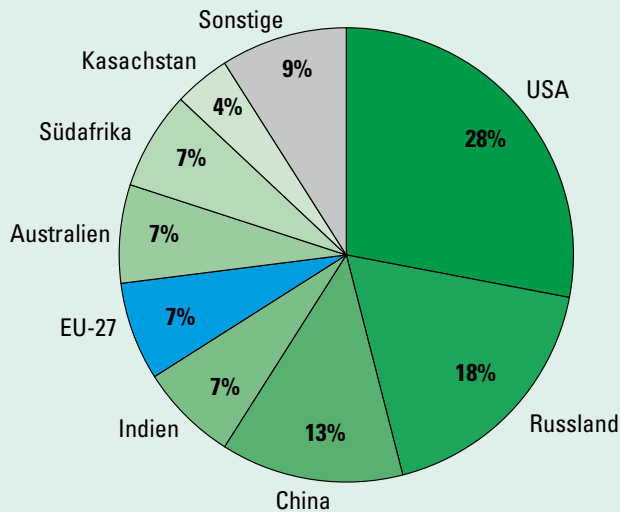


Europa ist der größte Steinkohlenimporteureur

Gut die Hälfte der weltweit geförderten Kohle stammt aus China, ein Viertel aus Nordamerika. Der weit-aus überwiegende Teil davon wird in den Förderländern verbraucht.



Weltkohlevorräte
Prozentuale Anteile



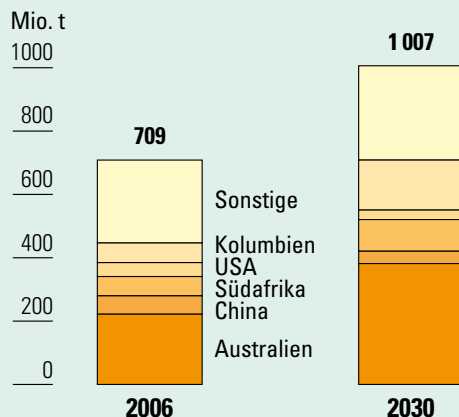
2007 weltweit gewinnbar: 728,5 Mrd. t SKE Kohle

Globale Verteilung der Weltkohlevorräte

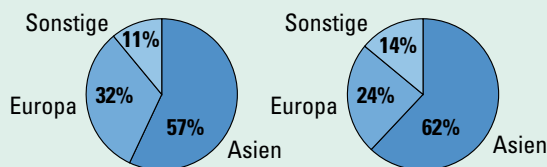
Die Weltkohlevorräte verteilen sich zwar über alle Kontinente, aber zu zwei Dritteln auf nur vier Länder. Die Länderkonzentration ist sogar höher als bei Erdöl und Erdgas.

Welthandel mit Kohle

**Steinkohlen-
exporte**



**Steinkohlen-
importe**



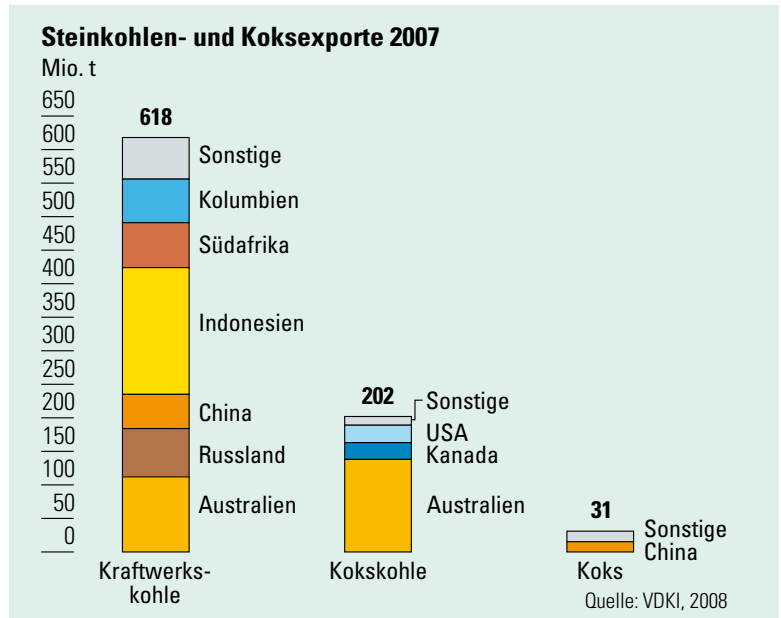
Quelle: DOE/EIA, 2008

Die Wachstumsmärkte befinden sich in Asien

Weltweit werden die Steinkohlenexporte voraussichtlich weiter zunehmen. Allerdings wird Europa davon nicht profitieren, da Asien den größten Teil absorbiert.

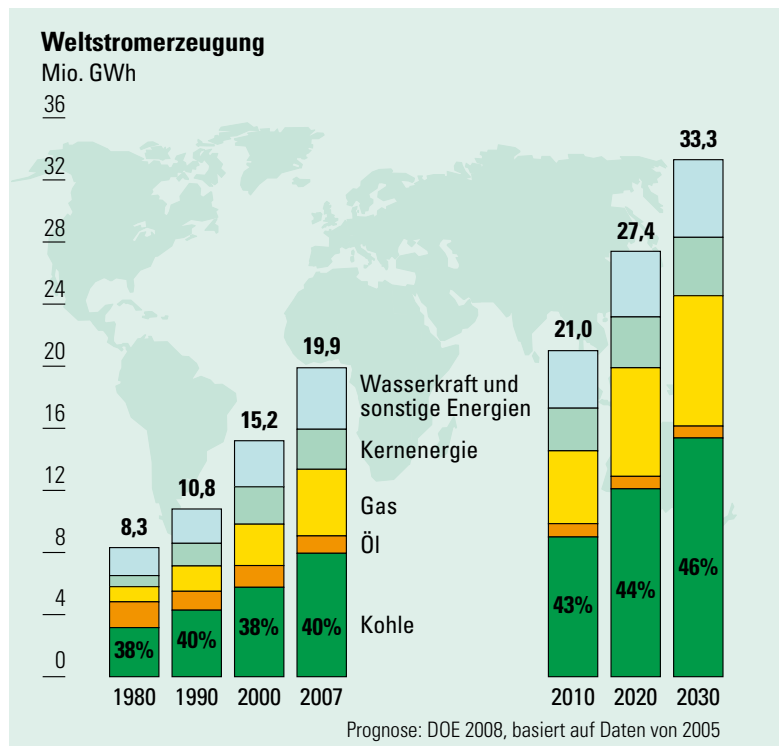
Hohe Angebotskonzentration im Kohlenweltmarkt

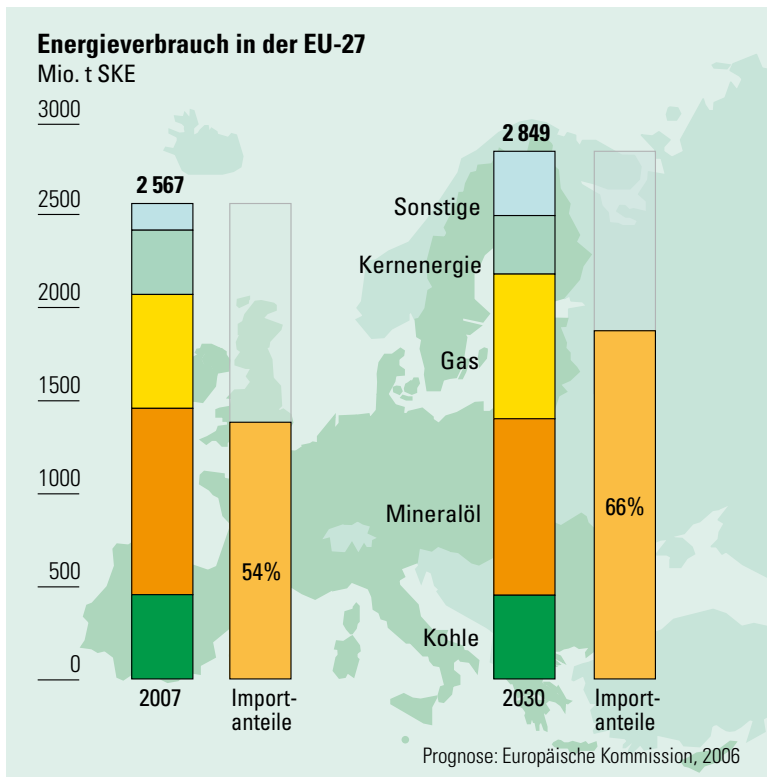
Beim Weltmarktangebot an Kohle und Koks ist die Länderkonzentration relativ hoch. Bei Koks kohle liefert allein Australien weit über die Hälfte des Weltmarktangebots. Der Markt für Kohle bleibt eng.



Kohle bleibt die Nr. 1

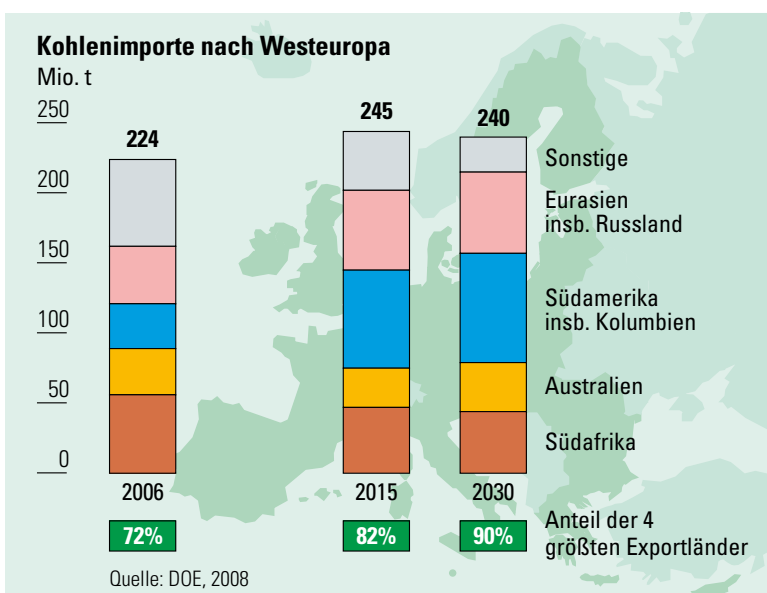
Weltweit ist die Kohle der bedeutendste Energieträger zur Stromerzeugung. Sie wird ihren Anteil voraussichtlich weiter ausbauen.





EU-Importabhängigkeit nimmt weiter zu

Die hohe Energie-Importabhängigkeit steigt nach den Prognosen der EU-Kommission weiter auf etwa 2/3 in 2030.

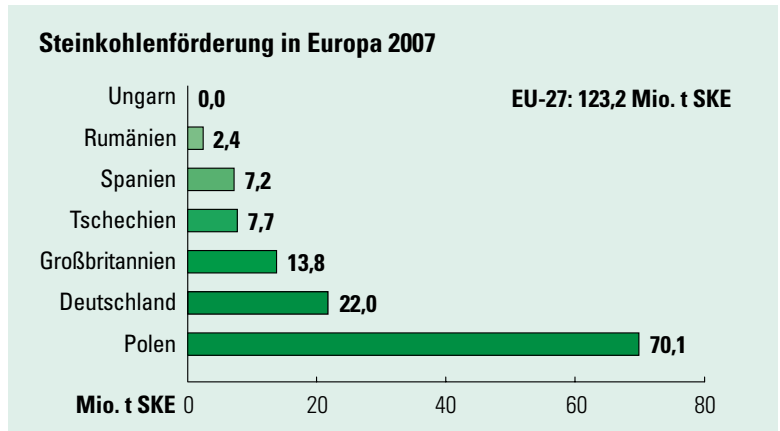


Die Abhängigkeit Westeuropas von wenigen Kohleanbietern nimmt zu

Bis zu 90% der Kohlenimporte Westeuropas werden 2030 voraussichtlich aus nur vier Lieferländern kommen.

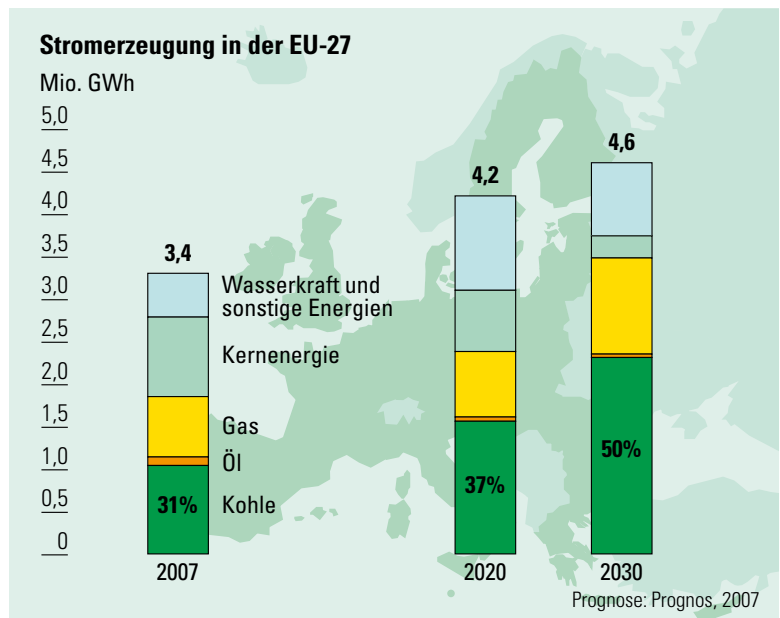
EU-Steinkohlenförderung: Deutschland noch auf Rang 2

Über die Hälfte der Steinkohle der EU wird in Polen gefördert. An zweiter Stelle steht Deutschland.

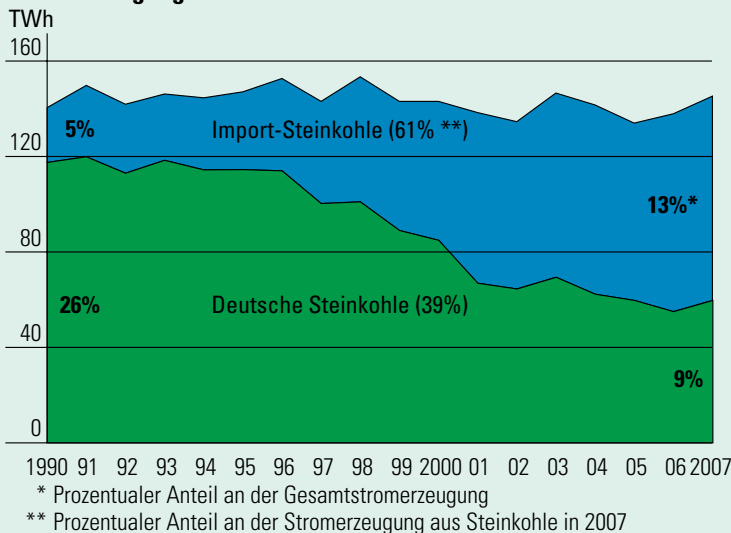


Kohle bleibt langfristig bei der Stromversorgung der EU wichtig

Nach Trendprognosen wird der Kohlenverbrauch der EU bei der Stromerzeugung zukünftig absolut wieder ansteigen.



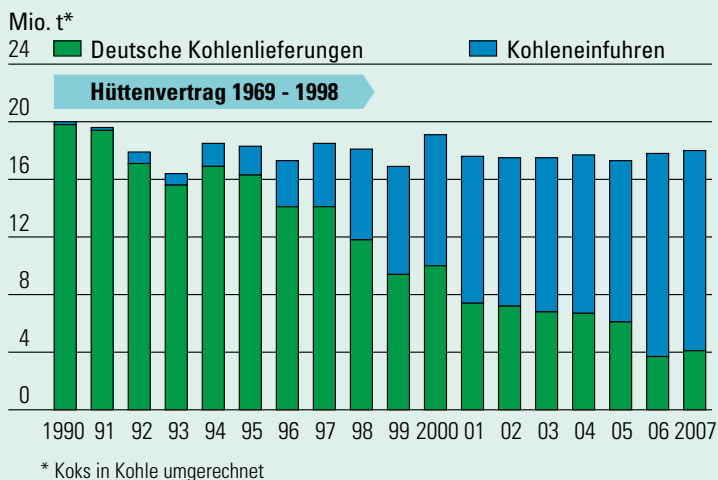
Stromerzeugung aus Steinkohle in Deutschland



Importabhängigkeit auch bei Kraftwerkskohle

Der Anteil importierter Energieträger an der Stromerzeugung, so auch der Steinkohle, hat in den letzten Jahren stark zugenommen und wird weiter zunehmen.

Kohleversorgung der deutschen Stahlindustrie



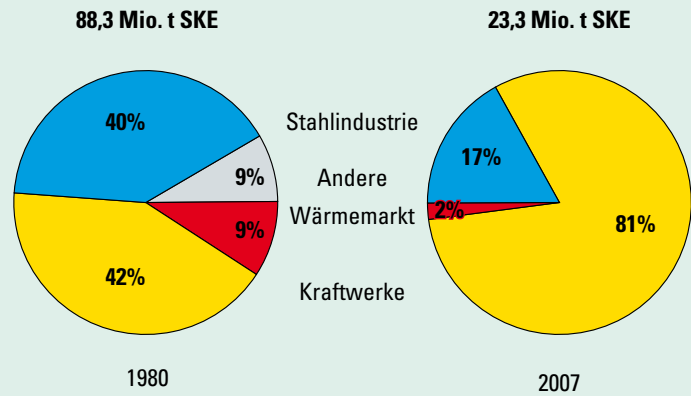
Deutsche Hütten immer mehr auf Kohlenimporte angewiesen

Den überwiegenden Teil ihres Bedarfs decken deutsche Hütten heute mit Koks aus ausländischer Kohle. Nur noch ein immer geringerer Teil stammt aus deutscher Provenienz. Die Preis- und Lieferrisiken der deutschen Stahlindustrie werden dadurch zunehmen.

Deutlicher Strukturwandel

Die Absatzstruktur der deutschen Steinkohle hat sich in den letzten 25 Jahren erheblich verändert. Heute dominiert klar die Kraftwerkskohle.

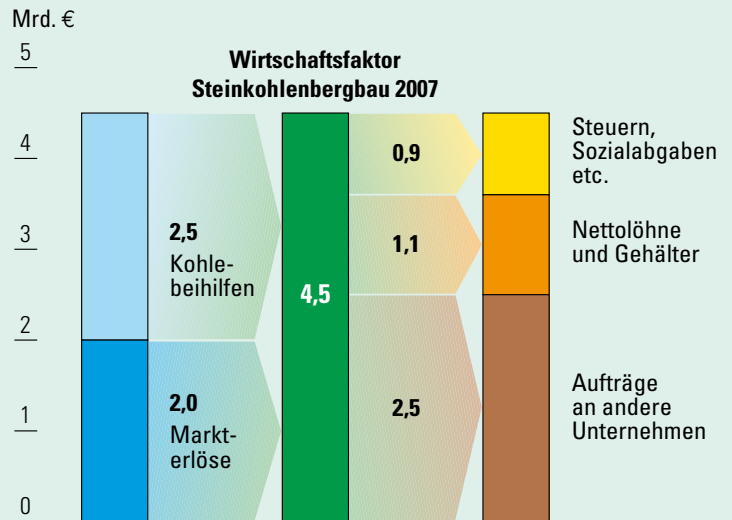
Absatzstruktur deutscher Steinkohle

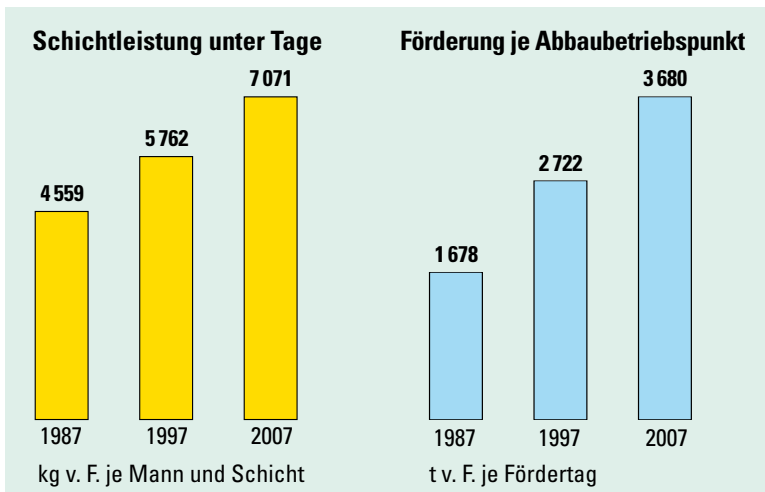


Steinkohlenbergbau ist ein Wirtschaftsfaktor

Rund die Hälfte der Wirtschaftsleistung des Steinkohlenbergbaus geht in Form von Aufträgen an andere Unternehmen. Die andere Hälfte fließt als Steuern und Abgaben an den Staat sowie in die Kaufkraft der Beschäftigten.

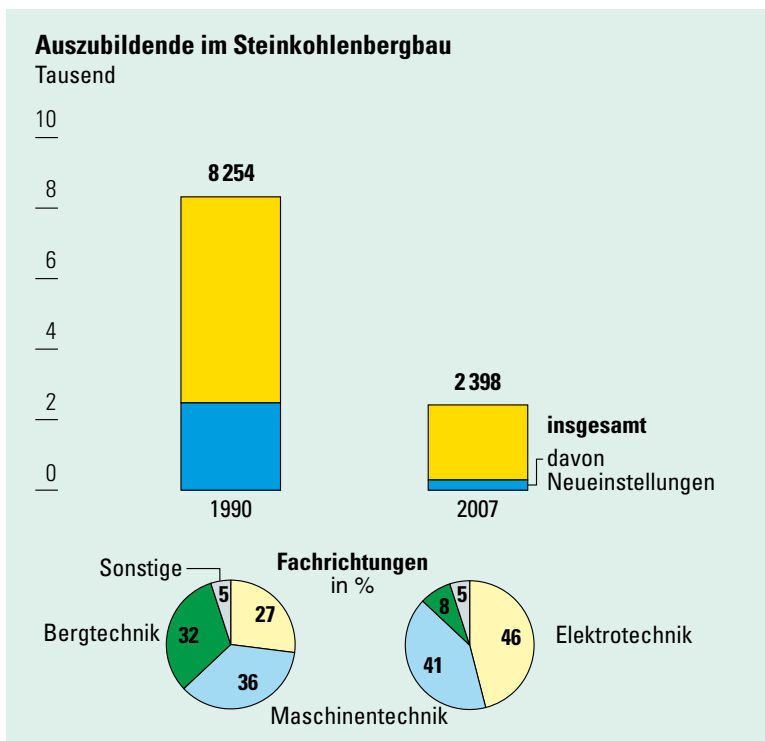
Steinkohlenbergbau im Wirtschaftskreislauf 2007





Die Rationalisierungsanstrengungen gehen weiter

Der Rationalisierungserfolg im deutschen Steinkohlenbergbau der letzten 20 Jahre ist insbesondere an der Steigerung von Schichtleistung und Förderung je Abbaubetriebspunkt deutlich ablesbar.

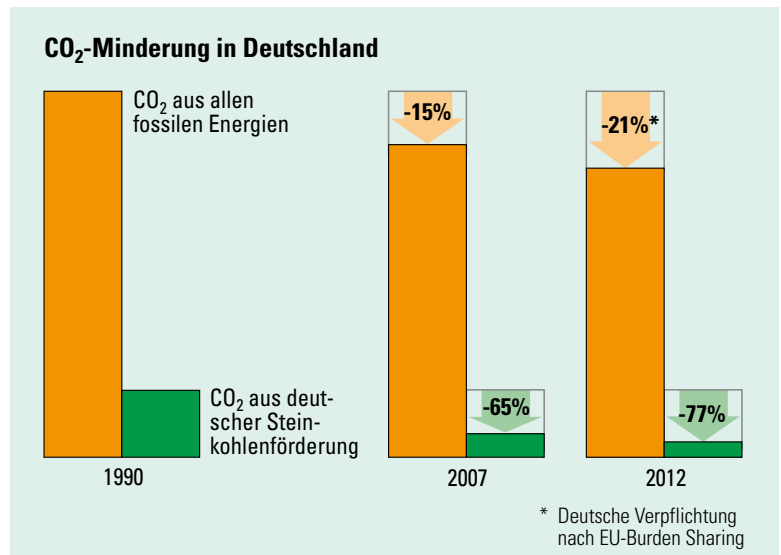


Gute Grundausbildung

Die Ausbildung im Bergbau ist anerkannt gut und bietet beste Chancen in der übrigen Wirtschaft. Eine spezifische Bergbauausbildung erhalten jedoch nur noch 8% aller Auszubildenden.

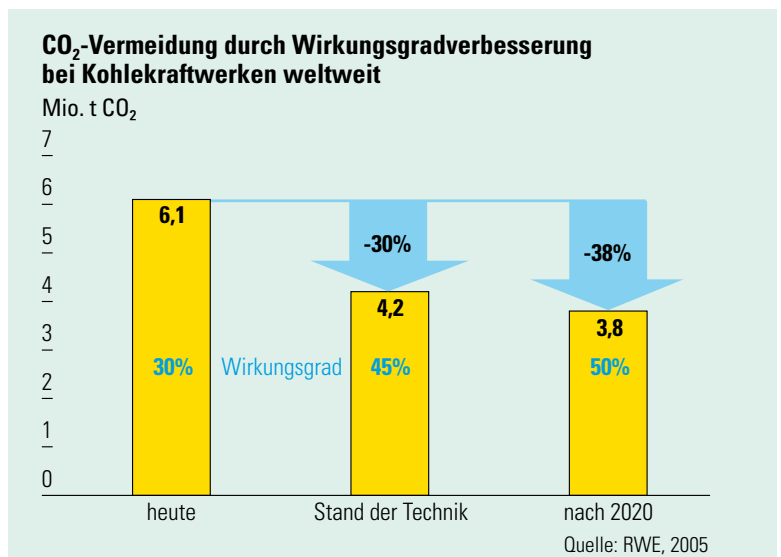
Deutschland erfüllt seine Klimaziele

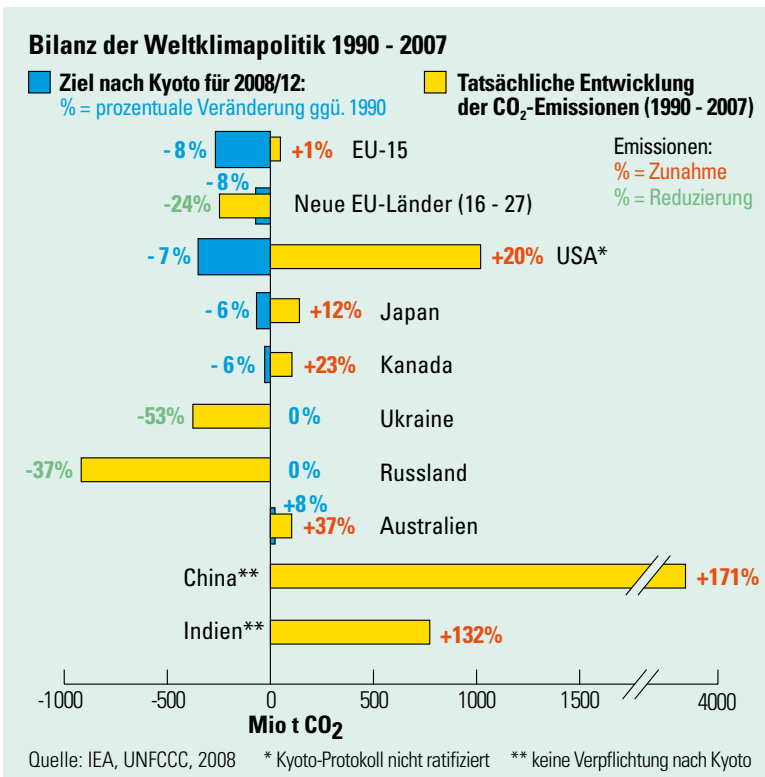
Während die CO₂-Emissionen weltweit steigen, ist Deutschland auf gutem Wege, seine Minderungsverpflichtungen bis 2012 zu erfüllen. Der Rückgang der CO₂-Emissionen aus deutscher Steinkohle ist überproportional.



Klimavorsorge durch effizientere Kohletechnologie

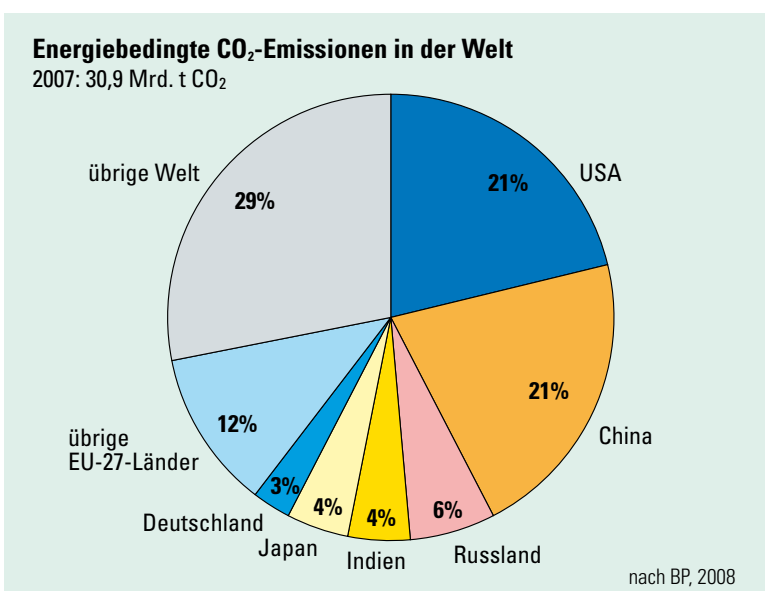
Die globalen CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken könnten deutlich gesenkt werden, wenn der heutige Stand weltweit zum Einsatz käme und die Wirkungsgrade durch die weitere Forschung und Entwicklung noch verbessert werden.





Europa ist schon Vorreiter

Außerhalb Europas (inkl. GUS-Länder) gibt es bei der Verringerung der CO₂-Emissionen kaum Fortschritte – eher im Gegenteil.



Globale CO₂-Emissionen

Mehr als 40% der energiebedingten CO₂-Emissionen in der Welt entfallen auf China und die USA. Deutschlands Anteil liegt bei nur rund 3%.

Weltenergieverbrauch

Jahr	Kern-energie	Nicht erneuerbare Energien			Erneuerbare Energien		Ins-gesamt
		Kohle	Erdöl	Erd-gas	Wasser-kraft	Sonstige	
Mio t SKE							
1970	28	2277	3262	1326	146	827	7866
1980	247	2724	4320	1853	206	1066	10416
1990	738	3205	4477	2525	271	1420	12636
2000	955	3123	5005	3091	329	1535	14038
2005	1031	4191	5488	3522	379	1960	16571
2006	1047	4418	5575	3682	387	2030	17139
2007	1024	4544	5653	3772	380	2120	17493
2010	1047	3946	6152	3860	394	1949	17413
2020	1108	4560	7246	4928	458	2271	20569
2030	1091	5142	8234	5898	521	2658	23544

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet
Quelle der Prognosen: Internationale Energie-Agentur, 2004

Kohle, Erdöl und Erdgas in der Welt 2007

Energieträger	Vorräte		Verbrauch	
	Mrd. t SKE	%	Mrd. t SKE	%
Kohle	728	61	4,5	33
Erdöl*	260	22	5,7	40
Erdgas	210	17	3,8	27
Insgesamt	1198	100	14,0	100

gewinnbare Vorräte, * einschl. Ölsande
Quellen: Weltenergieat, 2004; Oil and Gas Journal, 2006

Weltvorräte an Kohle, Erdöl und Erdgas

Region	Kohle	Erdöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-27	50,9	1,3	2,8	55,0
Eurasien*	193,4	21,1	69,8	284,3
Afrika	49,5	22,0	17,3	88,8
Naher Osten	1,4	145,5	86,7	233,6
Nordamerika	212,0	40,9	9,9	262,8
Mittel- und Südamerika	14,3	22,4	9,5	46,2
VR China	94,6	3,1	2,7	100,4
Ferner Osten	60,2	3,2	10,3	73,7
Australien	52,2	0,3	1,0	53,5
Welt	728,5	259,8	210,0	1198,3
	60,8%	21,7%	17,5%	100,0%

Gewinnbare Vorräte, * ehem. UdSSR und übriges Europa
Quellen: Weltenergieat, 2004; Oil and Gas Journal, 2007

Weltvorräte an Erdöl und Erdgas

Region	Erdöl		Erdgas	
	Mrd. t	%	Bill. m³	%
EU-27	0,9	0,5	2,5	1,4
Eurasien*	14,7	8,1	59,4	33,9
Afrika	15,3	8,4	13,9	8,0
darunter OPEC-Länder	13,2	7,3	11,4	6,5
Naher Osten	101,8	56,0	72,2	41,2
darunter OPEC-Länder	100,2	55,1	70,5	40,2
Nordamerika**	28,6	15,8	8,0	4,6
Mittel- und Südamerika	15,7	8,6	7,3	4,2
darunter OPEC-Länder	12,5	6,9	4,7	2,7
VR China	2,2	1,2	2,3	1,3
Ferner Osten	2,3	1,3	8,6	4,9
darunter OPEC-Länder	0,6	0,3	2,7	1,5
Australien	0,2	0,1	0,9	0,5
Welt	181,7	100,0	175,1	100,0
darunter OPEC-Länder	126,5	69,6	89,3	50,9

Gewinnbare Vorräte, * ehem. UdSSR und übriges Europa, ** einschl. kanad. Ölsande
Quelle: Oil and Gas Journal, 2007

Weltvorräte und -förderung an Steinkohle 2007

Region	Vorräte Mrd. t SKE	Förderung Mio t
EU-27	31,8	155
Eurasien*	93,6	417
Afrika	49,4	262
Nordamerika	116,6	1041
Mittel- und Südamerika	7,2	83
VR China	62,2	2270
Ferner Osten	54,9	730
Australien	37,1	335
Welt	454,3	5293

Gewinnbare Vorräte, * ehem. UdSSR und übriges Europa
Quelle: Weltenergieat, 2007

Weltstromerzeugung

Jahr	Kohle	Kern-energie	Öl	Gas	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
1970	2075	80	1625	–	1175	4955
1980	3163	714	1661	976	1802	8316
1990	4286	1989	1216	1632	2212	11335
2000	5759	2407	1402	2664	2968	15200
2005	7040	2640	1240	3750	3550	18220
2006	7370	2670	1280	3950	3650	18920
2007	7950	2580	1120	4290	3955	19895
2010	7692	2985	1187	4427	3894	20185
2020	9766	2975	1274	6827	4909	25751
2030	12091	2929	1182	9329	6125	31657

Quelle der Prognosen: Internationale Energie-Agentur, 2006

Primärenergieverbrauch in der EU-27

Jahr	Kohle	Mineralöl	Gas	Kern-energie	Wasserkraft und sonst. Energien	Insgesamt
2005	431	1003	606	367	123	2530
2006 ¹⁾	458	1032	627	371	132	2620
2007	455	1006	615	347	144	2567
2010	409	954	660	355	207	2586
2020	370	956	756	326	282	2690
2030	419	915	740	301	329	2704

¹⁾ EU-27
Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet
Quelle der Prognosen: Europäische Kommission, 2006

Stromerzeugung in der EU-27

Jahr	Kohle	Öl	Gas	Kern-energie	Wasserkraft und sonst. Energien	Insgesamt
2005	990	160	660	930	440	3180
2006 ¹⁾	995	140	710	966	474	3285
2007	1040	110	710	935	515	3310
2010	867	132	888	965	631	3483
2020	897	104	1182	885	938	4006
2030	1205	96	1048	817	1201	4367

¹⁾ EU-27
Quelle der Prognosen: Europäische Kommission, 2006

Kohlenförderung in der EU-27 im Jahre 2007

Land	Steinkohle	Braunkohle
	Mio t SKE	
Deutschland	22,0	53,8
Großbritannien	13,8	–
Frankreich	–	–
Griechenland	–	11,9
Irland	–	1,2
Italien	–	–
Spanien	7,2	1,5
Finnland	–	4,6
Österreich	–	–
Polen	70,1	16,9
Ungarn	0,0	2,9
Tschechien	7,7	21,0
Slowakei	–	0,9
Slowenien	–	1,4
Estland	–	5,4
Bulgarien	–	6,6
Rumänien	2,4	8,7
EU-27	123,2	136,8

Primärenergieverbrauch in Deutschland

Jahr	Mineral-öl	Stein-kohle	Braun-kohle	Erdgas	Kern-energie	Wind-energie	Wasser-kraft u. Sonstige	Insgesamt
1980	206,7	85,2	115,7	73,9	20,7	0,0	5,9	508,1
1990	178,7	78,7	109,2	78,2	56,9	0,0	7,2	508,9
1995	194,1	70,3	59,2	95,5	57,4	0,2	10,2	486,9
2000	187,6	69,0	52,9	101,9	63,2	1,2	15,6	491,4
2005	176,3	61,7	54,4	110,2	60,7	3,3	26,9	493,5
2006	174,7	67,0	53,8	111,3	62,3	3,8	30,6	503,5
2007 ¹⁾	160,4	67,9	55,0	106,4	52,3	5,0	30,5	477,5

¹⁾ vorläufig
Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradansatz bewertet

Stromerzeugung in Deutschland

Jahr	Steinkohle	Braunkohle	Kernenergie	Mineralöl	Erdgas	Windenergie	Wasserkraft 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 ¹⁾	137,9	151,1	167,4	10,5	73,4	30,7	65,9	636,8
2007 ¹⁾	142,0	155,1	140,5	9,7	74,9	39,5	74,0	635,9

¹⁾ vorläufig

Absatz des deutschen Steinkohlenbergbaus

Jahr	Inland			EU-Länder		Dritt-länder	Gesamt-absatz
	Wärme-markt	Kraft-werke	Stahl-industrie	Stahl-industrie	übrige		
	Mio t SKE						
1960	61,3	22,1	31,3	27,0		5,3	147,0
1970	28,5	31,8	27,9	19,8	5,7	3,2	116,9
1980	9,4	34,1	24,9	13,0	4,8	2,1	88,3
1990	4,1	39,3	19,8	5,2	2,2	0,4	71,0
2000	0,7	27,6	10,0	0,0	0,3	0,0	38,6
2004	0,3	21,1	6,7	0,0	0,1	0,0	28,2
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

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
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	3 636	7*	23

¹⁾ fördertätig
* ab 1. 7. 2008

²⁾ Stand Jahresende ohne Kleinzechen

³⁾ Bis 1996 Saar in t = t

Belegschaft¹⁾ im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahres-ende	Arbeiter		Angestellte		Arbeiter und Angestellte	
	unter Tage	über Tage	unter Tage	über Tage	Ins-gesamt	darunter Auszubildende
	1000					
1957	384,3	169,3	16,3	37,4	607,3	48,2
1960	297,0	140,2	16,8	36,2	490,2	22,7
1965	216,8	110,5	15,6	34,1	377,0	15,2
1970	138,3	75,6	13,0	25,8	252,7	11,5
1975	107,9	60,9	11,5	22,0	202,3	14,1
1980	99,7	55,8	10,6	20,7	186,8	16,4
1985	90,1	47,4	10,2	18,5	166,2	15,7
1990	69,6	35,9	8,9	15,9	130,3	8,3
1995	47,2	25,7	6,1	13,6	92,6	2,9
1996	42,6	23,9	5,8	12,9	85,2	2,8
1997	38,1	22,7	5,2	12,1	78,1	2,7
1998	35,0	20,5	4,9	11,4	71,8	2,7
1999	31,9	19,2	4,3	11,0	66,4	2,5
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	15,0	9,1	2,3	6,3	32,8	2,4


¹⁾ Belegschaft einschließlich Mitarbeiter in struktureller Kurzarbeit und Qualifizierung

Steinkohlenförderung in Deutschland

Jahr	Revier				Bundes-republik
	Ruhr	Saar	Aachen	Ibber-büren	
	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
1996	38,0	7,3	1,0	1,6	47,9
1997	37,2	6,7	0,2	1,7	45,8
1998	32,4	6,6	–	1,7	40,7
1999	31,1	6,4	–	1,7	39,2
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

Bis 1996 Saar in t = t

Bergbau und Kultur



Obelisk der Sonnenuhr auf dem
Landschaftsbauwerk Hoheward, Herten;
im Hintergrund das Steinkohlekraftwerk
Scholven, Gelsenkirchen

Aufgaben und Organisation des Gesamtverbandes Steinkohle

Vorstand

Bernd Tönjes, Herne,
Vorsitzender (Präsident),
Vorsitzender des Vorstands der
RAG Aktiengesellschaft

Dr. Wilhelm Beermann, Essen,
**Stellvertretender Vorsitzender
und Ehrenpräsident**

Jürgen Eikhoff, Herne,
Mitglied des Vorstands der
RAG Aktiengesellschaft

Rainer Platzek, Rheinberg,

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

Dr. Alfred Tacke, Essen,
Mitglied des Vorstands der
Evonik Industries AG

K.-Rainer Träsken, Essen,

Ulrich Weber, Essen,
Mitglied des Vorstands der
Evonik Industries AG

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

Michael G. Ziesler, Saarbrücken

Mitglieder

RAG Aktiengesellschaft, Herne

RAG Deutsche Steinkohle AG,
Herne

RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH,
Ibbenbüren

Bergwerksgesellschaft
Merchweiler mbH, Quierschied

Evonik Steag GmbH, Essen

Geschäftsführung

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

Elmar Milles, Essen

Geschäftsbereiche

Wirtschaft/Umwelt/Statistik
Dr. Reinhard Rohde, Essen

Recht/Soziales/Tarife
Elmar Milles, Essen

Gründung und Aufgaben

Der Gesamtverband Steinkohle (GVSt) wurde am 11. Dezember 1968 als Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus gegründet. Er hat die satzungsgemäße Aufgabe, die allgemeinen Belange seiner Mitglieder, insbesondere auf wirtschaftspolitischem und sozialpolitischem Gebiet, wahrzunehmen und zu fördern und vertritt seine ordentlichen Mitglieder als Arbeitgeber und Tarifpartei.

Die Tätigkeit des Verbands erstreckt sich über den nationalen Bereich hinaus auf die Ebene der Europäischen Union sowie auf die Mitwirkung in weiteren internationalen Gremien.

Über die Dachverbände der deutschen Wirtschaft, in denen der GVSt direkt und indirekt vertreten ist, beteiligt er sich an der politischen Willens- und Entscheidungsbildung in Deutschland.

Stand: Mitte Oktober 2008

Deutsche Steinkohle

Öffentliche Hilfen für die deutsche Steinkohle	16
Entwicklung der Subventionen in Deutschland	17
Steinkohlenbergwerke in Deutschland	20
Steinkohlenförderung 2007 bis 2018	21
Beschäftigungseffekte des deutschen Steinkohlenbergbaus nach Regionen	22
Fiskalische Folgekosten bei unterschiedlichen Arbeitsplatzeratzraten	22
Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau	23
Unfallrückgang im Steinkohlenbergbau (1995 - 2007)	26
Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie	32
Exporte der deutschen Bergbaumaschinenindustrie	33
Primärenergieverbrauch in Deutschland	34
Steinkohlenverbrauch in Deutschland	35
Verbrauch heimischer und importierter Steinkohle in Deutschland	35
Einfuhren von Steinkohle und Koks nach Deutschland	36
Primärenergiegewinnung in Deutschland	36
Kohlenimporte nach Deutschland 2007	37
Deutsche Steinkohle im Meinungsbild	37
Versorgungsrisiko bei Öl, Gas und Steinkohle 1978 - 2007 gemäß RWI	38
Zunahme des Versorgungsrisikos bei vollständiger Versorgung mit Öl, Gas und Steinkohle in Deutschland durch Importe	39
Politische Stabilitätsgrade Kohle produzierender Länder gemäß Weltbank-Klassifikation	40

Klima und Energie

Weltenergieverbrauch	42
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in der Welt	42
CO ₂ -Abtrennungsverfahren	45
Wirkungsgrad und Kosten von CCT und CSS	47
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	49
Differenzkosten für Strom aus erneuerbaren Energien	50
Globale Temperaturtrends	52
IPCC-Prognosen und beobachtete Werte	52
Luftqualität im Rhein-Ruhr-Gebiet: Heute besser als früher in Reinluftgebieten	53
Stromerzeugung in Deutschland	54

Internationale Marktentwicklungen bei Energie und Rohstoffen

Bedeutung von China, Indien, USA im Vergleich zu Deutschland	57
Einfuhrpreisentwicklung von Erdöl, Erdgas und Steinkohle	57
Außenwirtschaftliche Energierechnung	58
Energieimportabhängigkeit in Deutschland 2007	59
Weltvorräte und Weltverbrauch von Kohle, Öl und Gas	60
Weltvorräte an Öl und Gas	61
Welthandelsintensität bei Steinkohle	62
Preise für Kraftwerkskohle	62
Frachtraten nach Europa	64
Angebots- und Nachfragetrends am internationalen Kraftwerkskohlenmarkt	64
Kokskohlen-Weltmarkt: Seewärtiger Handel	65
Die zehn größten Kohlenproduzenten der Welt	65
Energierohstoffvorräte in Deutschland	66

Anhang

Energieverbrauch im Vergleich zur Weltbevölkerung	68
Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch	68
Weltkohlenvorräte	69
Welthandel mit Kohle	69
Steinkohlen- und Koksexporte	70
Weltstromerzeugung	70
Energieverbrauch in der EU-27	71
Kohlenimporte nach Westeuropa	71
Steinkohlenförderung in Europa	72
Stromerzeugung in der EU-27	72
Stromerzeugung aus Steinkohle in Deutschland	73
Kohleversorgung der deutschen Stahlindustrie	73
Absatzstruktur deutscher Steinkohle	74
Steinkohlenbergbau im Wirtschaftskreislauf	74
Schichtleistung und Förderung	75
Auszubildende im Steinkohlenbergbau	75
CO ₂ -Minderung in Deutschland	76
CO ₂ -Vermeidung durch Wirkungsgradverbesserung	76
Bilanz der Weltklimapolitik 1990 - 2007	77
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen in der Welt	77

Statistik

78

Impressum

Herausgegeben von der Geschäftsführung
des Gesamtverbandes Steinkohle
Rüttenscheider Straße 1 - 3
45128 Essen

Tel.: +49(0)201/801 4305
Fax: +49(0)201/801 4262
E-Mail: kommunikation@gvst.de
Internet: www.gvst.de

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

Fotos: Bergbau-Archiv Evonik, GVSt, RAG,
Stiftung Bibliothek des Ruhrgebiets

Gestaltung, Layout, Grafik, Bildmontagen:
Q-Medien GmbH,
42699 Solingen

Verlag: VGE Verlag GmbH,
45219 Essen

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

ISSN 0343-7981

Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2007

Bergwerke* (Anzahl)	8 (Mitte 2008: 7)
Zechenkokereien* (Anzahl)	1
Brikettfabriken* (Anzahl)	2
Belegschaft* insgesamt	32 803 Mitarbeiter
- Ruhrrevier	25 008 Mitarbeiter
- Saarrevier	5 329 Mitarbeiter
- Ibbenbüren	2 466 Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	21,3 Mio. t v. F.***
	= 22,0 Mio. t SKE**
- Ruhrrevier	15,9 Mio. t v. F.
- Saarrevier	3,5 Mio. t v. F.
- Ibbenbüren	1,9 Mio. t v. F.
Kokserzeugung (Zechenkokerei)	2,0 Mio. t
Brikettherstellung	0,1 Mio. t
Technische Kennzahlen	
Leistung je Mann und Schicht unter Tage	7 071 kg v. F.
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 680 t v.F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	163 cm
Mittlere Streblänge	334 m
Mittlere Gewinnungsteufe	1 145 m
Größte Schachttiefe	1 750 m
Absatz insgesamt	23,3 Mio. t SKE
- Elektrizitätswirtschaft	18,8 Mio. t SKE
- Stahlindustrie	4,1 Mio. t SKE
- Wärmemarkt	0,3 Mio. t SKE
- Ausfuhr	0,1 Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle	
- am Primärenergieverbrauch in Deutschland	5 %
- an der Stromerzeugung in Deutschland	9 %
- am Steinkohlenverbrauch	33 %
- an der Stromerzeugung aus Steinkohle	39 %
- an den inländischen Energievorräten	63 %

* Ende des Jahres; Belegschaft einschließlich Mitarbeiter in struktureller Kurzarbeit und Qualifizierung

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

*** v. F. = verwertbare Förderung (berücksichtigt werden Wasser und Aschegehalt)

