Steinkohle 2013

Partner der Energiewende

Gesamtverband Steinkohle e.V.

Gesamtverband Steinkohle e.V.

Steinkohle Jahresbericht

2013

Ein Wort zuvor

Im Jahr 2012 erlebten wir eine Zäsur in der langen und an Traditionen reichen Geschichte des deutschen Steinkohlenbergbaus. Nachdem zur Mitte des Jahres mit der Schließung des letzten Bergwerks im Saarland die Steinkohlenförderung dort eingestellt wurde, endete im Dezember 2012 nach 150 Jahren auch der Bergbau am Niederrhein. Damit erfolgt die Steinkohlenförderung seit Beginn des Jahres 2013 nur noch aus den drei Bergwerken in Bottrop, Marl und Ibbenbüren. Aufgrund der 2007 getroffenen Vereinbarungen ist die Einstellung des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2018 politisch vorgegeben. Als ausgesprochen hilfreich hat sich darüber hinaus der im Frühjahr 2012 abgeschlossene Tarifvertrag zur Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus erwiesen. Er ermöglicht es uns, jüngeren Mitarbeitern eine Perspektive anzubieten, wie sie ihr Arbeitsleben nach dem Bergbauende fortsetzen können.

Auf der Grundlage des vom Bund und dem Land Nordrhein-Westfalen gewährten Finanzrahmens kann der Auslaufprozess geordnet und sozialverträglich gestaltet werden.

Die RAG wird nach dem Jahr 2018 für die Bearbeitung der Ewigkeitsaufgaben zur Verfügung stehen, mit der Entwicklung von Bergbauflächen den Strukturwandel weiter begleiten und Chancen aus der bisherigen bergbaulichen Infrastruktur für Projekte zur Erzeugung erneuerbarer Energien nutzen. Daneben wird das Unternehmen im Handel mit Steinkohle und ihren Nebenprodukten weiterhin tätig sein.

Ab 2019 wird die Versorgung unseres Landes mit Steinkohle vollständig durch Importe erfolgen. Gemeinsam mit der Braunkohle und mit Erdgas kann Steinkohle die notwendige Brücke in das politisch und im gesellschaftlichen Konsens angestrebte Zeitalter der Stromerzeugung auf überwiegend regenerativer Basis darstellen.

„Partner der Energiewende“ ist deshalb der Titel des neuen GVSt-Jahresberichtes und das Motto des Steinkohlentages 2013. Wir unterstreichen damit, dass wir die Ziele der Energiewende unterstützen und uns an der Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen beteiligen werden. Dazu zählt die verlässliche Förderung von Steinkohle bis zum verabredeten Endtermin. Dabei wird die RAG weiterhin den Auslauf geordnet und sozialverträglich gestalten und die zukünftige Nutzung der vorhandenen Infrastruktur über das Jahr 2018 hinaus vorantreiben.

Ein treuer Begleiter des Steinkohlenbergbaus waren und werden auch in Zukunft die Gremien der knappschaftlichen Sozialversicherung und der Berufsgenossenschaft sein. Der vorliegende Jahresbericht widmet dieser Partnerschaft deshalb ein eigenes Kapitel. Außerdem blickt er in einem Gastbeitrag auf die Ende 2012 abgeschlossene Geschichte des Steinkohlenbergbaus am Niederrhein zurück. Darüber hinaus gibt der Jahresbericht des Gesamtverbandes Steinkohle einen für die Energiewende hierzulande wichtigen Überblick über die Entwicklungen auf dem Gebiet der Umwelt- und Klimapolitik und auf den internationalen Energie- und Rohstoffmärkten.

Bis Ende 2018 bleibt die Steinkohlenförderung das wichtigste Geschäft der RAG. Wir werden aber auch über 2018 hinaus der Politik, unseren Kunden und den in den dann ehemaligen Bergbauregionen lebenden Menschen gegenüber ein verlässlicher Partner bleiben.

Herne, im Oktober 2013

Bernd Tönjes
Vorsitzender des Vorstands
Gesamtverband Steinkohle e.V.

Inhaltsverzeichnis

Ein Wort zuvor 5
Inhaltsverzeichnis 6
Partner der Energiewende 8

Kapitel 1
Standortbestimmung 10

Gesamtwirtschaftliche Situation 11
Energiewirtschaftliche Rahmendaten 11
Deutscher Steinkohlenmarkt und Lage des deutschen Steinkohlenbergbaus 14
Ist das Bergrecht reformbedürftig? 20
Unternehmensentwicklung und Herausforderungen der RAG 21
Energiewende – Probleme und Anforderungen aus Sicht der Industrie 22
Marktdesign für eine ausreichende Versorgung mit Kraftwerksleistung und Finanzierungslösungen für die erneuerbaren Energieträger 24
Die Energiewende im internationalen Kontext 27

Kapitel 2
Soziale Sicherung und Selbstverwaltung 28

Soziale Sicherung im Bergbau 29
Strukturwandel und Sozialversicherung 30
Soziale Selbstverwaltung in der Sozialversicherung 33
Sozialpartner in der sozialen Selbstverwaltung 33
Sozialversicherungswahlen in Deutschland 34
Reform des Sozialwahlverfahrens 35

Kapitel 3
Beendigung des Steinkohlenbergbaus am linken Niederrhein 36

150 Jahre Steinkohlenbergbau – Der Aufbruch 37
Anpassungsmaßnahmen 38
Ein Blick in die Zukunft 39

Kapitel 4
Steinkohle und Umwelt **40**

Klimavorsorgevereinbarung 41
Neuregelung des Spitzenausgleichs ab dem Jahr 2013 42
Energiemanagementsystem 43
Europäischer Emissionshandel 43
Kraftwerksemissionen 45
Nachbergbauzeit 45
Verantwortung übernehmen 47

Kapitel 5
Europäische und internationale Energie- und Rohstoffmärkte **48**

Weltbevölkerungswachstum 49
Weckruf des Club of Rome 49
Weltreserven fossiler Energierohstoffe 50
Energierohstoffmärkte 50
Die BRICS-Staaten 52
Europäische Energie- und Rohstoffpolitik 52
Steinkohlenweltmarkt 53
„Better Coal"-Initiative 56
El Cerrejón – Verantwortlicher Bergbau in Kolumbien 58

Anhang **60**

Statistik 62
Verzeichnis der Grafiken und Tabellen 65
Organisation 66
Impressum 67
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2012 69

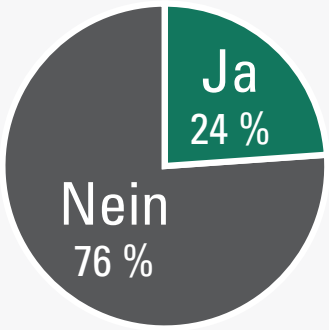
Partner der Energiewende

Deutschland steht mit der Energiewende vor einer sehr großen, selbst auferlegten Herausforderung. Die gesetzten Ziele und der Zeitrahmen für einen nachhaltigen Umbau der Energieversorgung in Richtung erneuerbarer Energien und mehr Energieeffizienz gelten allgemein als ambitioniert, die Wege zur Erreichung dieser Ziele sind umstritten und Fortschritte sind in einigen Bereichen bislang nur in geringem Tempo erreicht worden. So nahm am 5. Juni 2013 „Die Welt" mit dem Titel „Wunschtraum Energiewende" Bezug auf eine Studie des Beratungsunternehmens McKinsey & Company, Düsseldorf, die der Umsetzung der Energiewende ein schlechtes Zeugnis ausstellt. Dem Monitoring der Energiewende wird inzwischen hohe Aufmerksamkeit gewidmet. Neben dem Energie-Index von McKinsey wurde vom Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Berlin, der Energiewende-Navigator entwickelt und die Bundesregierung führt selbst ein Monitoring durch.

McKinsey kritisierte aber nicht nur die Umsetzung der Energiewende, sondern stellte ihren Modellcharakter infrage. Der Verweis auf die Vorreiterrolle Deutschlands hielte dem internationalen Vergleich nicht stand. McKinsey listete zwanzig Fallbeispiele aus aller Welt auf, die ihrerseits für Deutschland Modellcharakter haben könnten. Eine Umfrage des Weltenergierates unter internationalen Experten aus dem Energiebereich aus dem globalen World Energy Council Netzwerk zeigte, dass die aktuelle deutsche Energiepolitik nicht als Blaupause für die Welt akzeptiert wird. An der Umfrage beteiligt hatten sich 23 Länderkomitees, vor allem aus Europa.

Umfrage des Weltenergierates zur deutschen Energiewende

Kann die aktuelle deutsche Energiepolitik eine Blaupause für die Welt sein?



Quelle/Grafik: Weltenergierat, „Energie für Deutschland 2013"

Auf der Ebene der Vereinten Nationen und hier vor allem bei der UNCTAD, der Konferenz für Handel und Entwicklung, hat die deutsche Energiewende keinen Modellcharakter. Dort wurde eine Vielzahl von Maßnahmen entwickelt, die eventuell auch von Entwicklungsländern noch bezahlbar sein könnten. Trotz allem sind sie auf die Unterstützung der OECD-Länder angewiesen. Eine der erfolgversprechendsten Maßnahmen zur Bekämpfung des Klimawandels ist der Kampf gegen die zunehmende Entwaldung. Die OECD-Länder sehen sich zu den erforderlichen Unterstützungsleistungen aber nicht in der Lage.

In Deutschland bewegen sich die jährlichen indirekten Subventionen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in einer Größenordnung, die weltweit für ein solches waldbasiertes UN-Klimaprogramm aufgebracht werden müssten. Deutschland sucht mit der Energiewende hingegen einen sehr teuren eigenständigen Lösungsweg. Teuer ist er vor allem deshalb geworden, weil ökonomische Effizienz bei den Fördermaßnahmen nicht im Vordergrund steht. Da das EEG nicht die kostengünstigsten Maßnahmen bevorzugt, ist der Beitrag der Photovoltaik stark angewachsen und verursachte so statt einer gewünschten und anfänglich auch realisierten Kostensenkung wieder einen Anstieg der Durchschnittsvergütung. Dieser Effekt dürfte sich durch die Offshore-Windenergie künftig noch verstärken.

Längst ist aus der öffentlichen Diskussion um die Energiewende eine Kostendiskussion geworden. Die deutsche Industrie sieht sich im internationalen Vergleich mit sehr hohen Energiekosten konfrontiert. Ausnahmeregelungen für energieintensive Unternehmen sind deshalb sehr gut begründbar, werfen aber Verteilungsfragen wegen der Erhöhung der Belastungen der sonstigen Verbraucher auf. Diese Verteilungsfragen lösen aber nicht das Kernproblem der im internationalen Vergleich hohen Energiekosten in Deutschland.

Auf dem Steinkohlentag 2009 wies Christof Rühl, Chefökonom der BP p.l.c., London, darauf hin, dass sich die globalen Energiemärkte grundlegend umorientieren würden, weil durch Hydraulic Fracturing (Fracking) die Vereinigten Staaten von Amerika (USA) in zuvor kaum vorstellbarem Maße günstige Energiereserven heben könnten. Mittlerweile ist dies Realität geworden, mit der Folge, dass die USA auf dem

Weg zur Energieautarkie sind und der Gaspreis dort nur noch rund ein Viertel des europäischen Gaspreises beträgt.

Welche Konsequenzen dies für die Rolle der USA als bisheriger „Weltpolizist" zur Sicherung der Energiemärkte haben könnte, wird in Europa nicht hinterfragt.

Während in den USA diskutiert wurde, ob durch Fracking mehr Methan – ein hoch wirksames Klimagas – freigesetzt würde, und mittlerweile auch technische Verbesserungen angestoßen wurden, spielt hierzulande die Auswirkung des Einsatzes von Fluiden auf das Trinkwasser in der Diskussion eine wesentliche Rolle. Ein Gesetzesvorhaben zum Fracking scheiterte im Deutschen Bundestag zunächst und wird erst in der neuen Legislaturperiode zu erwarten sein. Mit der Verhinderung der CO_2-Abspaltung und -Lagerung wurde hierzulande bereits eine andere Option für eine klimaverträgliche Stromerzeugung vertan.

Auch wenn die weitere Stromerzeugung aus Photovoltaik gedeckelt wurde, gilt doch unverändert das Ausbauziel der deutschen Bundesregierung, im Jahre 2050 80 % der Stromerzeugung auf regenerativer Basis zu gewährleisten. Bereits jetzt ist erkennbar, dass ein wachsender Anteil erneuerbarer Energieträger das Stromerzeugungssystem vor außerordentliche Herausforderungen stellt. Die Zahl kritischer Netzzustände hat sich deutlich erhöht, und es müssen deshalb möglichst bald Weichenstellungen erfolgen, die ein ausreichendes Maß an gesicherter Kraftwerksleistung möglich machen. Die Notwendigkeit eines neuen „Marktdesigns" wird aktuell parteiübergreifend diskutiert, was einerseits eine Chance ist, andererseits aber auch die Gefahr einer nicht praxisorientierten Überregulierung mit sich bringt. Ganz gleich, ob nun eine „strategische Reserve" oder ein „Kapazitätsmarkt" das Modell der Wahl wäre, entscheidend sind effiziente Umsetzung und Handhabbarkeit der Lösung. Dies ist am Ende sogar wichtiger, als die Wahl des Instrumentes selbst.

Die deutsche Energiewende hat auch Auswirkungen auf die Energiewirtschaften unserer Nachbarländer und kann nicht isoliert betrachtet werden. Entscheidungen über ein neues Marktdesign haben im Kontext des europäischen Binnenmarktes zu erfolgen.

Zwar wird für die Zukunft eine Vielzahl von Maßnahmen diskutiert, die unsere Netze intelligenter und flexibler machen könnten (smart grid), doch werden Lösungen zur Beherrschung kritischer Netzzustände benötigt. Dies kann aus aktueller Sicht kostengünstig und mit verfügbarer Technik nur durch flexible konventionelle Kraftwerke und Stromspeicher geleistet werden. Zwar wird immer wieder – von Greenpeace bis zum Umweltbundesamt – behauptet, Kohlekraftwerke seien nicht geeignet, Systemdienstleistungen zu erbringen, doch zeigt die Realität ein völlig anderes Bild. Die Laständerungsgeschwindigkeit moderner Gas- und Dampfturbinen (GuD)-Kraftwerke ist nur unwesentlich größer als die von Kohlekraftwerken. Kohlekraftwerke können dafür aber deutlich stärker ihre Kraftwerksleistung in den Teillastbetrieb zurückfahren, als dies GuD-Kraftwerken möglich ist.

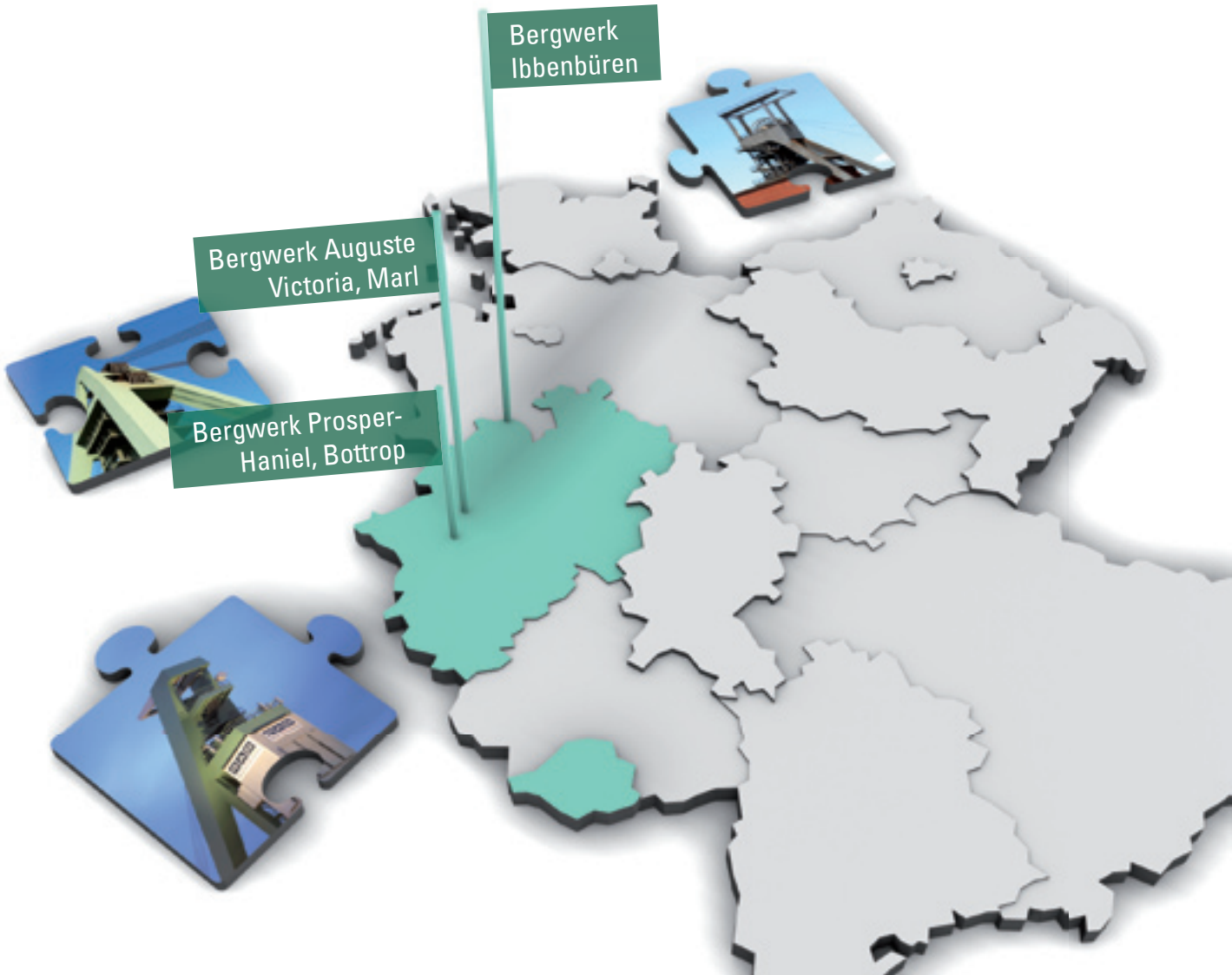
Tatsächlich werden in einer Reihe von Studien, die von Umweltorganisationen finanziert wurden, Gasturbinen als Flexibilisierungsmöglichkeit vorgeschlagen. Diese sind zwar in der Tat sehr flexibel, haben aber einen deutlich niedrigeren Wirkungsgrad als GuD- und Kohlekraftwerke. Kohlekraftwerke können deshalb durchaus einen kostengünstigen Beitrag zur Absicherung einer wachsenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern leisten. Hierzu muss aber ein ideologiefreier Weg eingeschlagen werden, der das Nebeneinander von Kohle und erneuerbaren Energieträgern zulässt. Schließlich ist auch die kohlebasierte Kraft-Wärme-Kopplung nicht nur eine besonders effiziente Form der Energienutzung, sie kann auch als Flexibilisierungsoption dienen.

Der Beitrag der deutschen Steinkohle wird hierbei aufgrund des Auslaufbeschlusses zum Ende des Jahre 2018 nur noch begrenzt sein. Die Importkohle ist bereits zunehmend an ihre Stelle getreten und wird sie dann vollständig ersetzen. Nach dem Auslauf des Saarrevieres – siehe hierzu den ausführlichen Gastbeitrag im letzten Jahresbericht – wird in diesem Jahresbericht auf die Schließung des Bergwerkes West und damit das Ende des Bergbaus am Niederrhein eingegangen. Der Anpassungsprozess ist weiterhin voll im Plan, und dies gilt insbesondere für den sozialverträglichen Abbau der Belegschaft. Der hierfür geschaffene Tarifvertrag hat sich als tragfähiges Instrument erwiesen.

Das Ende der Fördertätigkeit des deutschen Steinkohlenbergbaus bringt auch neue Perspektiven. Neben Biomasseprojekten und der Errichtung von Windrädern auf ehemaligen Bergbauflächen, insbesondere windhöffigen Halden, bieten untertägige Pumpspeicher eine einzigartige technische Option. Diese Option wird durch Unterstützung mehrerer Wissenschaftler aus dem Ruhrgebiet weiter voran gebracht und zur Reife geführt. Wir wollen unseren Beitrag zur Energiewende leisten und bauen auf entsprechende Rahmenbedingungen.

Kapitel 1

Standortbestimmung



Gesamtwirtschaftliche Situation

Nach einem verhaltenen Wirtschaftswachstum in Deutschland mit real nur 0,7 % im Jahr 2012 und einer Stagnation im Frühjahr 2013 wird auch für das Gesamtjahr 2013 nur eine niedrige Wachstumsrate erwartet. Es ist aber immerhin Wachstum, denn große Teile des Euroraums sind derzeit durch Depression und Rekordarbeitslosigkeit gekennzeichnet. Einige Prognosen sagen für 2014 eine spürbare konjunkturelle Erholung voraus, sofern sich die Krise in der Eurozone nicht noch verschärft und die Weltwirtschaft wieder Fahrt aufnimmt. Von gesamtwirtschaftlich großer Bedeutung für Deutschland und auch für die EU sind die politischen Weichenstellungen, die nach der Bundestagswahl am 22. September 2013 schon eingeleitet sind oder noch vorgenommen werden.

Die neue Bundesregierung steht vor bedeutenden Aufgaben. Einen beträchtlichen Reformbedarf gibt es speziell im Energiebereich, der weiterhin unter den Vorzeichen der Energiewende steht. Ein Punkt ist hier besonders hervorzuheben: Die zuletzt verhaltene Wirtschaftsentwicklung hat nicht nur zu einem Rückgang der ohnehin moderaten Inflationsrate geführt, sondern zeitweise auch die in den letzten Jahren stark gestiegenen Marktpreise für Energie gedrückt. Nicht gesunken, sondern sogar deutlich gestiegen ist in Deutschland unterdessen der Anteil der staatlichen Belastungen an den Energiepreisen. Der Staatsanteil an der Stromrechnung überschritt 2013 erstmals die Marke von 50 %. Dazu hat insbesondere der starke Anstieg der EEG-Umlage zur Finanzierung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien mit einem Aufkommen von mittlerweile über 20 Mrd. € beigetragen, ausschließlich finanziert von den Stromverbrauchern. Dies hat zu einer intensiven Debatte über eine sogenannte Strompreisbremse im EEG geführt, über die bis zur Bundestagswahl jedoch keine Verständigung erreicht werden konnte.

Die Energie- und Strompreise und dabei vor allem die spezifischen staatlichen Belastungen sind nicht nur von allgemeinem Verbraucherinteresse, sondern auch ein wichtiger Standortfaktor für die Industrie. Dies gilt nicht nur für die besonders energieintensiven Industriezweige, zu denen auch der Kohlenbergbau zählt, sondern durch die industriellen Wertschöpfungsketten und -verflechtungen für das gesamte produzierende Gewerbe. Eine Umfrage des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW), Köln, im Frühjahr 2013 hat gezeigt, dass neun von zehn Industrieunternehmen in Deutschland steigende Energiekosten nicht nur befürchten, sondern als klare Standortverschlechterung bewerten.

Zugleich gilt: Gerade Deutschland war nicht nur lange ein Industrieland, sondern muss es weiterhin auch bleiben und braucht deshalb tragbare Energiekosten. Die Industrie und die industrienahen Dienstleistungen bilden nach wie vor den produktiven Kern der deutschen Volkswirtschaft, sie sind der Wertschöpfungsmotor unserer sozialen Marktwirtschaft. Gegen den internationalen Wachstumstrend des Dienstleistungssektors, wie Handel, Finanzsektor, IT-Dienste etc., ist hierzulande der Anteil der Industrie an der Bruttowertschöpfung noch gestiegen. Dieser stabile industrielle Sektor als Basis einer leistungsfähigen „Realwirtschaft" ist mit ein Grund dafür, dass Deutschland besser durch die Finanz- und Wirtschaftskrisen der letzten Jahre gekommen ist als viele andere Nationen nicht nur in Europa. Viele ehemalige Industrieländer – allen voran die USA – bemühen sich inzwischen um eine „Reindustrialisierung" ihrer Volkswirtschaften. Auch der wirtschaftliche Aufstieg Chinas und anderer Schwellenländer ist nicht ohne deren anhaltend starke industrielle Entwicklung zu erklären. Dabei spielt eine preisgünstige und sichere Versorgung der Industrie mit Energie und Rohstoffen – nicht zuletzt mit Kohle – eine wichtige Rolle.

Energiewirtschaftliche Rahmendaten

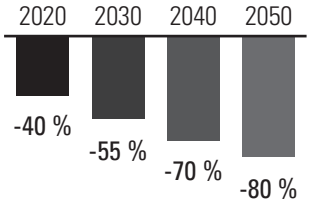
Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland ist seit der Verabschiedung des nationalen Energiekonzepts im Jahr 2010 und der energiepolitischen Beschlüsse nach den Ereignissen von Fukushima im Jahr 2011 geprägt von den politischen Zielvorgaben der Energiewende. Neben dem stufenweisen Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2022 sind dies mittel- und langfristige Etappenziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen sowie des Energie- und Stromverbrauchs bei gleichzeitigem Ausbau des Anteils der erneuerbaren Energien. Dazu soll die Energieversorgung grundlegend umgebaut werden.

Trotz der politisch beschlossenen Energiewende wandeln sich die energiewirtschaftlichen Grundstrukturen aber nur allmählich – beeinflusst von vielen Faktoren jenseits des Handlungsrahmens der Politik. So ging zwar im Jahr 2012 in Deutschland der Ausbau der erneuerbaren Energien mit einem Zuwachs von 8 % weiter kräftig voran. Doch es gab beim Primärenergieverbrauch (PEV) und den CO_2-Emissionen in diesem Jahr keinen Rückgang, sondern eine leichte Zunahme. Gleichzeitig stagnierte im Jahr 2012 die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität, die im Jahr zuvor noch sprunghaft gestiegen war. Der PEV stieg im Jahr 2012 gegenüber dem Vorjahr um knapp 1 % auf 466 Mio. t SKE.

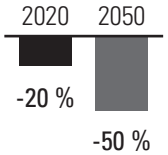
Das Energiekonzept der Bundesregierung: Zielsetzungen im Zeithorizont

Reduzierung um

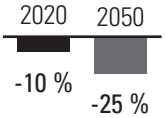
Treibhausgasemissionen gegenüber 1990



Senkung Primärenergieverbrauch gegenüber 2008

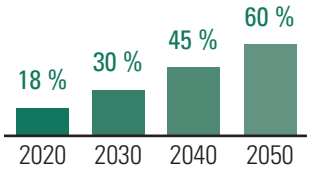


Verringerung Stromverbrauch gegenüber 2008

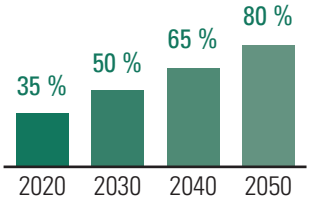


Erhöhung auf

Anteil Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch



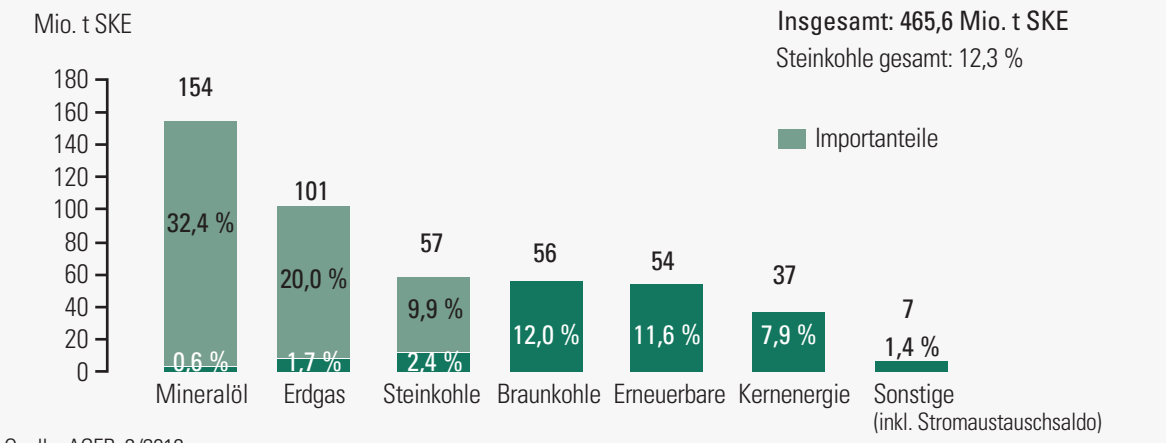
Anteil Stromerzeugung Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch



Ein wesentlicher Grund dafür waren die kühleren Temperaturen mit entsprechend gestiegenem Wärmebedarf, was zu einem Zuwachs des Heizöl- und Erdgasverbrauchs führte. Nach ersten Schätzungen nahmen die energiebedingten CO_2-Emissionen im Jahr 2012 noch etwas mehr zu, nämlich um 1,9 %, weil in der Stromerzeugung zur Flankierung des Kernenergieausstiegs mehr preisgünstige Braunkohle und Steinkohle als im Vorjahr zum Einsatz kam. Seit 1990 betrug der bis 2012 erreichte Rückgang der CO_2-Emissionen gleichwohl gut 22 %, bei allen Treibhausgasen sogar 27 %, womit Deutschland seine internationalen Klimaschutzverpflichtungen gemäß dem Kyoto-Abkommen deutlich übererfüllt hat. Im Energiemix der deutschen Volkswirtschaft dominiert nach wie vor das Mineralöl mit einem Anteil von 33 % am PEV. Dann folgt die Kohle mit 24 % – dabei Steinkohle und Braunkohle je 12 % – vor dem Erdgas mit 22 %. Somit entfielen im Jahr 2012 noch fast 80 % des PEV auf fossile Energieträger. Der Anteil der Erneuerbaren an der Deckung des PEV liegt bislang bei 12 %. Das Langfristziel der Energiewende, die Erneuerbaren zur Hauptsäule unserer Energieversorgung zu machen, liegt also noch in weiter Ferne.

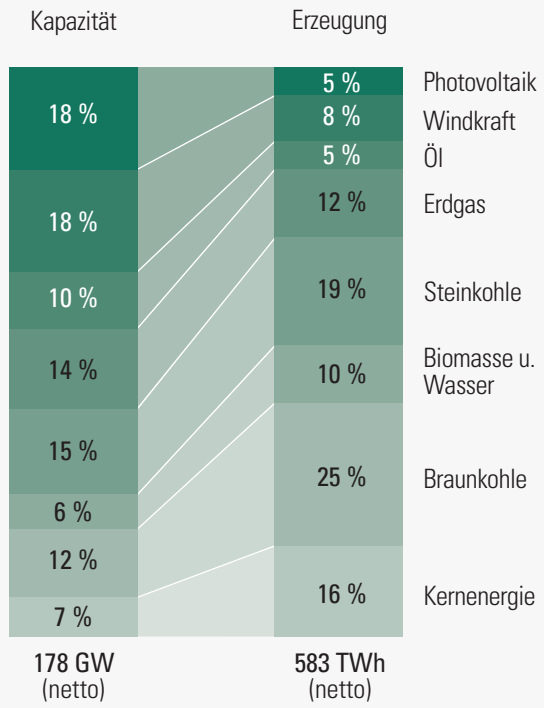
Beträchtlich größer ist der Anteil der erneuerbaren Energien allerdings schon jetzt in der Stromerzeugung. Im Jahr 2012 lag er bei 22 % und festigte damit den zweiten Rang

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2012



Quelle: AGEB, 3/2013

Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2012



Quelle: BDEW, 2013

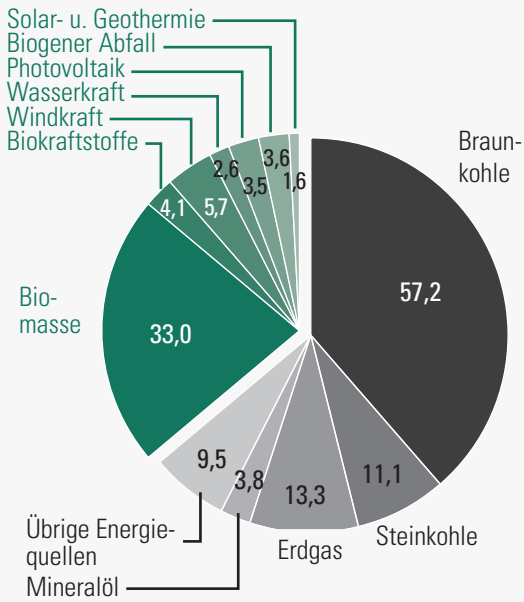
nach der Kohle mit 45 % (Braunkohle 26 %, Steinkohle 19 %), aber klar vor der Kernenergie (16 %), dem Erdgas (11 %) und allen sonstigen wie zum Beispiel Grubengas oder nicht-regenerative Abfälle. Betrachtet man Braunkohle und Steinkohle separat, werden die regenerativen Energien im Jahr 2013 oder spätestens 2014 sogar den Spitzenrang in der Stromerzeugung erreichen. Was den Anteil an den Stromerzeugungskapazitäten betrifft, erreichten die erneuerbaren Energien im Jahr 2012 schon mehr als 40 %. Die große Diskrepanz zwischen Kapazitäten und tatsächlicher Erzeugung auf regenerativer Basis zeigt indes eindrucksvoll, wie schwankend das Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien ist. Noch immer kann wegen fehlender Speicher und unzureichender Netzinfrastruktur nur ein kleiner Teil ihrer Leistung als gesichert angenommen werden. Die Energiewende wird deshalb noch lange Zeit auf konventionelle Ausgleichs- und Reservekapazitäten, nicht zuletzt auch aus Steinkohlenkraftwerken, angewiesen sein.

Bei der Primärenergiegewinnung in Deutschland lagen die erneuerbaren Energien in ihrer Summe im Jahr 2012 mit einem Anteil von 36 % nur knapp hinter der Braunkohle (38 %) und bereits sehr deutlich vor der heimischen Steinkohle, der inländischen Öl- und Gasgewinnung und allen übrigen inländischen Energiequellen. Auch hier werden sie 2013 oder spätestens 2014 auf den ersten Rang vorstoßen. Zu beachten bleibt, dass trotz der Zuwächse bei den quasi-heimischen erneuerbaren Energien auch im Jahr 2012 fast 70 % des PEV durch Energieimporte gedeckt

Primärenergiegewinnung in Deutschland 2012

Insgesamt: 149 Mio. t SKE (32 % des PEV)

Angaben in Mio. t SKE



Erneuerbare Energien:
36 % der heimischen Primärenergiegewinnung

Quelle: AGEB, 3/2013

werden mussten, für die Bezugskosten von fast 100 Mrd. € aufzuwenden waren. Gut ein Fünftel aller Energieeinfuhren stammen aus Russland, das heute Deutschlands führender Lieferant nicht nur von Erdgas, sondern auch von Mineralöl und Steinkohle ist.

Eine hohe Importabhängigkeit wird auch in Zukunft fortbestehen und ein Thema der deutschen Energiepolitik bleiben. Denn neben dem Ausstieg aus der Kernkraftnutzung bis 2022 und dem Auslaufen der heimischen Steinkohlenförderung bis Ende 2018 gehen bis ca. 2025 die konventionellen inländischen Öl- und Gasvorkommen zur Neige. Manche politischen Kräfte wünschen sich sogar zusätzlich einen Ausstieg auch aus der Braunkohle. Steinkohle, Mineralöl und Erdgas müssen jedenfalls ab der nächsten Dekade zu 100 % importiert werden. Die erneuerbaren Energien werden all dies selbst bei erfolgreicher Absenkung des Energieverbrauchs, weiterem planmäßigen Ausbau ihres Anteils und nachhaltiger Verbesserung ihrer Kostennachteile nur teilweise ausgleichen können, zumal in Zukunft möglicherweise auch ein Teil der Erneuerbaren wie Biomasse oder Biosprit importiert werden muss.

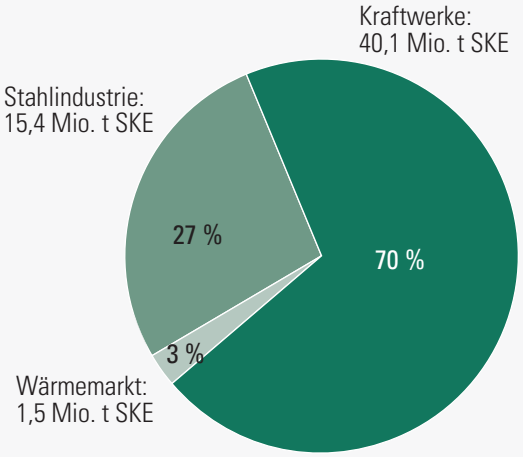
Deutscher Steinkohlenmarkt und Lage des deutschen Steinkohlenbergbaus

Der deutsche Steinkohlenmarkt hat nach einer Schrumpfungsphase in den Vorjahren – im Jahr 2012 und voraussichtlich auch 2013 – wieder Zuwächse zu verzeichnen. Das gilt zwar nicht oder nur zeitweise für den Kokskohlen- und Koksverbrauch der Stahlindustrie, der sich im Jahr 2012 durch die konjunkturelle Schwächephase um über 4 % verminderte. Im Wärmemarkt, in dem Anthrazitkohle lediglich Nischenfunktionen für spezielle gewerbliche Verwendungen und einen kleinen Rest an Hausbrandbedarf erfüllt, bleibt das Volumen gering. Aber in der Stromerzeugung einschließlich Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), in der in Deutschland rund 70 % des Steinkohlenverbrauchs erfolgt, kommt seit 2012 verstärkt Kraftwerkskohle zum Einsatz, denn sie bietet bei günstigen Brennstoff- und niedrigen CO_2-Preisen in letzter Zeit deutliche Kostenvorteile gegenüber dem Erdgas. Ein wesentlicher Grund dafür war, dass US-Kohle, die in ihrem Heimatmarkt Anteile an das unkon-

Verbrauchsstruktur des deutschen Steinkohlenmarktes 2012

Gesamtabsatz an Steinkohlen 2012:
57 Mio. t SKE

davon Absatz aus heimischer Förderung:
11,4 Mio. t SKE (= 20 %)

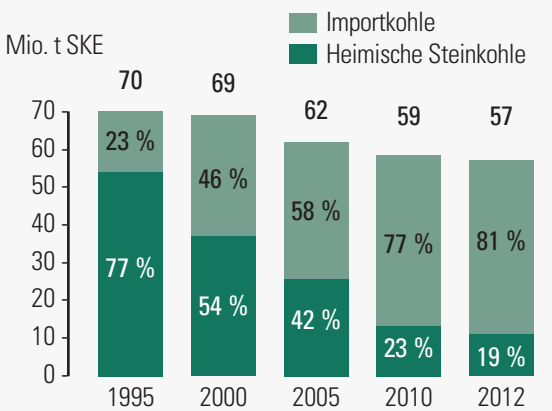


ventionelle Erdgas verloren hat, ein Absatzventil auf dem europäischen Markt gesucht und hier die Preise gedrückt hat. Abzuwarten ist, ob das auf europäischer Ebene propagierte „Backloading" beim CO_2-Emissionsrechtehandel, nämlich die einmalige temporäre Verknappung und spätere Rückführung von Emissionsrechten zwecks Preisstabilisierung, nennenswerte Auswirkungen auf die Preisdifferenz zwischen Kohle und Gas haben wird.

Die Einfuhren aus den USA nahmen daher unter den Steinkohlenimporten nach Deutschland 2012 wieder einen vorderen Platz ein, neben den Lieferungen aus Russland bzw. den GUS-Ländern sowie Kolumbien. Vom weltgrößten Exporteur Australien wurde nur ein kleiner Anteil, fast ausschließlich Kokskohle, bezogen. Aus EU-Ländern, vor allem Polen, stammt ein noch kleinerer Teil der Einfuhren. Insgesamt entfallen auf die Steinkohlenimporte mittlerweile mehr als vier Fünftel des Aufkommens. Nur noch 19 % kamen im Jahr 2012 aus heimischer Produktion, 2013 wird der Anteil noch geringer sein.

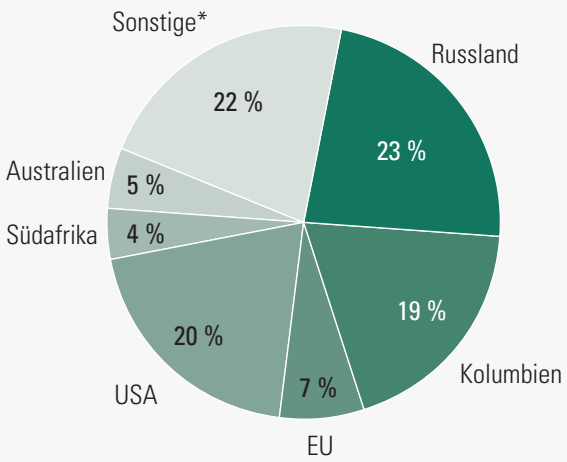
Auch wenn die Steinkohlenimporte durch den Rückgang der heimischen Förderung immer größere Anteile übernehmen, sind ihre längerfristigen Perspektiven auf dem deutschen Steinkohlenmarkt abwärts gerichtet. Denn dieser wird im Zuge der Energiewende sehr wahrscheinlich nachhaltig schrumpfen, weil die Stromerzeugung aus Steinkohle bei weiterem Ausbau der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und gegebenenfalls von Erdgasstrom immer mehr

Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland

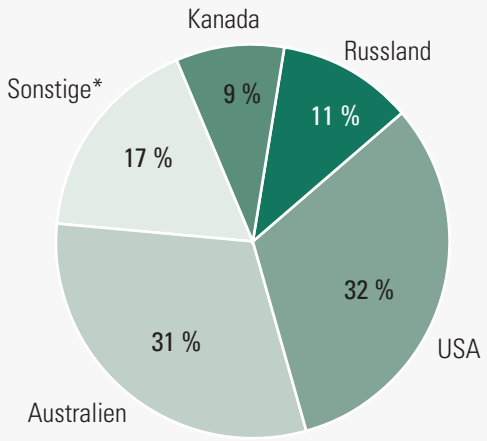


Herkunft deutscher Steinkohlenimporte 2012

Kraftwerkskohle
Insgesamt: 34,7 Mio. t SKE



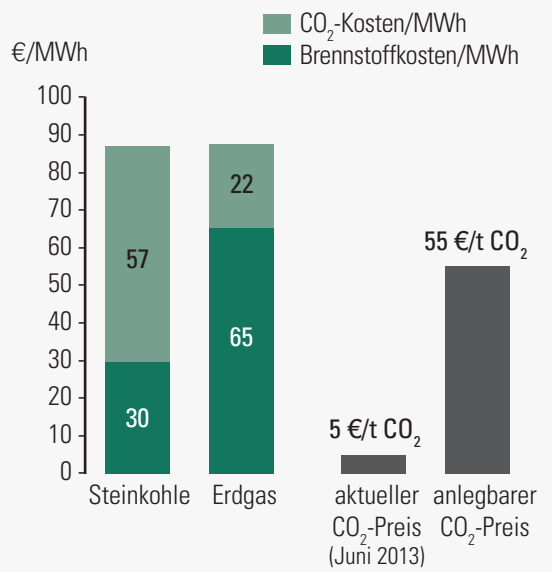
Kokskohle
Insgesamt: 9,3 Mio. t SKE



* inkl. nicht zuordbare Mengen der genannten Länder

Quellen: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. / GVSt

Anlegbarer CO_2-Preis für Wettbewerbsgleichheit von Steinkohle und Erdgas 2012



Darstellung nach ET, 2013

zurückgedrängt wird. Dies ging bereits aus den Energieszenarien hervor, die 2010/2011 dem Energiekonzept der Bundesregierung zugrunde gelegt worden sind.

Inwieweit in der Stromerzeugung tatsächlich ein Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas erfolgt, hängt rein wirtschaftlich von der weiteren Entwicklung der Preis- und Kostenrelationen ab. Gegenüber der gegenwärtigen Situation müsste hierzulande der Gaspreis sehr weit fallen und/oder der CO_2-Preis sehr stark steigen, damit sich ein „fuel switch" lohnen würde. Möglich bleibt, dass ein Brennstoffwechsel durch regulatorische Vorgaben erzwungen wird.

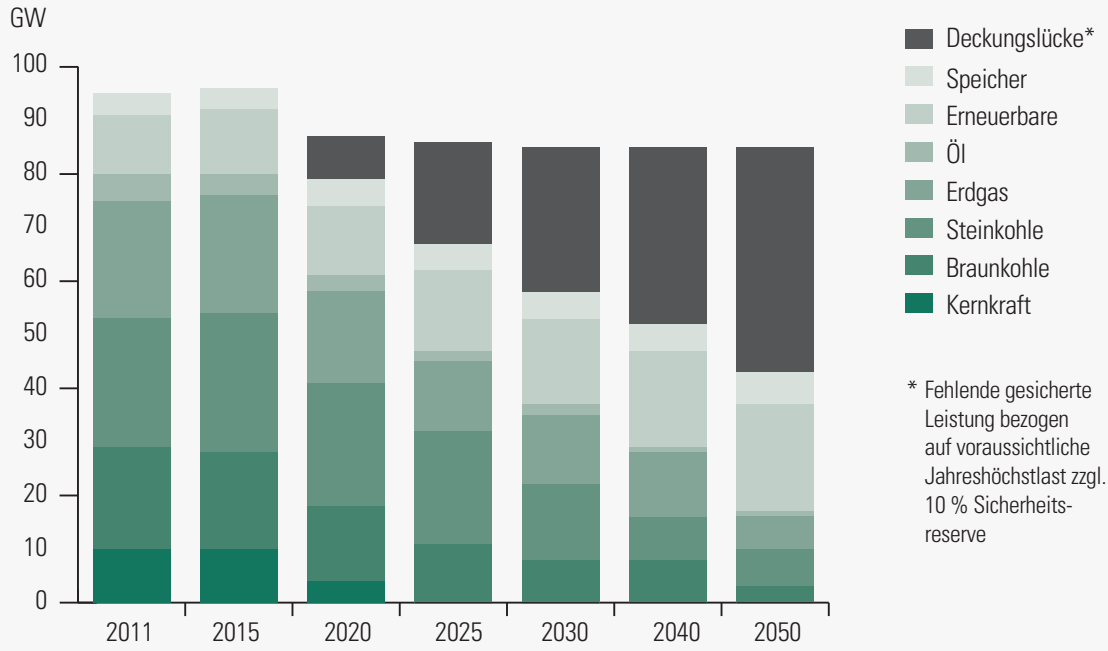
Die aktuellen Kraftwerksszenarien, die für den Netzentwicklungsplan 2014 (NEP 2014) der Übertragungsnetzbetreiber aufgestellt und von der Bundesnetzagentur bestätigt worden sind, sehen zunächst noch stabile, spätestens ab der übernächsten Dekade aber deutlich rückläufige inländische Steinkohlenkapazitäten voraus. Im Jahr 2034 würden diese demnach auf gut 70 % der heutigen Kapazität reduziert. Dabei wird im Leitszenario des NEP 2014 im Einklang mit dem bisherigen Planungsstand der Stromerzeuger angenommen, dass in den nächsten Jahren keine neuen Steinkohlenkraftwerke mehr gebaut werden.

Ähnliche Schätzungen hatte auch die im November 2012 veröffentlichte Studie „Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende" des Prognos-Instituts, Basel/Berlin, gemacht, das unter anderem auch an den Energieszenarien der Bundesregierung mitwirkte. Dieser Studie zufolge ist die Energiewende nur mit einer Flankierung durch Kohle- und Gaskraftwerke zu schaffen. Prognos hat für den Zeitraum bis 2050 die notwendige gesicherte Leistung aus thermischen Kraftwerken errechnet. Diese Kapazität, die 2010 bei 72 GW lag, darf bis 2020 um nicht mehr als knapp 20 % und bis 2050 um nicht mehr als rund 40 % gesenkt werden, wenn die Stromversorgungssicherheit auf der Erzeugungsseite aufrechterhalten werden soll. Berücksichtigt worden sind dabei fundierte Abschätzungen zur gesicherten Leistung aus erneuerbaren Energien, aus inländischen Speichern, aus dem Lastmanagement der Nachfrageseite, aus den Interkonnektoren zum Ausland bzw. den Stromimporten sowie eine Sicherheitsreserve von 10 % der Jahreshöchstlast. Ohne einen Zubau neuer thermischer Kapazitäten droht laut Prognos schon bis 2020 eine Versorgungslücke, die sich in der Folgezeit ausweiten würde.

Hinreichende thermische Kapazitäten werden, so Prognos, nicht nur zum Ausgleich der Versorgungslücken, sondern auch zur Erfüllung der Regelleistungen und anderer technischer Systemdienstleistungen gebraucht. Aus wirtschaftlichen Gründen erscheint indes für den größten Teil der thermischen Kapazitäten keine Neubau-, sondern eine „Retrofit-Strategie" vorteilhaft, das heißt eine Ertüchtigung und Lebenszeitverlängerung bestehender Kraftwerke, also überwiegend der Kohlekraftwerke. Technische Gründe stehen dem nicht entgegen, auch wenn zum Beispiel das Umweltbundesamt (UBA), Dessau, dieses Jahr etwas anderes behauptet hat. Modernisierte Braun- und Steinkohlenkraftwerke sind heute so flexibel regelbar, dass sie eine geringe Mindestlast und hohe Laständerungsgeschwindigkeiten bereitstellen können. Nach Angaben der RWE AG, Essen, können beispielsweise Steinkohlenkraftwerke heute auf einen viel tieferen Mindestlastpunkt (20 bis 25 %) als Gaskraftwerke (60 %) gesteuert werden, die durchschnittliche Laständerungsgeschwindigkeit ist mit 3 % der Nennlast pro Minute fast genauso hoch.

Allerdings werden unter den aktuellen Marktbedingungen die ökonomischen Anreize für den Betrieb oder gar Zubau von Kohlekraftwerken immer schwächer. Die Expansion der erneuerbaren Energien führt bei weiterem Einspeisevorrang unweigerlich zu relativ geringen Marktpreisen für Strom,

Gesicherte Kraftwerksleistung und Deckungslücke bis 2050

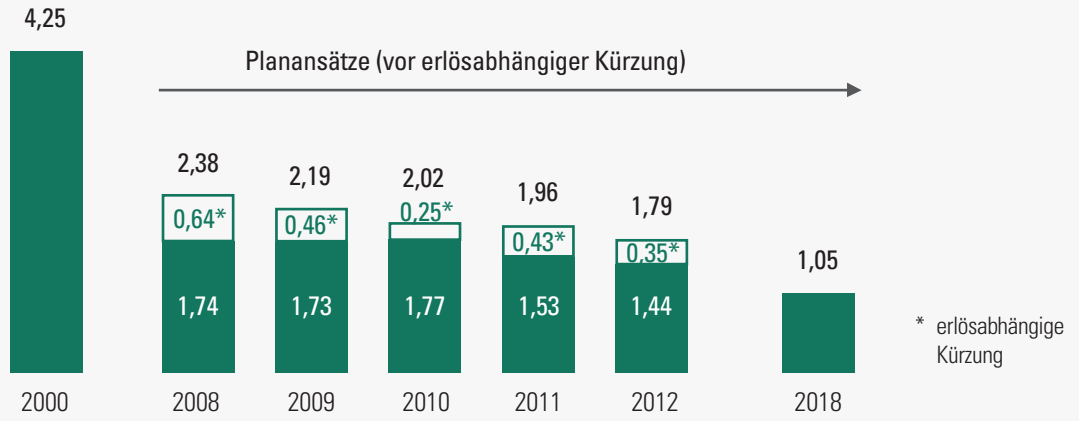


Quelle: Prognos, 2012

Öffentliche Hilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau

(Absatz- und Stilllegungshilfen)

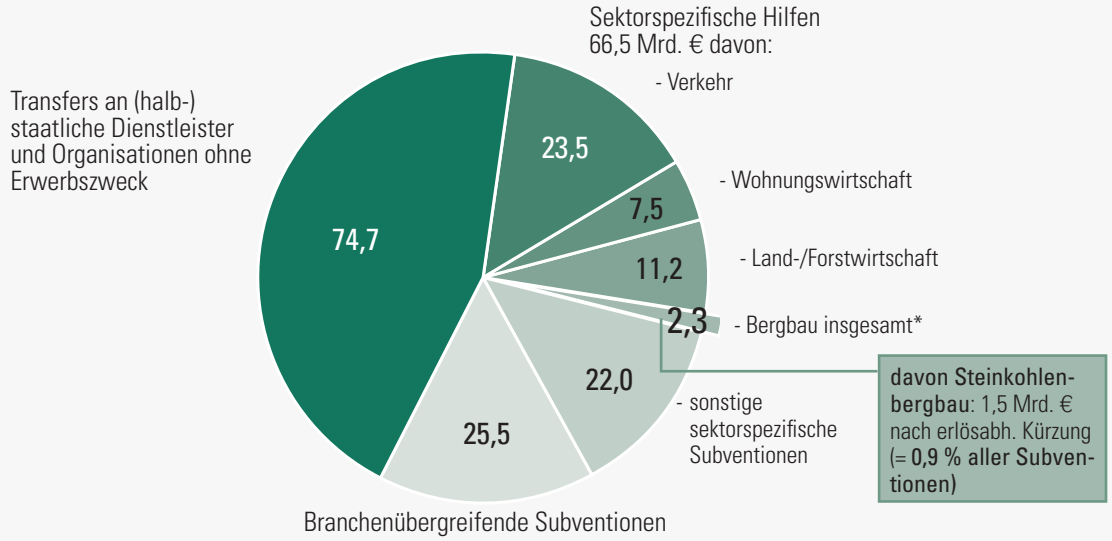
in Mrd. €



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

Subventionsvolumen in Deutschland 2011

Subventionen 2011 insgesamt –
Finanzhilfen und Steuererleichterungen (ohne EEG-Differenzkosten): **166,7 Mrd. €**



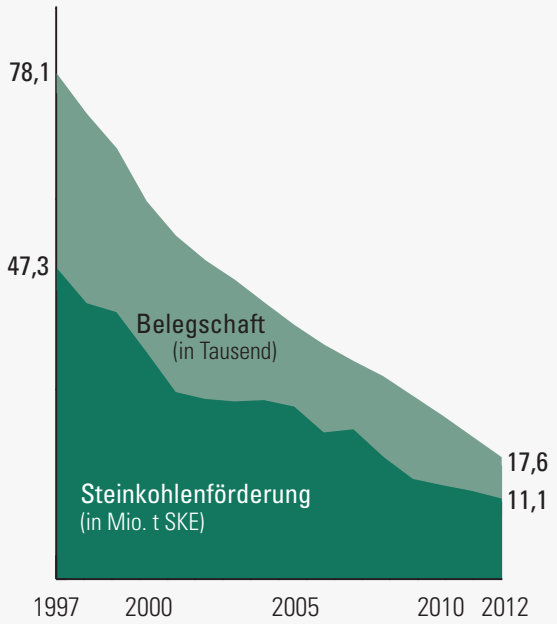
* inkl. Wismut- und LMBV-Hilfen

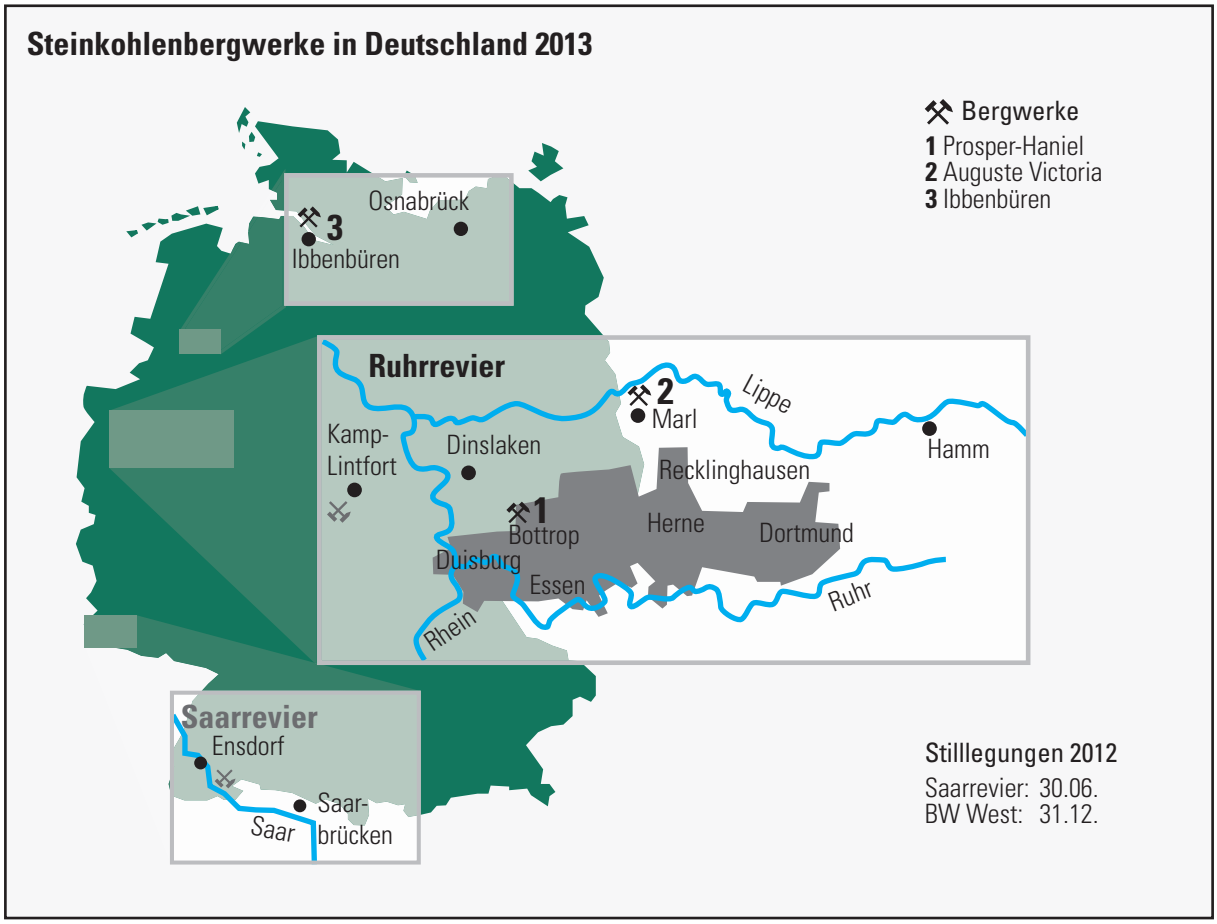
Quelle: IfW, 3/2013

insbesondere in der Mittel- und Spitzenlast, und gleichzeitig zu einer immer geringeren Auslastung der bestehenden Steinkohlenkraftwerke. Nicht auszuschließen ist, dass auch sie von dem in Deutschland inzwischen befürchteten „Kraftwerkssterben" betroffen sein werden, sofern nicht eine gezielte energiepolitische Gegensteuerung erfolgt. Die bisher zur Aufrechterhaltung von Reservekapazitäten für die Energiewende verabschiedeten „Wintergesetze" und die neue Reservekraftwerksverordnung sind als Notmaßnahmen für eine Übergangszeit konzipiert und geben keine dauerhafte Perspektive.

Sicher ist: Der verbleibende Steinkohlenbedarf wird nach 2018 ausschließlich durch Importsteinkohle gedeckt werden müssen. Heimische Steinkohle steht dann nicht mehr zur Verfügung. Die kohlepolitischen Vereinbarungen des Jahres 2007, der 2010 erfolgte EU-Ratsbeschluss über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke und die 2011 erfolgte Streichung der Revisionsklausel aus dem Steinkohlefinanzierungsgesetz bestimmen das Auslaufen des subventionierten Steinkohlenbergbaus zum Ende des Jahres 2018. Bis dahin sollen planmäßig eine geordnete Rückführung der Produktionskapazitäten und eine sozialverträgliche Anpassung des Personals erfolgen. Die plafon-

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau





dierten öffentlichen Finanzhilfen setzen sich zusammen aus Hilfen für den Absatz der heimischen Steinkohle – diese machen inzwischen nur noch rund die Hälfte der Mittel aus – sowie für die Deckung der Stilllegungsaufwendungen und der Altlasten des stillgelegten Steinkohlenbergbaus. Sie werden schrittweise zurückgeführt. Ihr Volumen ist bereits bis 2012 im Vergleich zum Jahr 2000 weit mehr als halbiert worden. Am gesamten Subventionsvolumen in Deutschland in Höhe von 167 Mrd. € (Datenstand 2011, ohne Differenzkosten des EEG) liegt der Anteil der Steinkohlehilfen längst unter 1 %, wie sich aus einer im Frühjahr 2013 vom Kieler Institut für Weltwirtschaft (IfW) publizierten neuen Erhebung ergibt.

Der Anpassungsprozess im deutschen Steinkohlenbergbau hat dazu geführt, dass es mittlerweile nur noch drei aktive Bergwerke gibt. Nach der Schließung des Bergwerks Saar und damit des Saarreviers Mitte 2012 wurde zum Jahresende 2012 das Bergwerk West und damit der Steinkohlenbergbau am Niederrhein stillgelegt (siehe dazu Gastbeitrag, Seite 36). Die verbliebene Produktion konzentriert sich jetzt im Ruhrrevier auf die Bergwerke Prosper-Haniel, Bottrop, und Auguste Victoria, Marl, sowie auf das Bergwerk Ibbenbüren im nördlichen Münsterland.

Damit der Anpassungsprozess mit seinem fixierten Finanzierungs- und Kostenrahmen auch in den Jahren bis 2018 geordnet und sozialverträglich durchgeführt werden kann, ist es erforderlich, dass die politisch bislang gewährte Planungssicherheit beibehalten bleibt und nicht zum Beispiel durch unvorhergesehene Stromkostenerhöhungen oder bergrechtliche Eingriffe aufgehoben wird. Dies ist etwa bei aktuellen Diskussionen zur Reform des Bergrechts zu bedenken, die auch den Steinkohlenbergbau berühren (siehe Kasten „Ist das Bergrecht reformbedürftig?“, Seite 20).

Ist das Bergrecht reformbedürftig?

Das Bergrecht ist in Deutschland für das Aufsuchen und Gewinnen von energetischen Rohstoffen seit jeher von grundlegender Bedeutung. Das gilt weiterhin auch für den untertägigen Abbau von Steinkohle. Das geltende Bergrecht berücksichtigt sowohl den Aspekt, dass der Bergbau Auswirkungen auf Umwelt, Beschäftigte und Bevölkerung haben kann, als auch die Tatsache, dass der Abbau standortgebundener Rohstoffvorkommen wie der heimischen Kohle zur Wirtschaftsleistung („Bodenschatz") sowie einer sicheren Energie- und Rohstoffversorgung beiträgt.

Dass sich das Bergrecht für Nichtjuristen bisweilen „altmodisch" liest, liegt vor allem daran, dass es aus einer langen Rechtstradition heraus entwickelt wurde und dabei auch die historische Rechtsprechung zu berücksichtigen hatte. Doch das deutsche Bergrecht hat sich in seiner bisherigen Struktur bewährt. Es erfüllt alle aktuellen Anforderungen, die am Industriestandort Deutschland an ein modernes und umweltgerechtes Gesetzeswerk zu stellen sind. Es gewährleistet auch in Zukunft einen fairen Ausgleich zwischen den Interessen der Bergbaubetreibenden und den vom Bergbau Betroffenen. Gleichwohl wurden im Berichtszeitraum immer wieder Forderungen laut, das Bergrecht grundlegend zu novellieren. Und zwar nicht selten mit dem Ziel, den Abbau von fossilen Rohstoffen in Deutschland zu erschweren oder gar zu verhindern. Dabei wurden die Forderungen in unterschiedlichsten Zusammenhängen und auf verschiedenen Ebenen erhoben.

Ein Anknüpfungspunkt war die Verbesserung der Verankerung des Umweltschutzes im Bergrecht. Im Deutschen Bundestag wurde eine Reihe von diesbezüglichen Anträgen zur Änderung des Bergrechts gestellt und auch ein Gesetzentwurf zur Vereinheitlichung der bergrechtlichen Förderabgabe eingebracht. Diese Vorschläge sind vom Plenum jedoch Anfang 2013 entsprechend den Beschlussempfehlungen des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie als zu weitgehend und zu unausgewogen mit breiter Mehrheit abgelehnt worden. Ein weiterer Anknüpfungspunkt in Bezug auf Forderungen nach einer Änderung des Bergrechts war das Fracking. Erwogen wurde etwa die Einführung einer obligatorischen Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) bei Fracking-Vorhaben insbesondere auf Verordnungsebene per Änderung der UVP-Verordnung-Bergbau. Die Bestrebungen wurden Anfang Juni 2013 zumindest bis zur Bundestagswahl im Herbst 2013 auch wegen des parteiübergreifenden Widerstandes aus mehreren Bundesländern aufgegeben. Zudem machte eine Umweltorganisation in Bezug auf ein Braunkohlentagebauvorhaben mittels Verfassungsbeschwerde die Verletzung des Grundrechts auf Eigentum aus Artikel 14 I GG durch die Vorschriften über die bergrechtliche Grundabtretung geltend. Das Bundesverfassungsgericht hat daraufhin Anfang Juni 2013 in einer mündlichen Verhandlung unter anderem in Bezug auf die bergrechtliche Grundabtretung die Rechtsfrage der Verfassungsmäßigkeit von § 77 und § 79 Bundesberggesetz erörtert.

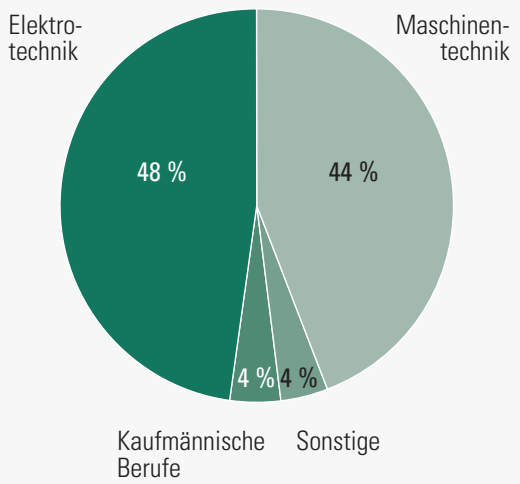
Trotz der vielfältigen Initiativen zur Änderung des Bergrechts ist festzuhalten, dass die bisherigen Bundesregierungen sowie eine große Mehrheit im Deutschen Bundestag und im Bundesrat die Auffassung teilen, dass die Interessen der Umwelt und der vom Abbau von Bodenschätzen betroffenen Menschen bereits heute umfassend durch das Bergrecht geschützt sind. Eine stärkere Einbeziehung von Umweltaspekten oder eine Stärkung der Rechte der vom Bergbau Betroffenen im Bundesberggesetz ist nicht erforderlich, denn die unvermeidbaren Einwirkungen sind im Bundesberggesetz weder schrankenlos noch ausgleichslos. So gelten für den Bergbau über § 48 Abs. 2 Bundesberggesetz materiell alle Umweltschutzgesetze. Die Vorschriften des geltenden Bundesberggesetzes sind durch die Sachgesetzlichkeiten des Bergbaus begründet und haben sich in einer jahrzehntelangen Praxis bewährt. Es stellt auf Grundlage strenger Zulassungsvoraussetzungen sicher, dass der Abbau keine unverhältnismäßigen Schäden verursacht und einem Bergbauvorhaben keine überwiegenden öffentlichen Interessen entgegen stehen. Es besteht somit kein grundlegender Reformbedarf des Bergrechts.

Unternehmensentwicklung und Herausforderungen der RAG

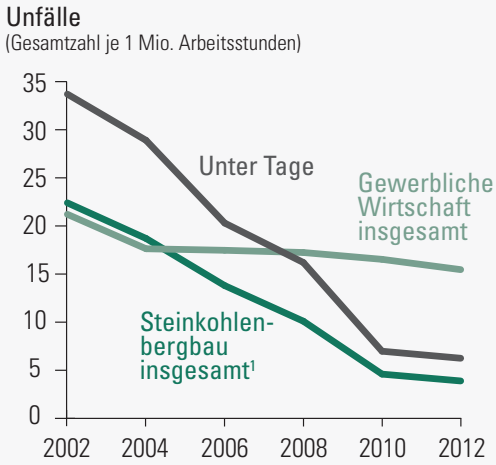
Der den deutschen Steinkohlenbergbau tragende RAG-Konzern steht bei dem dargestellten Szenario vor Herausforderungen, die für ein Unternehmen außergewöhnlich, ja sogar einmalig sind. Produktion und Kapazitäten des Kerngeschäfts sind bis auf Null zurückzufahren, aber die Liefersicherheit des Produkts Steinkohle wie auch die Unfallsicherheit der Produktionsabläufe muss bis zum letzten Tag gewährleistet werden. Umsätze und Beihilfen gehen stetig zurück, gleichzeitig müssen die Kosten stabil bleiben. Personal ist in großer Zahl abzubauen, aber die Sozialverträglichkeit muss bestehen bleiben, das heißt auch betriebsbedingte Kündigungen von Bergleuten, die kein Anpassungsgeld beziehen können, sind zu vermeiden. Hierbei zeigt sich heute der Erfolg des im letzten Jahr abgeschlossenen Tarifvertrages zur Gestaltung sozialverträglicher Personalmaßnahmen anlässlich der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus. Die Zahl dieser Beschäftigten ohne interne Zukunftsperspektive für die Nachbergbauzeit konnte vom Inkrafttreten des Tarifvertrages am 1. April 2012 bis zum 30. August 2013 um 753 auf 888 gesenkt werden. Die Instrumente des Tarifvertrages haben sich also als hilfreich und tragfähig erwiesen, auch wenn Medienberichte über vereinzelte Klagen dieses Bild scheinbar trüben.

Fachrichtungen der Auszubildenden im Steinkohlenbergbau 2013

Auszubildende insgesamt: 728



Entwicklung der Unfallzahlen



[1] nur unter Bergaufsicht stehende Unternehmensteile

Quellen: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung / RAG AG

Die genannten Herausforderungen lassen sich nur mit enormer Flexibilität und Kreativität der Mitarbeiter sowie auf der Grundlage des großen Erfahrungsschatzes des Steinkohlenbergbaus mit Anpassungs- und Umstrukturierungsprozessen meistern – ein Erfahrungsschatz, der auch international viel Beachtung findet. Darüber hinaus wird die RAG Aktiengesellschaft (RAG) auch nach 2018 für die Folgen des von ihr betriebenen Steinkohlenbergbaus zuständig sein, das heißt für die Bewältigung der Altlasten (Flächensanierung, Sicherung alter Schächte und des oberflächennahen Bergbaus, Abwicklung von Bergschäden an Objekten, Deckung von Pensions- und Sozialverpflichtungen) und die operative Durchführung der Ewigkeitsaufgaben (Grubenwasserhaltung, Grundwasserreinigung, Poldermaßnahmen). Parallel dazu hat die RAG zusammen mit der RAG-Stiftung eine Verantwortung dafür, das historisch-kulturelle Erbe des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen und im Saarland zu bewahren. Für all das muss und wird das Unternehmen RAG mit einem auf Nachbergbauaktivitäten ausgerichteten bergbaulichen Geschäftsfeld dauerhaft fortbestehen.

Zugleich wird von der RAG erwartet, dass sie den Strukturwandel in den Bergbauregionen aktiv und zukunftsorientiert vorantreibt. Letzteres kann aus den gewachsenen Unternehmenspotenzialen heraus sinnvoll nur dadurch geschehen, dass Know-how und Infrastruktur des Steinkohlen-

bergbaus zum Teil neuartig genutzt und die jenseits des heimischen Steinkohlenbergbaus entstandenen Beteiligungsbereiche der RAG in zukunftsträchtige Geschäftsfelder hinein fortentwickelt werden. Die RAG Mining Solutions GmbH vermarktet gebrauchtes Bergbau-Equipment aus Deutschland in aller Welt und entwickelt sich dank des auf den schwierigen Abbaubedingungen hierzulande aufbauenden hervorragenden Ingenieurwissens zu einem international gefragten Consulting-Unternehmen der Bergbaubranche. Die Zukunft der RAG Verkauf GmbH soll nach dem Ende der heimischen Produktion ganz im Handel mit importierter Kohle und Rohstoffen sowie Logistikdiensten liegen. Und die RAG Montan Immobilien GmbH, die schon seit mehr als 30 Jahren erfolgreich ehemalige Bergbauflächen aufbereitet und entwickelt, engagiert sich zunehmend bei der Nutzung ehemaliger bergbaulicher Infrastruktur für erneuerbare Energien.

Letzteres stellt ein wachsendes Handlungsfeld der RAG dar, die damit zugleich ihren originären Beitrag zur Energiewende leistet, der künftig weiter gesteigert wird. So bieten etwa Windkraftanlagen auf Halden und die Nutzung von Sonnenenergie, Biomasse oder Erdwärme an anderen geeigneten ehemaligen Bergbaustandorten gute Chancen, zum Ausbau der erneuerbaren Energien beizutragen und neue Geschäftsfelder für das Unternehmen zu erschließen. Unter Umständen aussichtsreich erscheint auch die Kombination mit Technologien zur Energiespeicherung durch Pumpspeicherkraftwerke. In kleinerem Maßstab über Tage, wie das bei den Projekten Sundern bei Hamm und Luisenthal bei Völklingen geprüft wurde – hier fehlen jedoch bisher investitionsbereite Partner – oder in größerem Maßstab unter Tage durch mehr als 1 000 m tiefe Schächte und Kavernen, was in einer gemeinsamen Machbarkeitsstudie der technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen von der RAG mit Wissenschaftlern untersucht wird. So ließe sich mit „altindustriellen" Errungenschaften eine Brücke in die Zukunft schlagen, und die Steinkohle könnte nicht nur auf der Nutzungsseite, sondern auch auf der Gewinnungsseite ein konstruktiver Partner der Energiewende sein.

Energiewende – Probleme und Anforderungen aus Sicht der Industrie

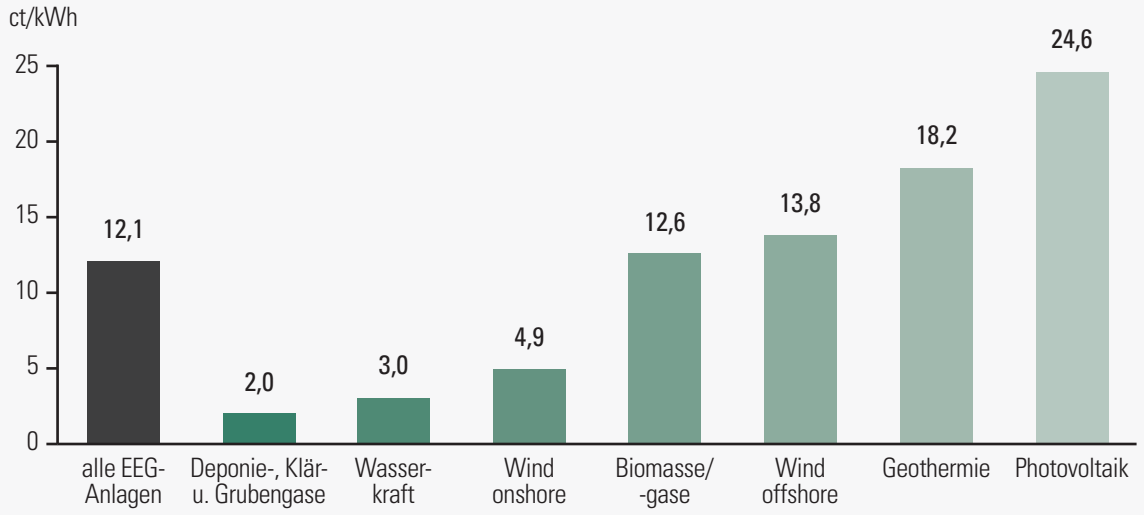
Für den Dezember 2013 wird von der Bundesregierung der zweite Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft" erwartet, mit dem der Stand beziehungsweise Fortschritt der nationalen Energiewende erfasst werden und im Hinblick auf das energiepolitische Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit bewertet werden soll. Es ist klar, dass auch der zweite Bericht lediglich Anhaltspunkte, aber noch keinen klaren Befund liefern kann, ob sich das „Generationenprojekt Energiewende" (Bundesumweltminister Peter Altmaier) auf Kurs befindet oder ob Kurskorrekturen oder gar ein Kurswechsel erforderlich erscheinen. Der erste Monitoring-Bericht dieser Art war im Dezember 2012 vorgelegt und als „Eröffnungsbilanz der Energiewende" präsentiert worden. Erläutert wurden darin neben einer Beschreibung der seit der Verabschiedung des Energiekonzepts schon angestoßenen zahlreichen neuen energiepolitischen Maßnahmen – von der Atomgesetzänderung über die Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und die Energieeinsparverordnung bis zu diversen neuen Weichenstellungen zum Netzausbau – insgesamt 49 Indikatoren aus zehn Themenfeldern.

Die begleitend zu dem Monitoring-Prozess eingesetzte unabhängige Expertenkommission nahm den ersten Bericht zum Anlass, um eine ganze Reihe von grundsätzlichen Defiziten der Energiewendepolitik anzuprangern. So bemängelte sie eine unzureichende Koordination mit der europäischen Energiepolitik, Inkonsistenzen und Konflikte im Zielsystem, die zu starke Fokussierung der Energiewende auf den Umbau der Stromerzeugung und das Fehlen einer hinreichenden Energieeffizienzstrategie insbesondere im Wärme- und Verkehrssektor. Kritisiert wurden außerdem die Vernachlässigung von anderen Umweltdimensionen als den Treibhausgasemissionen – wie zum Beispiel der Flächeninanspruchnahme – oder die zu geringe Beachtung von Aspekten der Versorgungssicherheit, denn es gibt weder Indikatoren für die gesicherte Leistung an Stromerzeugungskapazitäten noch zum Diversifikationsgrad der Energieimporte.

Darüber hinaus entzündete sich eine heftige öffentliche Debatte über die Kosten- und Preiseffekte der Energiewende. Im März 2013 hat der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Berlin, als Ergebnis der „Kompetenzinitiative Energie der deutschen Industrie" Sofortmaßnahmen zur Kostenbegrenzung gefordert und darüber hinaus einige strukturelle Maßnahmen empfohlen, um die Energiewende „auf Kurs [zu] bringen". Dazu gehören eine bessere Koordination der Prozesse, die Einbeziehung Europas, eine schrittweise Anpassung des Strommarktdesigns, der intelligente Ausbau der Netze, die wirtschaftliche Steigerung der Energieeffizienz und das zielgerichtete Vorantreiben von Forschung und Entwicklung unter anderem in der Speichertechnologie. In diesem Kontext werden zum Beispiel auch Vorhaben für Pumpspeicherkraftwerke unter Tage auf

Erwartete Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energiequellen 2013

Von den Verbrauchern im EEG-System zu tragende mittlere Differenzkosten je erzeugter kWh
(ausgezahlte Vergütungen abzgl. vermiedener Netzentgelte und Vermarktungserlöse)



Quelle: nach Angaben BDEW 2013

stillgelegten Bergwerken, deren Infrastruktur so industriell neu genutzt würde, begrüßt.

Dass es im Zuge der Energiewende große Handlungsnotwendigkeiten gibt und diese von der Industrie weitgehend zutreffend adressiert worden sind, hat die Politik eingeräumt. Im Frühjahr 2013 kamen Bund und Länder bei ihren Energiegesprächen überein, dass nach der Bundestagswahl „eine grundlegende Reform aller energiewirtschaftlich relevanten Regelungen" anzustreben sei. Dies gelte vor allem für die Förderung der erneuerbaren Energien, für die Entwicklung eines neuen tragfähigen Strommarktdesigns, für den Ausbau der Netze und der Speicher, für die Erhöhung der Energieeffizienz sowie für die Ausgestaltung des CO_2-Emissionshandels. Was dessen Weiterentwicklung betrifft, ist allerdings klar, dass darüber nicht auf nationaler, sondern nur auf europäischer Ebene entschieden werden kann. Auch andere Klimaschutzinstrumente sind nur im Rahmen einer internationalen Abstimmung und nicht auf dem Weg nationaler Alleingänge sinnvoll.

Ebenso ist beim künftigen Strommarktdesign den europäischen Rahmenbedingungen beziehungsweise der Konvergenz mit dem bis 2014 zu vollendenden Europäischen Energiebinnenmarkt Rechnung zu tragen. Dabei bleiben den Mitgliedstaaten aber große Gestaltungsspielräume, die hierzulande für die Energiewende zu nutzen sind.

Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist es in jedem Fall auf der Erzeugungsstufe erforderlich, dass künftig neben den reinen Stromlieferungen („Energy only"-Markt) auch Leistung zur Vorhaltung von konventionellen Ausgleichs- und Reservekapazitäten (Leistungs- oder Kapazitätsmarkt) entgolten wird. Damit es auch in Zukunft genügend gesicherte Leistung gibt, müssen wirksame Anreize für einen hinreichenden Bestand und Bau moderner thermischer Kraftwerke sowie Speicher geschaffen werden. Versorgungssicherheit durch derartige strategische Ausgleichs- und Reservekapazitäten muss ein lohnenswertes ökonomisches Gut werden, zugleich bedarf es einer entsprechenden Bilanzkreisverantwortung unter angemessener Berücksichtigung auch von Transaktionskosten und Verbrauchsschwankungen. Dazu sind verschiedene Modelle in der Diskussion (siehe Kasten „Marktdesign für eine ausreichende Versorgung mit Kraftwerksleistung und Finanzierungslösungen für die erneuerbaren Energieträger", Seite 24 ff.). In der kommenden Legislaturperiode müssen dazu adäquate Entscheidungen fallen.

Vor einer ausgereiften Entscheidung über die künftigen Leistungsmärkte für konventionelle Kapazitäten muss jedoch auch klar sein, wie der Ausbau der erneuerbaren Energien in Zukunft gestaltet werden soll. Das bisherige EEG, dessen Erfolg bei der Markteinführung der erneuerbaren Energien allgemein anerkannt ist, bedarf unter Kosten-, Wettbewerbs- und Finanzierungsaspekten einer grundlegenden Reform. Diese muss sowohl an der Preis- als auch der Mengenseite ansetzen und selbstverständlich die Finanzierungsfragen akzeptabel beantworten. Aus Sicht großer Teile der Industrie und der besonderen Erfahrungen des Steinkohlenbergbaus nach der 1996 erfolgten Abschaffung des früheren Kohlepfennigs sprechen gute ökonomische Gründe für einen Übergang von den bisherigen festen Einspeisevergütungen und der EEG-Umlage hin zu einer „Marktprämie". Das heißt, der Verkauf des regenerativen Stroms sollte zum Marktpreis in Eigenverantwortung der Anlagenbetreiber mit direkter staatlicher Subventionierung von Mehrkosten erfolgen. Die Marktprämie kann technologiespezifisch gestaltet werden, sie sollte aber kostengünstigeren erneuerbaren Energiequellen den Vorrang geben und zeitlich begrenzt und tendenziell degressiv angelegt werden, um ihre Integration in den Markt voranzutreiben. Zugleich müsste auf der Mengenseite dann der Einspeisevorrang zugunsten einer am Bedarf und am Wettbewerb orientierten Abnahme entfallen. Für die Finanzierung einer Marktprämie kommen wie bei der heimischen Steinkohle nach dem Ende des Kohlepfennigs plafondierte öffentliche Haushaltsmittel in Betracht, über deren Höhe gemäß den jeweiligen politischen und gesellschaftlichen Prioritäten entschieden werden sollte.

Marktdesign für eine ausreichende Versorgung mit Kraftwerksleistung und Finanzierungslösungen für die erneuerbaren Energieträger

Derzeit wird die Einführung von Kapazitätsmärkten und -mechanismen diskutiert, um den absehbaren Mangel an gesicherter Kraftwerksleistung zu beheben. Häufig wird dabei Bezug auf die starke Zunahme an fluktuierender Kraftwerksleistung auf Basis erneuerbarer Energieträger genommen. Tatsächlich haben die erneuerbaren Energien dieses Problem aber nicht ausgelöst, sondern nur verstärkt. Im Kern besteht das Problem darin, dass es seit der Liberalisierung der Strommärkte nur noch einen „Energy only"-Markt gibt, bei dem allein der Verkauf der elektrischen Arbeit (kWh) entlohnt wird. Die Sicherheit der Versorgung ist ein öffentliches Gut; es gibt dafür keinen Preis. Maßgeblich sind bei einem solchen Markt für jeden Zeitpunkt der Preisermittlung ausschließlich die kurzfristigen variablen Kosten des letzten am Markt gebrauchten Anbieters (Grenzkosten). Sie entscheiden darüber, ob die übrigen Anbieter ihre Kapitalkosten verdienen können. Derzeit ist das für konventionelle Kraftwerke je nach Brennstoff und Auslegung schwierig bis unmöglich („Missing Money"-Problem).

Die hohe vorrangige Einspeisung von erneuerbaren Energien hat konventionelle Kraftwerke zurückgedrängt, die Zahl der Volllaststunden ist gesunken. Die Photovoltaik-Stromerzeugung hat zudem Tagesspitzen in Deutschland weitestgehend eliminiert und erschwert so zusätzlich, dass die Kapitalkosten von Kraftwerken verdient werden können. Eine geringere Auslastung bei niedrigeren Deckungsbeiträgen gefährdet den Fortbestand konventioneller Kraftwerke – und damit ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Ohne Marktintegration der erneuerbaren Energien werden sich bei Einführung einer Verpflichtung für eine sichere Versorgung zwar zusätzliche, aber nicht ausreichende finanzielle Anreize zum Bau neuer Kraftwerke ergeben. Diese Verpflichtung ist schon aus ordnungspolitischen Gründen in jedem Falle geboten. Sie ist eine Grundlage für Vorschläge, die auch die Marktintegration der Erneuerbaren zum Gegenstand haben.

Mit dem noch nicht veröffentlichten Marktintegrationsmodell des Wirtschaftsrates soll der Strommarkt nicht abrupt verändert, sondern durch schrittweise Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden. So soll über Marktpreissignale der weitere Ausbau regenerativer Stromerzeugungskapazitäten im Gleichgewicht mit den Kapazitäten von Reservekraftwerken und Stromspeichern erreicht werden. Die Verantwortung dafür übernehmen Energieversorgungsunternehmen, die sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (EWI) schlug im April 2012 „Versorgungssicherheitsverträge" vor, die als marktkonformere Alternative zu staatlich regulierten „strategischen Reserven" dargestellt werden. Bei diesem Konzept wird die gesamte benötigte gesicherte Leistung ermittelt und mit einem zeitlichen Vorlauf durch eine Auktion beschafft. Der Auktionspreis bestimmt die Zahlungen für die Kapazitäten. Finanziert werden sollen diese von den Stromverbrauchern, zum Beispiel durch eine Umlage. Da die Kraftwerke ihre Leistung selbst vermarkten, erfolgt kein Eingriff in die optimale Kraftwerksallokation. Dieses Konzept könnte auch noch mit einem Optionssystem zur Verhinderung von Preisschwankungen und missbräuchlicher Ausübung von Marktmacht verknüpft werden.

Unter Federführung des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Berlin, hat der „Fachdialog Strategische Reserve" ein Konzept für die Umsetzung einer strategischen Reserve in Deutschland erarbeitet, das sich die Stärkung der Märkte und die Sicherung der Versorgung gleichermaßen zum Ziel gesetzt hat und bestimmten Einwänden des EWI Rechnung trägt. Dieser Ansatz hat von Industriekreisen bis zum Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) breiten Anklang gefunden. Das Grundkonzept besteht darin, dass Kraftwerkskapazitäten – nicht zwingend, aber vornehmlich aus dem Altbestand – als Reserve zusätzlich zu den Kapazitäten des „Energy only"-Marktes zur Verfügung stehen und somit die Stromversorgungssicherheit effektiv erhöhen. Die entsprechenden Reservekapazitäten sollen durch Ausschreibung am Markt beschafft werden und vertraglich fixierte Leistungsentgelte erhalten. Zum Einsatz kommen sollen die Kapazitäten der Strategischen Reserve jedoch nur in den Situationen, in denen an der Strombörse keine Deckung der Nachfrage möglich wäre. Durch Speicheroptionen, Nachfrageflexibilisierung und Weiterentwicklung des „Energy only"-Marktes grenzt sich der Bedarf an solchen strategischen Reservekapazitäten automatisch ein und kann später möglicherweise auch wieder ganz entfallen. Als Vorzüge dieses Konzepts werden angeführt, dass es relativ einfach und mit geringen Kosten umzusetzen ist, geringe Anforderungen an die Regulierung stellt, die Funktionsfähigkeit des Strommarkts bewahrt und mit dem EU-Binnenmarkt kompatibel erscheint.

Der Vorschlag des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Berlin, wiederum soll nicht nur ein neues Marktdesign liefern, sondern zugleich ein Geschäftsmodell der Stadtwerke in der Energiewende. Es werden deshalb auch Vorschläge zur Integration der Erneuerbaren unterbreitet. Wegen fehlender Vollkostendeckung und abnehmender Einsatzstunden für Bestandskraftwerke im „Energy only"-Markt wird vorgeschlagen, einen Markt für gesicherte Leistung einzuführen. Die Kraftwerksbetreiber sollen gesicherte Leistung in Form eines handelbaren Zertifikates anbieten. Das Modell enthält ferner einen Vorschlag für die Finanzierung der erneuerbaren Energien, bei dem Investoren einem Auktionator Angebote für die Zubauziele der einzelnen Erzeugungsarten unterbreiten. Erhalten sie einen Zuschlag, leitet der Auktionator einen Investitionskostenzuschuss an die Erneuerbare-Energien-Anlagen weiter.

BDEW und VKU legten zum Treffen von Bundeskanzlerin Angela Merkel mit den Bundesländern am 13. Juni 2013 gemeinsame Handlungsempfehlungen vor. Sie weisen unter anderem darauf hin, dass eine weitere Regulierung in einer Marktwirtschaft keine Lösung sei und die Verantwortung für die Versorgungssicherheit im Markt neu geordnet werden müsse.

Im Auftrag des World Wildlife Fund (WWF), Berlin, erstellten der Ökoinstitut e.V., Freiburg, die LBD Beratungsgesellschaft, Berlin, und Raue LLP, Berlin, eine gemeinsame Studie zu fokussierten Kapazitätsmärkten. Diese Studie setzt methodisch grundsätzlich nahe bei der EWI-Studie an, doch wurden von den Auftraggebern neben der Gewährleistung von Versorgungssi-

cherheit auch klimapolitische Ziele für Deutschland vorgegeben. Zudem müsse ein Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems geleistet werden, so dass eine Neuerrichtung sehr flexibler und emissionsarmer Kraftwerke als Ergänzung zur variablen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie möglich würde.
Im Gegensatz zum EWI-Vorschlag für Versorgungssicherheitsverträge gibt es keine gemeinsame Auktion von Bestands- und Neubaukraftwerken. Stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke und steuerbare Lasten sollen im Rahmen einer Auktion um Kapazitätszahlungen für ein beziehungsweise wenige Jahre konkurrieren. Neubaukraftwerke, die hohen Flexibilitäts- und Umweltanforderungen genügen müssen, konkurrieren um Kapazitätszahlungen für 15 Jahre. Hierbei würden Gasturbinen bevorzugt. GuD-Kraftwerke, die einen deutlich höheren Wirkungsgrad aufweisen, würden ebenso wie moderne Kohlekraftwerke, die sogar flexibler gefahren werden können als GuD-Kraftwerke, herausfallen. Eine politische Bevorzugung von Gasturbinen ist nicht kostengünstiger als der Einsatz hochmoderner flexibler Kohlekraftwerke.

Unter der Überschrift „Kompass-Studie Marktdesign" haben der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Berlin, und Greenpeace energy eG, Hamburg, Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien entwickelt. Darin wird die Marktfähigkeit der Erneuerbaren aufgrund der sehr niedrigen Grenzkosten grundsätzlich in Frage gestellt. Eine sich selbst tragende Vermarktung der Erneuerbaren gäbe es deshalb nicht. Der Markt solle nicht im Vordergrund stehen, sondern Flexibilitätsoptionen sollten „dienende" Funktion haben und müssten sich den Anforderungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien anpassen. Zu diesen Flexibilitätsoptionen werden unter anderem nachfrageseitige Maßnahmen, GuD-Kraftwerke und KWK-Anlagen gezählt.

Auch die Agora Energiewende, Berlin, stellt als Ausgangspunkt fest, dass der „Energy only"-Markt nicht genügend Anreiz für Neu- und Bestandsanlagen schaffe, „um dauerhaft das öffentliche Gut Versorgungssicherheit zu gewährleisten". Wie in der „Kompass-Studie" wird davon ausgegangen, dass Wind und Photovoltaik sich prinzipiell nicht am Grenzkostenmarkt refinanzieren könnten, „selbst wenn ihre Vollkosten zukünftig unter denen von Kohle und Gas liegen" würden. Auch hohe CO_2-Preise würden daran nichts ändern.
Es sei ein „neuer Energiewende-Markt" erforderlich, um die Produkte „gesicherte flexible Leistung" und „gesicherte flexible Lastverschiebung" zu vergüten. Die Ausgestaltung eines solchen Marktes bedürfe noch genauerer Analysen. Die Skepsis bezüglich der Marktfähigkeit der Erneuerbaren ist allerdings übertrieben. Wettbewerbsrechtlich wäre für kleine Unternehmen, die ihre Vollkosten nicht decken können, durchaus ein Aufschlag auf die Grenzkosten vorstellbar, etwa zum Ausgleich vermiedener Brennstoffkosten durch die Käufer des Stroms aus erneuerbaren Energien. Eine Vermarktung dieses Stroms auf dem Terminmarkt oberhalb der Grenzkosten statt am Spotmarkt zu Grenzkosten hätte zugleich den Vorteil, dass die Differenzkosten der erneuerbaren Energien zum Marktpreis und damit die EEG-Umlage sinken könnten.

Aus theoretischen Modellen abgeleitete Ergebnisse gelten nur unter idealtypischen Modellannahmen. In der Praxis kommt es auf die Handhabbarkeit des Systems und die sich daraus ergebenden Kosten an. Je komplexer der Vorschlag, umso größer ist der Vorzug einer strategischen Notfall- oder Winterreserve, da diese mit extrem niedrigen Transaktionskosten verbunden ist. Eine strategische Reserve, wie sie in der Reservekraftwerksverordnung angelegt ist, könnte deshalb durchaus Startpunkt für einen ordnungspolitischen Rahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sein und dessen Einführung flankieren.

Ein pragmatisches Übergangsszenario könnte folgende Elemente enthalten:

» Auflagen zur Versorgungssicherheit für definierte Stromlieferanten („Bilanzkreisverantwortliche") einschließlich Vertragsstrafen.

» Flankierung durch Notfallreserve aus Bestandskraftwerken und abschaltbaren Lasten einschließlich stromgeführter KWK mit Wärmespeicher.

» Verpflichtende Direktvermarktung für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen über den Terminmarkt zu einem Preis auch oberhalb der Grenzkosten (Ausgleich vermiedener Brennstoffkosten) zuzüglich einer Marktprämie.

» Erst wenn sich auf einem liberalisierten Markt mit Verpflichtung zur Versorgungssicherheit immer noch keine Signale für eine ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung ergeben, sollte ein Leistungsmarkt etabliert werden (zum Beispiel EWI oder VKU-Vorschlag).

Selektive Mechanismen dienen dagegen nicht dem originären Ziel, für ein ausreichendes Maß an gesicherter Kraftwerksleistung zu sorgen. Sie erhöhen lediglich den Komplexitätsgrad eines neuen Marktdesigns in erheblichem Ausmaß.

Die Energiewende im internationalen Kontext

Die 2011 erfolgte Beschleunigung der Energiewende in Deutschland kam überraschend, sowohl für die Betroffenen hierzulande als auch für Partnerländer in Europa und weltweit. Insbesondere unsere direkten europäischen Nachbarländer wurden ziemlich plötzlich und weitgehend ohne Abstimmung vor immense Probleme gestellt, bedeutete dieser Schritt doch große Eingriffe und Auswirkungen auf die Stromnetzstabilität und die grenzüberschreitenden Stromflüsse. Weltweit stieß die „Energiewende", die inzwischen in originaler deutscher Schreibweise als eigener Ausdruck ihren Weg in den angloamerikanischen Sprachgebrauch gefunden hat, zunächst auf Ablehnung, später und bis jetzt vielerorts auf Verwunderung. „Those crazy Germans", diese verrückten Deutschen, – so formulierte es beispielsweise „USA Today" noch am 23. März 2013. In großen Teilen der Welt herrscht zum Beispiel viel Unverständnis über eine grundsätzlich kritische Haltung zur Kohle und moderner Kohletechnologie. Wie aus einer im März 2013 veröffentlichten internationalen Experten-Umfrage des World Energy Council (WEC) unter seinen Mitgliedsländern hervorgeht, ist auch in Fachkreisen die anfängliche Skepsis gegenüber der deutschen Energiewende keineswegs verschwunden. Sie hat sich gegenüber einer entsprechenden Umfrage aus dem Jahr 2011 zum Teil sogar noch verstärkt. Gut drei Viertel der Befragten sieht in der Energiewende in Deutschland weiterhin kein energiepolitisches Vorbild. Niemand kann sich vorstellen, die heutige deutsche Energiepolitik in seinem Land zu 100 % zu übernehmen. Zwar werden die unübersehbaren Erfolge bei der Steigerung des Anteils regenerativer Energieträger bei der Stromerzeugung anerkannt. Eine entsprechende Umsetzung im eigenen Land lehnen aber die meisten Experten ab. Sie verweisen insbesondere auf die hohen Energiekosten und die stark gestiegen Strompreise in Deutschland. Zudem sehen sie Risiken für die Versorgungssicherheit („Blackout-Gefahr" und andere). Auch glaubt eine Mehrheit der Befragten im Ausland, dass die Energiewende perspektivisch eher zu einer Schwächung der deutschen Wirtschaftskraft führt als zu einer Stärkung. Immerhin können sich 56 % der befragten Experten eine Umsetzung von Teilen der Energiewende auch in ihren Ländern vorstellen.

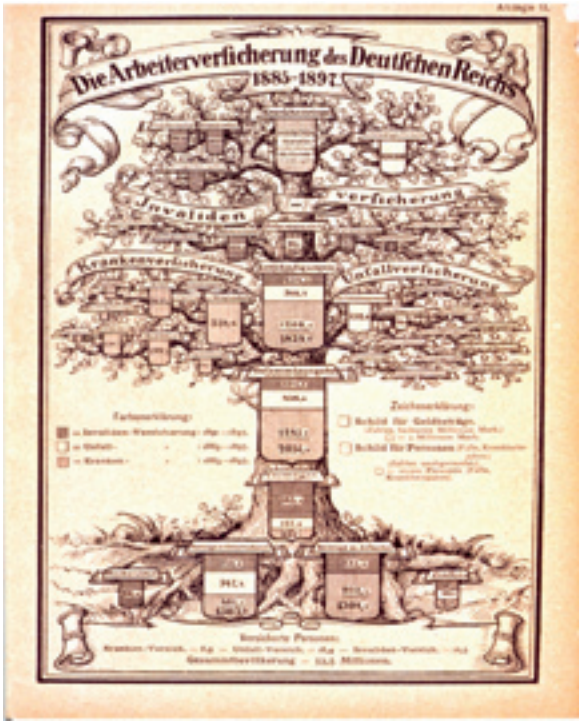
Kapitel 2

Soziale Sicherung und Selbstverwaltung

Soziale Sicherung im Bergbau

Das System der sozialen Sicherung in Deutschland ist durch zwei wesentliche Merkmale gekennzeichnet: es folgt zum einen in seiner organisatorischen Gliederung den verschiedenen abzusichernden Lebensrisiken wie Krankheit, Unfall, Alter, Tod, Arbeitslosigkeit und Pflegebedürftigkeit. Zum anderen obliegt die Durchführung des Versicherungsschutzes nicht staatlichen Untergliederungen, sondern selbstverwalteten Sozialversicherungsträgern. Innerhalb des vom Gesetzgeber vorgegebenen – und ständig veränderten – Rahmens wirken Arbeitgeber und Versichertenvertreter paritätisch an seiner Ausfüllung im Sinne von Eigenverantwortung und Effektivität mit.

Der Bergbau – und damit auch der Steinkohlenbergbau – haben die Entwicklung der Sozialversicherung geprägt und mitgestaltet. Lange vor der Bismarckschen Sozialgesetzgebung Ende des 19. Jahrhunderts entwickelten sich wegen der besonderen Gefahren im Bergbau und der daraus erwachsenen Notwendigkeit einer sozialen Absicherung der Bergleute und ihrer Hinterbliebenen die Grundzüge der heutigen Sozialversicherung einschließlich des Prinzips der sozialen Selbstverwaltung.



„Versicherungsbaum“ (Illustration aus dem Katalog der Arbeiterversicherung des Deutschen Reiches zur Weltausstellung 1900 in Paris)

Ausgehend von der „Büchsenkasse“, in die die Bergleute für ihre verunglückten Kameraden im 15. Jahrhundert den sogenannten Büchsenpfennig entrichteten, über die am Ende des 19. Jahrhunderts bestehenden ca. 160 Knappschaftsvereine und -verbände bis zum Inkrafttreten des Reichsknappschaftsgesetzes am 23. Juni 1923 mit der Zusammenfassung aller eigenständigen Knappschaftsvereine zum Reichsknappschaftsverein – als Träger der Renten- und Krankenversicherung für die Bergleute – entwickelten sich die Strukturen und Leistungen der bergbaulichen Sozialversicherung stetig fort. Dabei wurde insbesondere am Grundsatz der Selbstverwaltung festgehalten.

Eine weitere bedeutende historische Wegmarke war 1969 die per Gesetz errichtete „Bundesknappschaft“ als bundesweit zuständiger Träger der knappschaftlichen Renten- und Krankenversicherung. Nach der Wiedervereinigung wurde die Bundesknappschaft ab Januar 1991 zuständiger Sozialversicherungsträger der knappschaftlichen Renten- und Krankenversicherung auch für die neuen Bundesländer. Im Jahr 2010 konnte die Knappschaft ihr 750-jähriges Bestehen feiern.

Auch in der Unfallversicherung kann der Bergbau auf eine lange Geschichte zurückblicken. Zunächst hatten die Knappschaftsvereine in gewissem Umfang auch die Fürsorge bei Unfällen übernommen. Aus organisatorischen Gründen wurden jedoch nicht sie selbst in Folge der Bismarckschen Sozialgesetzgebung Träger der gesetzlichen Unfallversicherung, sondern es wurde die Bergbau-Berufsgenossenschaft – noch unter dem Namen Knappschafts-Berufsgenossenschaft – im Jahr 1885 als eine der ersten von später bis zu 83 Berufsgenossenschaften errichtet.

Von Beginn an war die Bergbau-Berufsgenossenschaft wegen der risikoreichen Arbeit im Bergbau mit hohen Entschädigungsleistungen belastet. Ursache war zunächst die hohe Zahl von Arbeitsunfällen, vor allem durch Stein- und Kohlenfall. Dies führte auch zu der Entscheidung, im Ruhrgebiet mit dem Bergmannsheil in Bochum das erste Unfallkrankenhaus der Welt zur Versorgung unfallverletzter Bergleute zu errichten. Das 1890 eröffnete Haus war zugleich auch das erste Krankenhaus für einen einzigen Berufsstand. Da den Berufsgenossenschaften damals die Finanzierung eines eigenen Krankenhauses noch nicht gestattet war, übernahmen dies zunächst verschiedene Vereinigungen und Verbände. Sie fungierten als Träger der Einrichtung und überließen das Krankenhaus der Bergbau-Berufsgenossenschaft zur steten Nutzung. Dazu zählte auch

Berufsgenossenschaftliche Unfallkliniken Bergmannsheil Bochum – Bergmannstrost Halle

der 1858 gegründete Verein für die bergbaulichen Interessen (VbI), der inzwischen im GVSt aufgegangen ist.

Mit der Einbeziehung von Berufskrankheiten wurde der Schutz der gesetzlichen Unfallversicherung deutlich ausgeweitet. Damit einher ging der Erlass der ersten Berufskrankheiten-Verordnung im Jahr 1925. Im Jahr 1929 wurde die Silikose in die Liste der Berufskrankheiten aufgenommen. Die Verhütung, Entschädigung und Rehabilitation bergbautypischer Berufskrankheiten (insbesondere Silikosen, chronische Bronchitis und Lungenemphyseme, Erkrankungen durch Lärm, Druckluftwerkzeuge und ionisierende Strahlen) waren seitdem prägend für die Arbeit der Bergbau-Berufsgenossenschaft.

Strukturwandel und Sozialversicherung

Parallel zum deutschen Steinkohlenbergbau haben auch die bergbaulichen Sozialversicherungsträger Bundesknappschaft und Bergbau-Berufsgenossenschaft insbesondere in den zurückliegenden zehn Jahren tiefgreifende Veränderun-

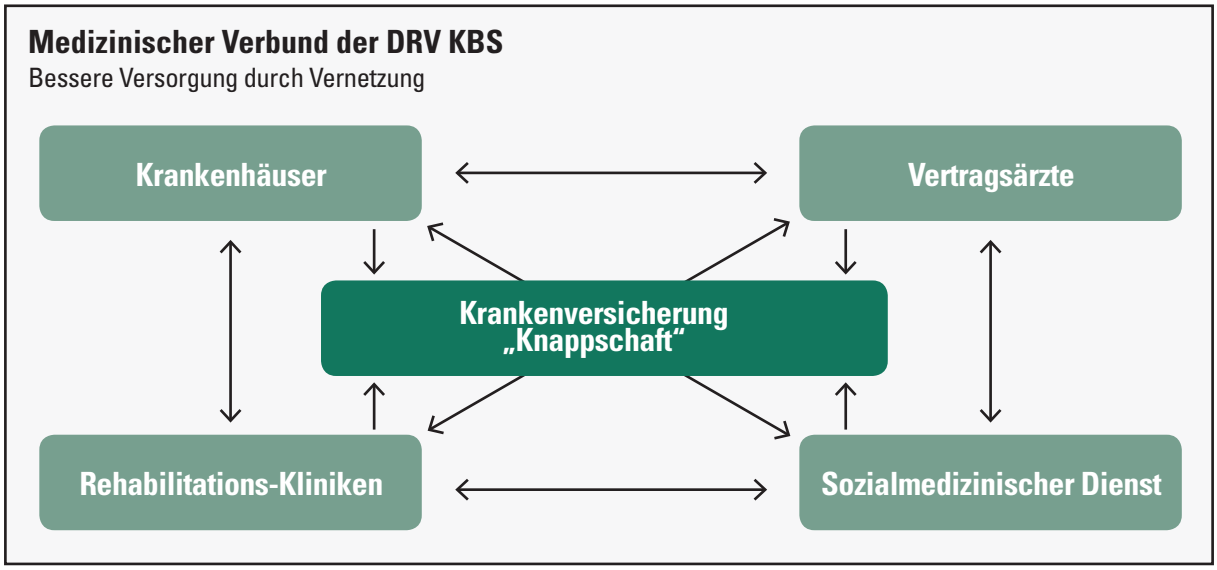
Fusionen BG RCI und DRV KBS

- Bergbau-Berufsgenossenschaft
- Berufsgenossenschaft der chem. Industrie
- Lederindustrie-Berufsgenossenschaft
- Steinbruchs-Berufsgenossenschaft
- Papiermacher-Berufsgenossenschaft
- Zucker-Berufsgenossenschaft

→ BG RCI Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie

- Bundesknappschaft
- Bahnversicherungsanstalt
- Seekasse

→ Knappschaft Bahn See



gen bewältigt, die vor allem durch die rückläufigen Versichertenzahlen im Steinkohlenbergbau notwendig geworden waren. Der Strukturwandel im Steinkohlenbergbau begann bereits mit dem Siegeszug des Erdöls als kostengünstiger Energieträger in der Mitte des vergangenen Jahrhunderts. Die durch das Steinkohlefinanzierungsgesetz festgelegte Beendigung des subventionierten deutschen Steinkohlenbergbaus zum Ende des Jahres 2018 markiert den Endpunkt des Auslaufprozesses. Ziel ist es, den Wandel hin zu neuen Aufgaben erfolgreich zu gestalten. In diesem Sinn haben auch die bergbaulichen Sozialversicherungsträger frühzeitig reagiert. Insbesondere die paritätisch aus Arbeitgebern und Versicherten gebildete Selbstverwaltung der Träger und ihrer Spitzenverbände hat dem Gesetzgeber Vorschläge unterbreitet, die Zahl der Träger zu verringern, deren Kooperation zu verbessern und die Verwaltungskosten zu senken.

So trat im Januar 2005 die Organisationsreform der gesetzlichen Rentenversicherung in Kraft. Nach der Intention des Gesetzgebers war es unter anderem Ziel der Reform, die Zahl der Rentenversicherungsträger zu reduzieren. Deshalb wurden die bis dahin selbstständigen Träger Bundesknappschaft, Bahnversicherungsanstalt und Seekasse zur Deutschen Rentenversicherung Knappschaft-Bahn-See (DRV KBS) vereinigt. Die DRV KBS ist seitdem für 5 % der Versicherten in der allgemeinen Rentenversicherung zuständig. Die Zuständigkeit für Bergleute und Versicherte, die bis dahin bei der Bahnversicherungsanstalt oder der Seekasse versichert waren, blieb bestehen. Die knappschaftliche Krankenversicherung mit aktuell über 1,7 Mio. Versicherten wird seitdem durch die DRV KBS unter dem Namen Knappschaft fortgeführt, ihre Besonderheiten und Vorteile konnten so erhalten bleiben. Darüber hinaus wurden der DRV KBS 2003 die Aufgaben der sogenannten Minijob-Zentrale zugewiesen. Seitdem ist diese bundesweit die zentrale Stelle für die Abwicklung des Melde- und Beitragsverfahrens von aktuell rund 7 Mio. geringfügigen Beschäftigungsverhältnissen.

Die Bahnversicherungsanstalt ist nach der knappschaftlichen Sozialversicherung die zweitälteste Sozialversicherung mit „berufsständischem“ Charakter in Deutschland. Bereits im Jahre 1861 hatten die Eisenbahnverwaltungen für Arbeiter auf dem Gebiet der Sozialversicherung sogenannte Unterstützungskassen geschaffen, die Leistungen sowohl für den Fall der Krankheit, der Invalidität, des Alters sowie eine Hinterbliebenenversorgung gewährten. Das Ende der historischen Entwicklung war mit der Gründung der Deutsche Bahn AG zum 1. Januar 1994 erreicht, als die Bundesbahn-Versicherungsanstalt in die Bahnversicherungsanstalt umbenannt wurde.

Die Seekasse, im Januar 1907 gegründet, war der Rentenversicherungsträger für alle deutschen Seeleute und umfasste einen Invaliden- sowie einen Witwen- und Waisenschutz. Eine Besonderheit innerhalb des Sozialversicherungssystems in Deutschland ist die Seemannskasse. Sie wurde 1974 eingerichtet und gewährt bis zum Rentenbezug aus der gesetzlichen Rentenversicherung ein Überbrü-

ckungsgeld an langjährig beschäftigte, ältere Berufsseeleute, die aus der Seeschifffahrt ausgeschieden sind.

Die Vereinigung dieser durch die Berufe der Berg- und Seeleute sowie der Eisenbahner mit ihren jeweils spezifischen Arbeitsbedingungen geprägten Versicherungsträger ermöglichte es, auch unter stark veränderten Rahmenbedingungen neben der Deutschen Rentenversicherung Bund als weiterer Bundesträger fortzubestehen. Mit dem in dieser Form bundesweit einmaligen Verbund aus gesetzlicher Rentenversicherung, Renten-Zusatzversicherung, Kranken- und Pflegeversicherung und mit einem eigenen medizinischen Netz – bestehend aus Knappschaftsärzten, sozialmedizinischem Dienst, Krankenhäusern und Rehabilitations-Kliniken – kann die DRV KBS ihren Mitgliedern eine umfassende soziale und medizinische Betreuung anbieten. Damit überwindet sie zugleich – zumindest teilweise – die historisch bedingte und in den Strukturen noch heute geltende Gliederung des Systems der sozialen Sicherheit.

Auch die Bergbau-Berufsgenossenschaft hat inzwischen ihre organisatorische Eigenständigkeit verloren. Sie ging nach fast 125 Jahren in einem größeren Träger mit 36 000 Mitgliedsunternehmen und 1,2 Mio. Versicherten auf. Am 1. Januar 2010 vereinigte sie sich mit den Berufsgenossenschaften der Branchen Leder, Papier, Zucker, Steine und Erden sowie Chemie zur Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie (BG RCI). Auch diese Fusion wurde von der aus Arbeitgebern und Versichertenvertretern der einzelnen Branchen gebildeten Selbstverwaltung maßgeblich initiiert und gestaltet. Sie trug damit der stark rückläufigen Versichertenzahl im Steinkohlenbergbau Rechnung. In den 1950er Jahren waren bei der Bergbau-Berufsgenossenschaft – geprägt durch den Steinkohlenbergbau – noch über 600 000 Arbeitnehmer versichert. Diese Zahl sank bis zum Vereinigungszeitpunkt auf rund 80 000.

Anlass der Vereinigung zur BG RCI war jedoch nicht ausschließlich diese Entwicklung, sondern das Unfallversicherungsmodernisierungsgesetz (UVMG), das in weiten Teilen im Jahr 2008 in Kraft trat und wesentliche Organisationsentscheidungen vorgab. Unter anderem sollte die Zahl der Unfallversicherungsträger (Berufsgenossenschaften) von damals 26 auf neun gesenkt werden. Hintergrund waren Verwerfungen in der Finanzierung der über Jahrzehnte angewachsenen Rentenverpflichtungen aufgrund des Strukturwandels in der Wirtschaft. Einerseits schrumpfen Bergbau, Binnenschifffahrt und die Textilbranche erheblich. Auch die Bauwirtschaft hatte mit einem Rückgang der Beschäftigung um fast 50 % seit Mitte der 1990er Jahre zu kämpfen. Andererseits wiesen der Dienstleistungs- und der Gesundheitssektor ein überdurchschnittliches Wachstum auf, so dass in diesen Branchen das Verhältnis von eher geringerer Unfallhäufigkeit zu vergleichsweise wenigen alten Lasten zu Beitragsverzerrungen führte. Nach intensiven Gesprächen mit dem Gesetzgeber und deutlicher Positionierung der Selbstverwaltung wurde es den Berufsgenossenschaften und dem damaligen Hauptverband der gewerblichen Berufsgenossenschaften (HVBG) – heute: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung (DGUV) – überlassen, die Vereinigungen zu organisieren. Die sechs Partnerbranchen der BG RCI fanden sich aufgrund großer Überschneidungen vor allem in der Präventionsarbeit zusammen, so dass weiterhin ein guter Branchenbezug vor allem in der Verhütung von Arbeitsunfällen und Berufskrankheiten sichergestellt werden kann.

Ziel der nunmehr in die Praxis umzusetzenden Fusion der BG RCI ist eine leistungsstarke Berufsgenossenschaft, insbesondere in der Prävention und Rehabilitation. Dies ist gemeinsame Aufgabe der hauptamtlichen Mitarbeiter sowie der aus Vorstand, Vertreterversammlung und sechs Branchenbeiräten gebildeten Selbstverwaltung der BG RCI.

Berufsgenossenschaftliche Rehabilitation im Bergmannsheil Bochum

Damit bleibt es Aufgabe der Bergbau-Verbände und der von ihnen in die Selbstverwaltung entsandten Organmitglieder, in den kommenden Jahren die Belange des Bergbaus auch in den fusionierten Trägern wirksam zu vertreten. Dies bedeutet zugleich, an Entscheidungen der Selbstverwaltung so mitzuwirken, dass der gesetzliche Auftrag der Sozialversicherungsträger erfüllt und möglichst den Belangen des Bergbaus Rechnung getragen wird. Konkreter Bestandteil der verbandlichen Arbeit sind Koordinierungs- und Infor-

mationsaufgaben, die insbesondere durch Gespräche mit den Geschäftsführungen der Sozialversicherungsträger, Vorbesprechungen zu Sitzungen der Selbstverwaltungsorgane und eigene Informationsveranstaltungen sowie Rundschreiben wahrgenommen werden.

Soziale Selbstverwaltung in der Sozialversicherung

Ein bedeutender Teil der im Jahr 2012 rund 782 Mrd. € umfassenden Leistungen des sozialen Sicherungssystems wird durch die Sozialversicherungsträger erbracht. Als Körperschaften des öffentlichen Rechts mit Selbstverwaltung erfüllen sie ihre Aufgaben im Rahmen des Gesetzes und des sonstigen für sie maßgebenden Rechts in eigener Verantwortung.

Daraus wird deutlich, dass die Selbstverwaltung die rechtliche Selbstständigkeit der Versicherungsträger gegenüber der unmittelbaren Staatsverwaltung kennzeichnet. Der Staat hat sich indes Aufsichts- und Mitwirkungsrechte vorbehalten. So bedarf zum Beispiel der Haushaltsplan der DRV KBS der Genehmigung durch die Bundesregierung. Während andere soziale Sicherungssysteme in Europa stärkeren Regulierungen durch den nationalen Gesetzgeber unterworfen sind, wird das deutsche Sozialversicherungssystem mit der Besonderheit der ehrenamtlichen Selbstverwaltung durch Arbeitgeber und Versicherte als vergleichsweise staatsfernes und pluralistisches Steuerungssystem bezeichnet. Als vorteilhaft gelten dabei die Sachnähe der Mitglieder der Selbstverwaltung einerseits zu ihrem Träger und andererseits zu „ihren" Versicherten und Unternehmen. Da die Sozialpartner in den Gremien der Träger gleichberechtigt sind, können Entscheidungen nur im Konsens getroffen werden. In der Praxis der DRV KBS und der BG RCI haben sich daraus bisher keine Probleme ergeben, so dass die vielfältigen Entscheidungen, zum Beispiel auf den Gebieten des Haushalts, des Personals, der Investitionen oder der Organisationsabläufe, nach Vorberatung jeweils in der Gruppe der Arbeitgeber und der Versicherten in der Regel einstimmig getroffen werden. Diese weithin unbekannte Form der Sozialpartnerschaft trägt mit dazu bei, dass die Sozialversicherung insgesamt eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz findet.

Eine besondere Rolle fiel der Selbstverwaltung bei den oben beschriebenen Fusionen zu. Die Vereinigungsprozesse stellen für die betroffenen Sozialversicherungsträger und ihre Mitarbeiter große Herausforderungen dar. Es gilt, Arbeitsabläufe, Organisationsstrukturen und unterschiedliche Philosophien bei den einzelnen „Alt"-Trägern so zu gestalten, dass die Ziele der Fusionen – schlankere Verwaltungen, höhere Effizienz und Qualität, größere Wirtschaftlichkeit – tatsächlich mit messbaren Ergebnissen erreicht werden. Zugleich mussten – schon im Interesse allseitiger Akzeptanz – die Mitarbeiter mit ihren Sorgen um den Arbeitsplatz sowie die Fusionspartner mit der Frage nach angemessener Vertretung in den neuen Selbstverwaltungsorganen Gehör finden und sachgerechte Lösungen erreicht werden. Im Ergebnis scheint dies gelungen, wobei der Schlüssel im vereinten Willen der Sozialpartner zu sehen ist, einerseits ohne staatliche Einflussnahme und Vorgaben sowie andererseits ohne Geltendmachung von Partikularinteressen die Fusionen erfolgreich auf den Weg zu bringen.

Sozialpartner in der sozialen Selbstverwaltung

Die Organe der sozialen Selbstverwaltung – Vorstand und Vertreterversammlung – sind paritätisch mit Vertretern der Arbeitgeber und Versicherten besetzt. Die Organmitglieder der gesetzlichen Kranken-, Pflege-, Unfall- und Rentenversicherungsträger werden im Wege der alle sechs Jahre stattfindenden Sozialversicherungswahlen gewählt, und zwar aufgrund von Vorschlagslisten der vorschlagsberechtigten Verbände und Vereinigungen. Arbeitgeber und Gewerkschaften werben für die Mitarbeit in der Selbstverwaltung, die die Chance bietet, vor dem Hintergrund der ständig steigenden Bedeutung der Sozialversicherung für den Einzelnen und die Volkswirtschaft insgesamt sich zu engagieren und Sozialpolitik mitzugestalten.

Bei den bergbaulichen Sozialversicherungsträgern war die Mitarbeit von Arbeitgebern und Versicherten in der Selbstverwaltung im Sinne einer gelebten Sozialpartnerschaft stets intensiv. Dies gilt bis heute: DRV KBS und BG RCI ist gemeinsam, dass in ihnen durch Fusion mit anderen Trägern die ursprünglich für den Bergbau zuständigen Träger, nämlich die Bundesknappschaft bzw. die Bergbau-Berufsgenossenschaft, aufgegangen sind. Damit erfüllen die für den Bergbau zuständige Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE), Hannover, und die arbeitgeberseitige Vereinigung Rohstoffe und Bergbau e.V. (VRB), Berlin, ihre Aufgaben nun in einem neuen, größeren Kontext. In beiden Organisationen war die Sozialversicherungswahl 2011 die erste, die nach den Vereinigungen der Sozialversicherungsträger durchgeführt wurde. Die verschiedenen Listenträger – auf Arbeitgeberseite neben VRB der Bundesarbeitgeberverband Chemie (BAVC), der Verband

Deutscher Reeder (VDR) sowie der Arbeitgeber- und Wirtschaftsverband der Mobilitäts- und Verkehrsdienstleister e.V. (Agv MoVe) – haben sich abgestimmt, um eine für alle Fusionspartner und die von ihnen repräsentierten Gewerbezweige und Branchen angemessene Besetzung der Gremien sicherzustellen. Dies war deshalb möglich, weil der Gesetzgeber bei den Sozialversicherungswahlen auch sogenannte Friedenswahlen, also Wahlen ohne Wahlhandlung, vorsieht.

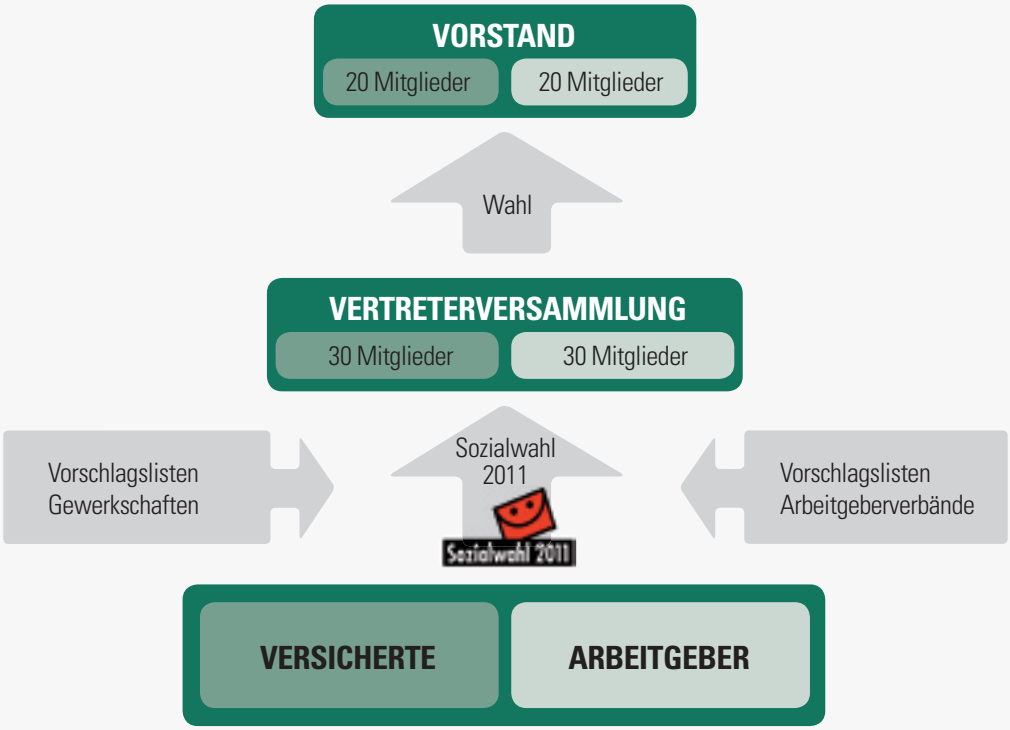
Sozialversicherungswahlen in Deutschland

Die ersten Sozialversicherungswahlen nach dem Krieg fanden 1953 statt. Im Wesentlichen wurde bei der Gestaltung der Selbstverwaltung an den Vorkriegszustand angeknüpft und der Rechtszustand vor 1933 grundsätzlich wiederhergestellt. Vereinheitlicht wurde die Organstruktur mit den beiden Organen Vertreterversammlung und Vorstand. Zwei Besonderheiten waren für die beiden bergbaunahen Träger zu verzeichnen: Bei der Knappschaft wurde beibehalten, dass die Versicherten ihre Versichertenältesten wählen, die wiederum die Versichertenvertreter für die Vertreterversammlung wählen. Die Bergbau-Berufsgenossenschaft war davon berührt, dass im Gegensatz zur Vorkriegszeit in der gesetzlichen Unfallversicherung die paritätische Selbstverwaltung eingeführt wurde. Ursprünglich hatten die Versicherten wegen der ausschließlichen Beitragszahlung durch die Arbeitgeber nicht in der Selbstverwaltung mitgewirkt.

Bereits zu diesem Zeitpunkt wurden die Listenträgerschaften von Gewerkschaften und Arbeitgeberverbänden und die Möglichkeit der Friedenswahlen etabliert. Bis heute ist die Listenträgerschaft – und damit die aktive Mitarbeit in der sozialen Selbstverwaltung – grundsätzlich den Gewerkschaften und den Arbeitgeberverbänden zugewiesen, jedoch nicht im Sinne eines ausschließlichen Alleinvertretungsanspruchs. Das Sozialgesetzbuch sieht vielmehr ausdrücklich vor, dass neben Gewerkschaften auch sonstige Arbeitnehmervereinigungen sowie freie Listen das Recht haben, Vorschlagslisten einzureichen. Somit ist dieses

Wahl der Selbstverwaltungsorgane der BG RCI

Amtsperiode 2011 - 2017



Wahlverfahren gesetzlich legitimiert und entspricht nach Rechtsprechung des Bundessozialgerichts dem Verfassungsrecht, insbesondere dem Demokratieprinzip.

Reform des Sozialwahlverfahrens

Gleichwohl hat es in der Vergangenheit sowohl in der Presse als auch vom Bundesrechnungshof, Kritik an Legitimität, mangelnder Wahlbeteiligung und Kosten der Sozialversicherungswahlen, aber auch am Aufgabenzuschnitt der Selbstverwaltung insgesamt gegeben. Bereits mehrfach wurden deshalb zur Stärkung der sozialen Selbstverwaltung Vorschläge unterbreitet, die zum Ziel hatten, ihre Bedeutung deutlicher erkennbar zu machen und die Mitwirkung durch die Wahlberechtigten zu stärken. Zuletzt hat der Bundesbeauftragte für die Sozialversicherungswahlen in seinem Abschlussbericht zu den Wahlen 2011 verschiedene Vorschläge vorgelegt. Es geht dabei vor allem um die Erhöhung der Wahlbeteiligung, die Durchführung tatsächlicher Wahlhandlungen sowie insgesamt um einen größeren Bekanntheitsgrad der Selbstverwaltung und ihrer Arbeit in der Öffentlichkeit. Ferner schlägt der Bundeswahlbeauftragte vor, die Selbstverwaltung zu stärken, um so mehr Mitwirkung der Versicherten und Arbeitgeber bei der Erfüllung öffentlicher Aufgaben zu erreichen. Soziale Selbstverwaltung wird dabei als Alternative zu einer rein staatlichen oder privatwirtschaftlichen Organisation der Sozialversicherungssysteme verstanden.

Bei den neun Sozialversicherungsträgern, die im Jahr 2011 eine Urwahl durchgeführt haben, waren insgesamt 47 201 509 Wahlberechtigte zu verzeichnen, abgegeben wurden 14 158 292 Stimmen. Dies entspricht einer Wahlbeteiligung von 30 %. Bei der Landtagswahl 2012 in Nordrhein-Westfalen lag die Wahlbeteiligung bei knapp 60 %, bei den Kommunalwahlen in Nordrhein-Westfalen 2009 bei durchschnittlich 52,4 % (niedrigster Wert: 44,6 %) und bei der Europawahl 2009 in Deutschland bei 43,3 %.

Der Grad der Informiertheit darüber, welche Aufgaben und Kompetenzen die zu wählenden Gremien besitzen, scheint Einfluss auf die Entscheidung zur Beteiligung an einer Wahl zu haben. Dies wird durch Ergebnisse einer Studie der Ipsos GmbH, Hamburg, über die Einstellung zu den Sozialwahlen gestützt. Dort haben Wähler und Nichtwähler nahezu identisch ein großes Interesse an den Themen Renten- und Krankenversicherung im Allgemeinen gezeigt. Bei den Nichtwählern war erkennbar, dass sie deutlich weniger als die Wähler darüber informiert waren, welchen Gestaltungs- und Entscheidungsspielraum die Selbstverwaltung hat. Daraus ergibt sich als Ansatz, die soziale Selbstverwaltung und ihre Aufgaben für die Allgemeinheit deutlich sichtbarer zu machen, um so die Wahlbeteiligung zu erhöhen.

Enthüllung des Gedenksteins „750 Jahre Knappschaft“

Insgesamt hat sich die Sozialwahl in der bisherigen Gestaltung bewährt und dazu geführt, dass eine im Sinne von Versicherten und Arbeitgebern homogen und konstruktiv arbeitende Selbstverwaltung gebildet wurde. Die derzeitige Rechtslage lässt es zu, die personelle und sozialpolitische Kompetenz der Sozialpartner einzubinden. Schließlich sichert die Listenträgerschaft der Verbände die Möglichkeit, durch entsprechende Listengestaltung praktisches Erfahrungswissen auch aus den Betrieben der kleineren Branchen für die Selbstverwaltung nutzbar zu machen. Bei einer Persönlichkeitswahl wäre diese Möglichkeit deutlich erschwert. Rechtlich zwingend ist eine Änderung des Sozialwahlrechtes und der Ausgestaltung der Organe der sozialen Selbstverwaltung nicht, so dass Änderungen behutsam geprüft werden sollten.

Kapitel 3

Beendigung des Steinkohlenbergbaus am linken Niederrhein

Gastbeitrag von Dipl.-Ing. Karl-Heinz Stenmans,
Leiter des Bergwerks West der RAG Aktiengesellschaft, Kamp-Lintfort

Die Stimmung war gedrückt als am 21. Dezember 2012 um 12 Uhr die Glocken aller Kirchen der Stadt Kamp-Lintfort läuteten, um das Ende des Bergbaus am Niederrhein zu signalisieren. In der Lohnhalle des Bergwerks West hatten sich neben den geladenen Gästen auch Mitarbeiter des Bergwerks in Arbeitskleidung eingefunden, die zuvor – nach der letzten Ausfahrt – von der Ministerpräsidentin, von Vorstand, Werksleitung und Mitbestimmung am Schacht empfangen worden waren. Nach 150 Jahren Steinkohlenbergbau am linken Niederrhein wurde in einem würdigen Rahmen das Ende begangen.

150 Jahre Steinkohlenbergbau – Der Aufbruch

150 Jahre zuvor gab der Unternehmer Franz Haniel den Auftrag, in der Nähe von Duisburg-Homberg nach Kohle zu bohren. Im Jahr 1854 wurde er fündig und ließ sich das erste linksrheinische Feld mit dem Namen „Rheinpreußen" verleihen. Aufgrund des wasser- und schwimmsandführenden Deckgebirges gestaltete sich das Abteufen des ersten Schachtes sehr schwierig. Es gab immer wieder Unterbrechungen durch Wasser- und Schwimmsandeinbrüche. Neben Franz Haniel muteten etliche andere Privatpersonen und Gesellschaften nach Steinkohle und ließen sich Steinkohlenfelder verleihen, aber Haniel blieb zunächst der Einzige, der tatsächlich Bergbauaktivitäten betrieb.

Erst nach der Jahrhundertwende entwickelten sich neue Vorhaben, weitere Bergwerke zu errichten. So entstand 1903 das Bergwerk Wilhelmine Mevissen in Duisburg-Rheinhausen. 1906 folgte die Gründung der Friedrich

Karte der Bergbaufelder am Niederrhein

Bergbauabschied am Niederrhein am 21. Dezember 2012

Heinrich AG in Kamp-Lintfort. Im Jahre 1911 errichtete die Niederrheinische Bergwerksgesellschaft das spätere Bergwerk Niederberg in Neukirchen-Vluyn. Im Jahr danach, 1912, wurde das Bergwerk Diergardt in Duisburg-Rheinhausen abgeteuft und als Erweiterung für Rheinpreußen begann man 1922 – zunächst unter dem Namen Rheinland – das anschließend eigenständige Bergwerk Pattberg in Moers zu entwickeln.

In der Mitte des 19. Jahrhunderts galt auf der linken Rheinseite das französische Bergrecht im Gegensatz zum preußischen auf der rechten Rheinseite. Nach preußischem Bergrecht durfte kein Grubenfeld, das verliehen wurde, größer als 20 km^2 sein, linksrheinisch gab es diese Beschränkung nicht. Die verliehenen Grubenfelder hatten in der Regel eine Größe zwischen 90 und 100 km^2. Dies war eine gute Voraussetzung für den Bau großer und leistungsfähiger Bergwerke auf der linken Rheinseite.

Alle Bergwerke erlebten das Auf und Nieder in wirtschaftlichen Blütezeiten oder Kriegszeiten. Für das Bergwerk Friedrich Heinrich in Kamp-Lintfort galt dies besonders. Von Anfang an waren französische Banken die wesentlichen Geldgeber für das ehrgeizige Vorhaben, ein Steinkohlenbergwerk zu errichten. In der landwirtschaftlich geprägten Umgebung von Kamp-Lintfort gab es keine passende Infrastruktur. Weder Straßen noch Schienen, noch Wohnungen für die Bergleute waren vorhanden. Sie mussten erst geschaffen werden, bevor im Jahr 1912 die ersten Kohlen tatsächlich gefördert und auch abtransportiert werden konnten.

Im 1. Weltkrieg wurde das Bergwerk enteignet und erst im Jahr 1921 wieder in französische Hände zurückgegeben. Bereits im Jahr 1924 vollzog sich ein nachhaltiger

Besitzerwechsel, der allerdings französisch blieb: Der de Wendel-Konzern übernahm mehr als 80 % der Aktien und entließ somit die Begründer der Schachtanlage aus ihrer Verantwortung. Der Konzern übernahm sowohl die Leitung des Bergwerks als auch wesentliche Teile der Produktion.

Unter der Führung des de Wendel-Konzerns entwickelte sich das Bergwerk sehr gut. Die Steinkohlenförderung stieg von 600 000 t im Jahr 1923 auf 2,4 Mio. t im Jahr 1939.

Bis zum Ausbruch des 2. Weltkriegs blieb das Bergwerk in französischer Hand. Erst dann wurde Friedrich Heinrich wieder unter deutsche Verwaltung gestellt. Der Reichskohlenkommissar ernannte die Schachtanlage zur Versuchszeche für technische Neuerungen. Nach der Kapitulation Deutschlands wurde der gesamte Ruhrbergbau zunächst unter die Entscheidungshoheit der alliierten Militärbehörden gestellt. Erst im Jahr 1949 bekam der de Wendel-Konzern die volle Verfügungsfreiheit über sein Eigentum zurück.

Anpassungsmaßnahmen

Die Mechanisierungsbemühungen wurden auch nach dem Krieg fortgesetzt. Das Bergwerk stand technischen Neuerungen offen gegenüber. So wurde im Jahr 1952 die 600 m-Sohle mit Fahrdrahtlokomotiven und einem umfangreichen Bahnhof einschließlich Stellwerk in Betrieb genommen. Ebenso hielten neue Techniken im Streckenvortrieb und im Abbau Einzug. Bereits im Jahr 1958 konnte das Bergwerk die Vollmechanisierung der Gewinnung verkünden.

Zeitgleich führte die erste Kohlekrise im Jahr 1956 zum Verbund der bis dahin eigenständigen Bergwerke Rheinpreußen und Pattberg. Bis 1969 war das „neue" Bergwerk Rheinpreußen mit Sitz in Moers das größte Bergwerk im Ruhrrevier. Die anhaltende Kohlekrise führte im Jahr 1967 auch zur Fördereinstellung auf der Schachtanlage Diergardt in Duisburg-Rheinhausen. Die verbliebenen Vorräte und die Brikettfabrik wurden vom benachbarten Bergwerk Mevissen übernommen, das seinerseits nur sechs Jahre später aufgrund des weiterhin schlechten Absatzes für Anthrazitkohlen auf dem Wärmemarkt stillgelegt werden musste. Etwas weiter nordwestlich ging trotz der Kohlekrise als neues Bergwerk die Schachtanlage Rossenray der Krupp AG im Jahr 1962 in Betrieb. Ihre Eigenständigkeit sollte jedoch nicht von langer Dauer sein.

Die anhaltende Kohlekrise führte im Jahr 1969 zur Gründung der Ruhrkohle AG mit dem Ziel, den Steinkohlenbergbau geordnet zurückzuführen. Der de Wendel-Konzern

Bergwerk Niederberg

Schachtanlage Pattberg des Bergwerks Rheinland

brachte sein Bergwerk Friedrich Heinrich in die Ruhrkohle AG ein. Kurz danach endete dann auch schon wieder die Eigenständigkeit der Schachtanlage Rossenray. Sie wurde im Jahr 1970 mit der aus dem Verbund mit Rheinpreussen herausgelösten Schachtanlage Pattberg vereinigt. Alle drei – Rheinpreussen, Pattberg und Rossenray – bildeten sodann ab 1971 das Bergwerk Rheinland, das mit einer Förderung von fast 5 Mio. t und mehr als 8 000 Mitarbeitern bis 1988 das größte Steinkohlenbergwerk Europas sein sollte.

Die beiden Ölpreiskrisen Mitte und Ende der 1970er Jahre führten kurzfristig zu einer völligen Umorientierung. Sowohl die Politik als auch die Ruhrkohle AG stellten die Weichen auf Expansion. Für das Bergwerk Friedrich Heinrich zum Beispiel wurde nicht die von Einigen erwartete Stilllegung, sondern der Aufschluss eines neuen Baufeldes und der Abbau des dort anstehenden Kohlevorrats unter Wiedereinführung des Blasversatzverfahrens mit neuartiger Schildtechnik beschlossen und auch realisiert. Allerdings wendete sich das Blatt bereits Mitte der 1980er Jahre schon wieder. Die Ölpreise waren nicht auf dem erwartet

hohen Niveau geblieben und der Kohleabsatz nahm nicht den gewünschten ansteigenden Verlauf, so dass die Pläne zur Ausweitung der Steinkohlenförderung in Deutschland revidiert wurden. Damit einher ging die Schließung von Bergwerken und große Verbünde wurden geschaffen.

Für den Niederrhein bedeutete das im Jahr 1991 die Aufgabe seines ältesten Förderstandorts Rheinpreußen und aus den Bergwerken Friedrich Heinrich in Kamp-Lintfort und Rheinland in Moers wurde am 1. Juli 1993 das Verbundbergwerk Friedrich Heinrich/Rheinland mit dem Förderstandort in Kamp-Lintfort. Die Schachtanlage Pattberg wurde aufgegeben.

Auch nach dem Verbund wurde technische Innovation betrieben. Moderne Strebtechnik erlaubte die Einrichtung von Hochleistungsbetrieben mit mehr als 400 m Streblänge, die weltweite Beachtung fanden. Im Jahr 1998 konnten erstmalig im deutschen Steinkohlenbergbau Tagesförderungen größer 10 000 t im Monatsdurchschnitt erreicht werden. Im Jahr 2002 folgte im Rahmen der politisch beschlossenen Förderanpassung im deutschen Steinkohlenbergbau schließlich der Verbund mit dem Bergwerk Niederberg in Neukirchen-Vluyn und die Umbenennung des letzten verbliebenen Bergwerks am linken Niederrhein in Bergwerk West. Förderstandort des Bergwerks West blieb Friedrich Heinrich in Kamp-Lintfort, der Standort Niederberg wurde aufgegeben. Als Folge der nach Inkrafttreten des Steinkohlefinanzierungsgesetzes von 2007 geänderten Bergbauplanung verkündete die RAG im Jahr 2008 die Stilllegungsabsicht für das Bergwerk West zum Ende des Jahres 2012, die sie in der Aufsichtsratssitzung vom November 2011 letztendlich bestätigte.

Backsteinfassade des Bergwerks West in Kamp-Lintfort

Ein Blick in die Zukunft

Mit dem Ende des Bergbaus am linken Niederrhein geht es nun darum, den Strukturwandel, der mit der Ansiedlung vor allem mittelständischer Unternehmen und der Bereitstellung von Flächen für Wohnbebauung an den ehemaligen Bergwerksstandorten der Region schon seit längerer Zeit stattfindet, auch in Kamp-Lintfort fortzuführen. Schon frühzeitig entwickelte die Stadt Kamp-Lintfort zusammen mit der RAG Montan Immobilien GmbH ein Konzept zur Nachnutzung des Bergwerksgeländes. Der sogenannte Masterplan wurde mit der Bevölkerung in fünf „Arenen" diskutiert. Daraus entstand ein Stadtentwicklungskonzept für das mitten im Herzen der Stadt Kamp-Lintfort liegende Areal. Nun gilt es, in enger Abstimmung zwischen dem Unternehmen und der Kommunalpolitik Investoren zu finden, die die Flächen und Gebäude übernehmen wollen. Dabei hegen die RAG Montan Immobilien GmbH und die Stadt Kamp-Lintfort große Hoffnung, einen Logistikpark im Bereich des ehemaligen Kohlelagers des Bergwerks entwickeln zu können. Die günstige Anbindung an das bestehende Autobahnnetz sowie der vorhandene Gleisanschluss sind ein Vorteil dieses Standortes. Die künftige Entwicklung soll Arbeitsplätze schaffen, die die Region dringend benötigt.

Das Entwicklungskonzept beinhaltet aber auch den Erhalt historischer Gebäude, die dauerhaft an den Bergbau erinnern sollen. So ist vorgesehen, die Backsteinfassade längs der Friedrich-Heinrich-Allee mit den dahinter liegenden Gebäuden unter Denkmalschutz zu stellen, ebenso wie das Fördergerüst des Schachtes II. Im Süden der Schachtanlage diente der ehemalige Schirrhof lange Zeit der Ausbildung. Auch dieser Gebäudekomplex ist würdig, unter Denkmalschutz gestellt zu werden. Ein Teil dieser Gebäude wird schon seit August 2012 von der Hochschule Rhein-Waal unter anderem als Projektwerkstatt genutzt. Neben diesem Gebäudekomplex befindet sich der Lehrstollen, für dessen Erhalt sich die „Fördergemeinschaft für Bergmannstradition linker Niederrhein" engagiert.

Auf diese Weise wird nach dem endgültigen Ende des Bergbaus am Niederrhein viel Neues entstehen, das dem Standort eine hoffentlich blühende Zukunft sichert. Gleichzeitig bleibt aber auch Historisches erhalten, das das Andenken an 150 Jahre Bergbau am linken Niederrhein und 100 Jahre Steinkohlenförderung in Kamp-Lintfort bewahrt.

Kapitel 4

Steinkohle und Umwelt

Klimavorsorgevereinbarung

Am 30. Mai 2002 trat der GVSt stellvertretend für die deutsche Steinkohlenindustrie der Klimavorsorgevereinbarung zwischen der Bundesregierung und der deutschen Industrie bei. Die deutsche Steinkohlenindustrie hatte sich darin verpflichtet, die Kohlendioxid (CO_2)-Emissionen in Deutschland bis 2012 um 75 % gegenüber 1990 zu verringern. Tatsächlich gelang es dem Steinkohlenbergbau, die CO_2-Emissionen um 90,2 % zu senken. Damit liegt der Zielerreichungsgrad bei 120,3 %. Der Grund hierfür ist, dass bei der Formulierung der Selbstverpflichtung noch von einem Fördervolumen von 20 bis 22 Mio. t im Jahr 2012 ausgegangen wurde. Mit der neuen Bergbauplanung, die durch das Inkrafttreten des Steinkohlefinanzierungsgesetzes notwendig wurde und eine Reduzierung der Jahresförderung bis 2012 auf unter 12 Mio. t vorsah, verringerte sich auch die Höhe der CO_2-Emissionen.

Der drastische Rückgang der CO_2-Emissionen ist somit in erster Linie eine Folge der Stilllegung von Bergwerken und den dazugehörigen Nebenbetrieben. Zwischen 1990 und 2012 sank die Zahl der aktiven Bergwerke durch Stilllegungen und Zusammenlegungen von 27 auf vier. Damit verbunden war eine Drosselung der Förderung um 84,6 % auf 10,8 Mio. t. Dass die CO_2-Emissionen stärker zurückgefahren werden konnten als die Produktion, liegt an der Verbesserung des spezifischen Energieverbrauchs. Im Jahr 2012 lag dieser auf dem niedrigsten Niveau seit 1990. Bereits 2011 konnte er gegenüber dem Vorjahr um 21,6 % und im Jahr 2012 nochmals um 18,4 % reduziert werden. Die Gründe hierfür sind neben der Beendigung der Nacharbeiten an den in den Jahren zuvor stillgelegten Bergwerken insbesondere die Umsetzung von Neuerungen zur Weiterentwicklung und Leistungssteigerung in der schälenden und schneidenden Gewinnung, bei Streb- und Gurtförderanlagen, im Materialtransport sowie in der Frischluft- und Klimatechnik.

Ein weiterer Bestandteil der Klimavorsorgevereinbarung des Steinkohlenbergbaus ist die Verpflichtung zur Reduzierung der Methangas (CH_4)-Emissionen, die aus aktiven wie auch aus stillgelegten Bergwerken entweichen, bis 2012 um 70 % gegenüber 1990. Die in die Atmosphäre abgegebenen CH_4-Emissionen konnten von 19,7 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 1990 auf 3,0 Mio. t im Jahr 2012, das heißt um rund 85 %, reduziert werden. Mit einem Zielerreichungsgrad von 121,1 % wurde das angestrebte Ziel damit deutlich übererfüllt. Die CH_4-Emissionen aus aktiven Bergwerken sanken in diesem Zeitraum um 83,8 %, die aus stillgelegten Bergwerksteilen um knapp 95 %.

Stromerzeugung aus Grubengas

Die Qualität der Methangasverwertung konnte in den letzten Jahren deutlich verbessert werden. Wurden im Jahr 1990 etwa 70 % des abgesaugten Gases verwertet, so waren es im Jahr 2011 fast 95 %. In den stillgelegten Bergwerksteilen im Ruhrrevier und an der Saar haben im Jahr 2012 alle Methanverwertungsgesellschaften zusammen 3,5 Mio. t CO_2-Äquivalente abgesaugt und verwertet. Da in den letzten Jahren flächendeckend Abbaugenehmigungen für Grubengas vergeben wurden, ist davon auszugehen, dass 98 % des vorhandenen Grubengases gewonnen werden und damit kaum Restemissionen vorkommen.

Insgesamt wurden auf den aktiven und stillgelegten Bergwerksteilen in Nordrhein-Westfalen und im Saarland im Jahr 2012 mit einer installierten Leistung von 226 MW rund 1 140 GWh Strom und über 440 GWh Wärme erzeugt. Zugleich konnten durch diese Nutzung des Grubengases mehr als 5 Mio. t CO_2-Äquivalente Treibhausgasemissionen vermieden werden. Der Beitrag zur Klimavorsorge und Ressourcenschonung lag rund 8 % höher als im Vorjahr.

Neuregelung des Spitzenausgleichs ab dem Jahr 2013

Im November 2012 hat der Bundesrat das Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und Stromsteuergesetzes, das die Nachfolgeregelung des sogenannten Spitzenausgleichs beinhaltet, gebilligt. Parallel dazu haben die Bundesregierung und die deutsche Wirtschaft, vertreten durch den BDI und den BDEW, eine Vereinbarung zur Energieeffizienz unterzeichnet – letztere tritt ab 2013 an die Stelle der bisherigen Selbstverpflichtung der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge. Damit soll der im Zuge der Ökosteuerreform eingeführte Spitzenausgleich für das produzierende Gewerbe, der Erleichterungen bei der Energie- und Stromsteuer vorsieht und in seiner bisherigen Form Ende 2012 ausgelaufen ist, vorerst über einen Zeitraum von zehn Jahren fortgeführt werden.

Als Gegenleistung verpflichtet sich die deutsche Industrie ab 2013, ihre spezifische Energieeffizienz gemessen am Durchschnitt der Energieintensität (entspricht Gesamtenergieverbrauch geteilt durch realen Bruttoproduktionswert) des produzierenden Gewerbes der Jahre 2007 bis 2012 bis zum Jahr 2022 kontinuierlich zu verbessern. Die Effizienzverbesserungen sind nicht unternehmensspezifisch, sondern von den begünstigten Wirtschaftszweigen insgesamt nachzuweisen (sogenannte Glockenlösung). Die Energieeinsparziele verlangen von den Unternehmen spürbare Anstrengungen zur Erhöhung der Energieeffizienz.

Die zu erreichende Verbesserung der Energieeffizienz, also der nachzuweisende Zielwert, steigt im Zeitablauf an: von jeweils 1,3 % für die Bezugsjahre 2013 bis 2015 auf 1,35 % für das Bezugsjahr 2016. Im Jahr 2017 werden die Ergebnisse noch einmal ergebnisoffen evaluiert, um dann gegebenenfalls neue Zielwerte für den Zeitraum 2019 bis 2022 festzulegen.

Zielwerte für die zu erreichende Reduzierung der Energieintensität
(im Vergleich zum Basiszeitraum 2007 - 2012)

Antragsjahr	Bezugsjahr	Zielwert (in %)
2015	2013	1,30
2016	2014	2,60
2017	2015	3,90
2018	2016	5,25
2019	2017*	6,60
2020	2018*	7,95
2021	2019*	9,30
2022	2020*	10,65

* vorläufig

Werden die Effizienzziele verfehlt, reduziert sich die Steuerentlastung, bei einer Zielerfüllung von weniger als 92 % entfällt sie ganz. Dies wird auf der Grundlage eines von einem unabhängigen wissenschaftlichen Institut erstellten Monitoring-Berichts ermittelt und von der Bundesregierung ausdrücklich festgestellt. Ferner akzeptiert die Industrie die verbindliche Einführung von Energie- und Umweltmanagement-Systemen in allen gewerblichen Unternehmen bis 2016. Die Bundesregierung geht davon aus, dass die Unternehmen für den Erhalt des Spitzenausgleichs ab 2013 ihre Effizienzanstrengungen im Vergleich zum Zeitraum 2007 bis 2012 mehr als verdreifachen werden. Den Unternehmen werden damit Anstrengungen abverlangt, die weit über ein „business as usual"-Szenario hinausgehen.

10-jährige Anschlussregelung für die Fortführung des Spitzenausgleichs ab 1. Januar 2013:

Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft zur Steigerung der Energieeffizienz

Voraussetzungen:

- Einführung eines Energie- oder Umweltmanagementsystems
- bis 2014 Nachweis der Systemeinführung, ab 2015 Zertifizierung
- Feststellung der Bundesregierung, dass mindestens der für das jeweilige Antragsjahr vorgesehene Zielwert für eine Reduzierung der Energieintensität erreicht wurde
- „Glockenlösung", kollektives Energieeffizienzziel des produzierenden Gewerbes

Energiemanagementsystem

Die internationale Norm DIN EN ISO 50001 legt Anforderungen an ein Energiemanagementsystem fest und soll Unternehmen dabei unterstützen, die Energieeffizienz zu verbessern, Emissionen von Treibhausgasen und andere Umweltbelastungen zu reduzieren sowie Einsparpotenziale zu ermitteln. Im September 2012 hat die RAG ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 eingeführt. Das Ziel ist, die Energiepolitik des Unternehmens festzulegen, mit geeigneten Maßnahmen umzusetzen und den Stand der Umsetzung zu kontrollieren. In Anbetracht der begrenzten Ressourcen betreibt die RAG das Energiemanagementsystem nach dem Leitsatz „Energie fördern und sorgsam damit umgehen". Hierzu werden die energieintensiven Anlagen und Prozesse regelmäßig bewertet sowie der Einsatz alternativer Technologien im Rahmen der Wirtschaftlichkeit geprüft. Als dynamischer Prozess unterliegt das Energiemanagementsystem einem sich jährlich wiederholenden Zyklus. Das System gilt für alle Bergwerke, Wasserhaltungs- und Verwaltungsstandorte, die Zentralwerkstatt sowie die sonstigen Hilfsbetriebe der RAG. Damit leistet das Unternehmen auch während des Auslaufprozesses einen weiteren Beitrag zum Klimaschutz.

Europäischer Emissionshandel

Seit dem 1. Januar 2013 befindet sich das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) in seiner 3. Handelsperiode, die bis zum Jahr 2020 läuft. Es begrenzt den Ausstoß von Kohlendioxid und seit 2013 auch weiterer Treibhausgase. Das ETS erfasst über 11 000 Anlagen aus dem Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung sowie der Industrie in den Ländern der EU, außerdem in Island, Liechtenstein und Norwegen. Damit werden rund 45 % der innerhalb der teilnehmenden Staaten entstehenden Treibhausgasemissionen reguliert.

In der jetzigen Handelsperiode tritt an die Stelle von nationalen Emissionsobergrenzen eine EU-weite Emissionsobergrenze (CAP) für bestimmte erfasste Sektoren. Das CAP basiert auf der durchschnittlichen Gesamtmenge der in der 2. Handelsperiode (2008 bis 2012) zugeteilten Emissionsberechtigungen. Zusätzlich werden hinzugekommene Tätigkeiten und Gase berücksichtigt. Die Zuteilung der Emissionsrechte erfolgt zentral von der EU, wodurch eine höhere Konsistenz in der Festlegung der Zertifikatsmengen erreicht werden soll. Die Betreiber von Industrie- und Wärmeerzeugungsanlagen erhalten anfangs noch einen Großteil ihrer Zertifikate anhand von Benchmarks kostenlos. Der Anteil der kostenlosen Zuteilung sinkt von 80 % im Jahr 2013 auf 30 % im Jahr 2020 und 0 % im Jahr 2027. Dann muss der Bedarf an Emissionsberechtigungen bereits mit Beginn der 3. Handelsperiode wie im Stromsektor vollständig über Auktionierungen erworben werden. Die zugelassene Emissionsrechtemenge nimmt bis zum Zieljahr 2020 kontinuierlich von Jahr zu Jahr um den linearen Reduktionsfaktor 1,74 % ab, um bis dahin die Treibhausgasemissionen um 21 % unter die Emissionen des Jahres 2005 zu mindern.

Der Emissionshandel ist ein ökonomisches Instrument der Umweltpolitik, weil er den Markt als Steuerungsinstrument für die Verteilung der Emissionsrechte nutzt. Der Preis für die Emissionsrechte stellt sich in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage ein. Somit erfolgen die Emissionsminderungen dort, wo sie gesamtwirtschaftlich am günstigsten zu realisieren sind. Obwohl der Emissionsrechtehandel dafür sorgt, dass die CO_2-Emissionsobergrenze von den Betreibern der betroffenen Anlagen eingehalten wird, ist nach Ansicht von Teilen der Politik und einiger Marktteilnehmer das ordnungsgemäße Funktionieren des Marktes für Emissionsrechte nicht mehr sichergestellt. Der Grund hierfür wird in dem seit längerem niedrigen Preis für Emissionsrechte gesehen. Ursprünglich war die EU-Kommission bei der Verabschiedung der Richtlinie zum Emissionshandel

von einem CO_2-Zertifikatepreis von 30 € ausgegangen. Dieser ist allerdings Mitte des Jahres 2011 auf rund 18 € und im Jahr 2013 infolge der niedrigen Nachfrage zeitweilig auf unter 3 € gesunken. Damit bleiben die Einnahmen aus dem Emissionshandel aus. In Deutschland sollten sie in den Energie- und Klimafonds fließen – zur Förderung energetischer Gebäudesanierungen, von Speicherprojekten für Ökostrom, der Energieeffizienz, nationaler und internationaler Klima- und Umweltschutzprojekte und des Ausbaus der Elektromobilität.

Aus Sicht der EU-Kommission schafft nur ein hoher Zertifikatepreis einen Anreiz für die teilnehmenden Unternehmen, in klimaschonende Technologien, verbesserte Prozesse und Energieeffizienz zu investieren. Auch das Bundesumweltministerium ist der Ansicht, dass die niedrigen Zertifikatepreise die notwendige Anreizwirkung für den klimafreundlichen Umbau der Energieversorgung verfehlen. Dies widerspricht allerdings dem Bemühen der deutschen Industrie, bis zum Jahr 2015 in allen Unternehmen ein Energiemanagementsystem oder Ähnliches einzuführen.

Tatsächlich ist der Preisverfall aber kein Indiz für das Versagen des Systems. Im Gegenteil: Der Markt hat korrekte Preissignale gegeben, die sich aus der volkswirtschaftlichen Gesamtsituation ableiten. Die Nachfrage nach Emissionszertifikaten ging nämlich aus einem positiven Grund zurück. Die Kraftwerke und Industrieanlagen stießen im Jahr 2012 in Folge der ökonomischen Krise 2 % weniger CO_2 aus als im Vorjahr. Außerdem sanken die Emissionen infolge höherer Energieeffizienz und durch den politisch forcierten Ausbau erneuerbarer Energien. Zudem standen im Zeitraum 2008 bis 2011 Emissionszertifikate und internationale Emissionsgutschriften für ca. 8,7 Mrd. t CO_2 den tatsächlichen Emissionen von ca. 7,8 Mrd. t CO_2 gegenüber. Damit hat sich ein Überschuss an Emissionsrechten von rund 1 Mrd. t CO_2 aufgebaut, der in der 3. Handelsperiode von den Anlagenbetreibern eingesetzt werden darf und auch noch weiter ansteigen wird.

Um dem entgegenzuwirken, hat die EU-Kommission im Juli 2012 einen Vorschlag für eine Änderung der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG vorgestellt. Danach soll ab 2013 der zeitliche Ablauf von Versteigerungen von Treibhausgasemissionszertifikaten geändert werden, indem das bestehende Überangebot an Zertifikaten temporär reduziert werden soll (sogenannter Backloading-Vorschlag). Insgesamt sollen in den ersten drei Jahren der 3. Handelsperiode 900 Mio. Zertifikate aus der Versteigerungsmenge genommen werden, die in den letzten beiden Jahren – 300 Mio. im Jahr 2019 und 600 Mio. im Jahr 2020 – zurückgeführt werden. Die Kommission hofft, dass sich mit der Verknappung der Versteigerungsmenge der Zertifikatepreis stabilisiert beziehungsweise deutlich erhöht und so Investitionen in klimafreundliche Technologien begünstigt. Die EU-Kommission würde hierdurch in die Lage versetzt, den Zeitplan in jedem Handelszeitraum anzupassen. Begründet hat sie ihren Vorschlag damit, dass dadurch die erforderliche Rechtssicherheit und Vorhersehbarkeit des Marktes klargestellt würde. Allerdings besagt die Zielsetzung der Emissionshandelsrichtlinie in Artikel 1, dass durch ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hingewirkt werden soll.

Weitere Zielsetzungen werden nicht aufgeführt. Vor allem hoheitliche Preisziele und zusätzliche Verknappungen für eine politisch gewollte nachträgliche Preiskorrektur sieht die Richtlinie nicht vor. Die Emissionsobergrenzen wurden auf Vorschlag der EU-Kommission einvernehmlich vom Europäischen Rat und vom Europäischen Parlament festgelegt. Ein bestimmter Mindestpreis für Emissionszertifikate wurde in diesem Zusammenhang nicht erwähnt und ist im Hinblick auf das Minderungsziel, dessen Erreichung durch das jeweilige CAP treffsicher gewährleistet ist und bis 2020 auch erreicht wird, nicht entscheidend. Mit der Zustimmung des Europäischen Parlaments zum Kommissionsvorschlag in leicht veränderter Form trat ein „Sündenfall" von historischer Tragweite ein: ein planwirtschaftlicher Eingriff in ein marktbasiertes System. Die Trilogverhandlungen über vorzunehmende Änderungen waren bei Redaktionsschluss des GVSt-Jahresberichtes noch nicht beendet.

Wenn der Sinn eines marktwirtschaftlichen Instrumentes, wie es das EU ETS ist, nicht verfehlt werden soll, darf der Preis für die Emissionszertifikate nur durch das Zusammenwirken von Angebot und Nachfrage und nicht durch eine Mengensteuerung entstehen. Der Rahmen für den Zertifikatehandel muss vor Beginn der jeweiligen Handelsperiode mit verlässlich feststehenden Zuteilungsmengen klar abgesteckt sein. Ein planwirtschaftlicher Dirigismus widerspricht einem freien Handel, bricht Vertrauen, trägt zur Rechtsunsicherheit bei und verletzt das Ex-Ante-Prinzip. Bisher gewährleistete der beschlossene Zeitplan für die Versteigerung der Emissionszertifikate Vorhersehbarkeit und Planbarkeit für die dem EU ETS unterliegenden Unternehmen. Zu befürchten sind erhebliche Wettbewerbs-

verzerrungen mit Auswirkungen auf die Mitgliedstaaten bei der Wahl ihrer Energiequellen, nicht zuletzt in der Stromerzeugung. Für einige Mitgliedstaaten könnte eine so hervorgerufene zusätzliche Belastung der Strompreise aufgrund ihrer prekären volkswirtschaftlichen Lage schwer verkraftbar sein.

Kraftwerksemissionen

Die EU-Kommission arbeitet derzeit unter Beteiligung der Mitgliedstaaten und Einbeziehung interessierter Kreise an der Revision der europäischen Luftreinhaltepolitik. Im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie über Industrieemissionen sind in der 13. Bundesimmissionsschutzverordnung bereits strengere Grenzwerte, unter anderem für Stickoxid und Feinstaub, festgelegt worden. Hierdurch wird ein Beitrag zur Einhaltung der Emissionshöchstmengen für diese Stoffe geleistet. Die Bundesregierung hat im Mai 2013 in ihrer Antwort auf eine Kleine Anfrage der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN darauf hingewiesen, dass Überschreitungen des Grenzwerts bei Stickstoffdioxid sowie hohe Feinstaubkonzentrationen, die besonders in Gebieten mit hohen Verkehrsbelastungen auftreten, in erster Linie durch die Emissionen des Verkehrs verursacht werden. Den Emissionen aus Großfeuerungsanlagen, wie Stein- und Braunkohlenkraftwerken, kommt im Vergleich zu den Emissionen aus anderen Quellen nur eine nachrangige Bedeutung zu. Deswegen sind Angriffe von Umweltschutzorganisationen gegen einen der kleinsten Emittenten nicht nachvollziehbar.

Nachbergbauzeit

Nach dem Ende des aktiven Steinkohlenbergbaus in Deutschland wird sich die RAG-Stiftung um die Unterstützung des Bergbaus bei der Bewältigung der Ewigkeitsaufgaben kümmern. Die dafür nötigen Fachkräfte werden seit dem Sommersemester 2013 unter anderem in dem neuen, deutschlandweit einzigartigen Studiengang Geoingenieurwesen und Nachbergbau an der Technischen Fachhochschule (TFH) Georg Agricola zu Bochum ausgebildet. Der berufsbegleitende Master-Studiengang kombiniert naturwissenschaftliche und technische Qualifikationen an der Schnittstelle Bergbau – Markscheidewesen/Vermessung – Geotechnik. Schwerpunkte des Studienprogramms sind vor allem die Ewigkeitsaufgaben und damit Themen wie Wasserhaltung, Schachtsicherung oder die Sanierung belasteter Flächen.

Neben den Risiken behandelt der Studiengang aber auch die Chancen des Nachbergbaus, denn die Entwicklung von sinnvollen Folgenutzungen für ehemalige Bergbauflächen

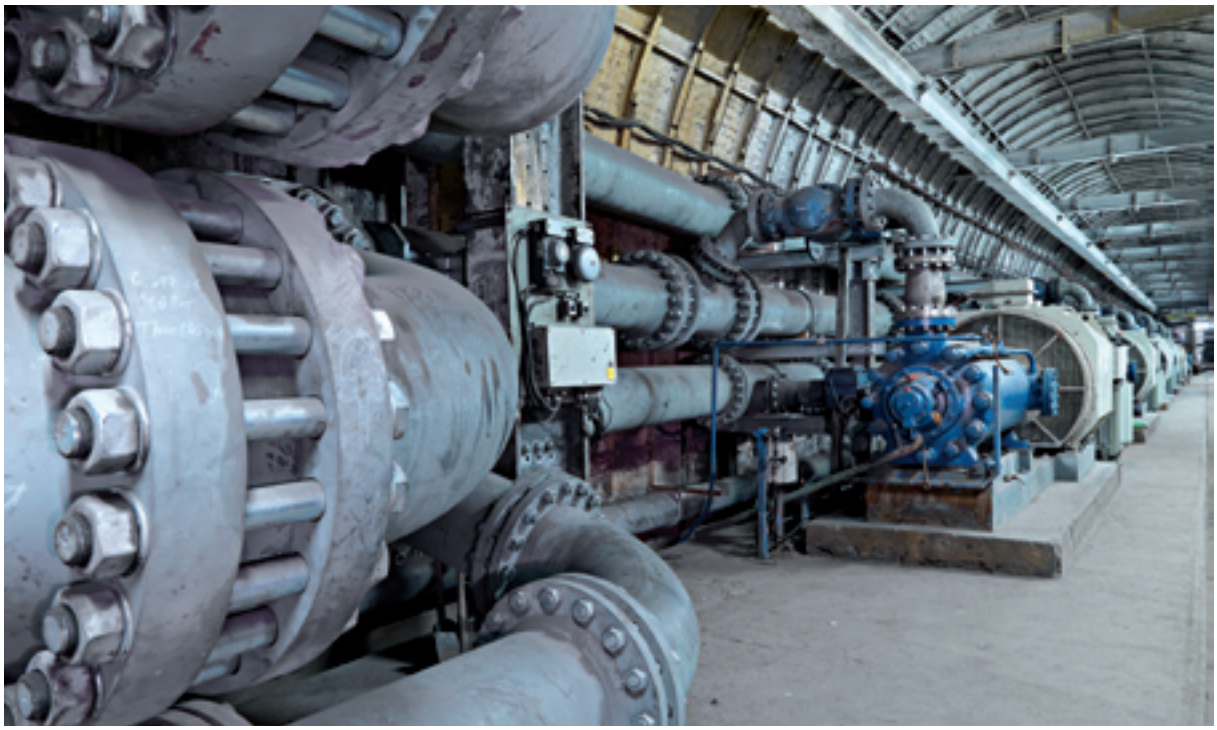
Entwicklung ehemaliger Bergbauflächen

Mellin im Saarland

Minister Stein in Dortmund

Niederberg in Neukirchen-Vluyn

Friedrich Heinrich in Kamp-Lintfort



Zentrale Wasserhaltung Zeche Zollverein

eröffnet nachhaltige Zukunftsperspektiven für die betroffenen Regionen. Damit Städte als attraktive Wirtschaftsräume eine nachhaltige Zukunft haben, gilt es, die Entwicklungspotenziale zu nutzen. Stadtentwicklung geht mit Flächenbedarf einher, jedoch muss zukünftiger Flächenverbrauch auf Kosten von Natur und Landschaft vermieden werden. Deshalb ist die Reaktivierung von Industriebrachen zwingend erforderlich. Das bezieht die Revitalisierung ehemaliger Industrieareale einschließlich Flächenrecycling kontaminierter Böden mit ein.

Die RAG hat allein rund 11 000 ha Fläche mit weit über 1 000 Betriebsgebäuden in ihrem Besitz. Der Sanierung dieser vormals bergbaulich genutzten Flächen sowie der Entwicklung nachhaltiger Folgenutzungen widmet sich die RAG Montan Immobilien GmbH, Essen, seit über 35 Jahren. Hierbei müssen die Konzepte zur Nachnutzung aber nicht nur dem Markt entsprechen, sondern auch den Bedürfnissen der Menschen. Die Umwidmung der Areale für neue Nutzungen, wie zum Beispiel in Wohn- und Erholungsgebiete oder in Gewerbe- und Logistikparks, erfolgt in enger Abstimmung mit Nachbarn und Verantwortlichen vor Ort. Die Vielfalt der Folgenutzungsbeispiele im Ruhrgebiet ist groß. Das Weltkulturerbe Zollverein in Essen, der Landschafts- und Gewerbepark Nordstern in Gelsenkirchen auf dem ehemaligen Gelände der Zeche Nordstern und der Lippepark in Hamm auf dem ehemaligen Bergwerk Ost sind nur einige, aber sehr prominente Beispiele.

Das Master-Studium ist dabei keineswegs auf den Steinkohlenbergbau beschränkt, da jede Art bergbaulicher Rohstoffgewinnung ähnliche Herausforderungen mit sich bringt. Die RAG-Stiftung unterstützt die TFH durch die Förderung einer Stiftungsprofessur. Zudem wollen TFH und RAG-Stiftung auch beim Aufbau des forschungsorientierten Kompetenzzentrums für den Nachbergbau kooperieren, um wissenschaftliche Themen und Fragestellungen zu den Ewigkeitsaufgaben aufzugreifen. Neue Überlegungen zur ökologischen Verwertung der vorhanden Potenziale sollen entwickelt werden, wie zum Beispiel Windenergieanlagen auf Bergehalden, auf denen oftmals Windverhältnisse wie sonst nur an der Küste herrschen, oder die Nutzung der Abwärme von Halden. Die Verwertung von Grubengas erfolgt bereits, wohingegen für die Realisierung von Pumpspeicherkraftwerken unter Tage noch Machbarkeitsstudien erarbeitet werden (siehe auch Kapitel 1). Auch die Grubenwasserhaltung birgt Chancen. Da das Wasser 20 bis 25° C warm ist, könnte es energetisch genutzt werden.

Insgesamt bieten sich vielfältige Nutzungsmöglichkeiten für die Zukunft ehemaliger Bergbaustandorte, die wichtige Impulse für den Strukturwandel in den Bergbaurevieren wie auch Beiträge zur zukünftigen Energieversorgung in unserem Land leisten können.

Verantwortung übernehmen

Das Wirtschaftsministerium des Landes Nordrhein-Westfalen hat eine Akzeptanzinitiative für den Bergbau ins Leben gerufen, um eine möglichst große Transparenz der Bergbaubetreiber und der Bergbehörde gegenüber den Bürgerinnen und Bürgern zu gewährleisten. Daran hat auch die RAG mitgewirkt.

Transparenz in der Bergschadensabwicklung, Zuverlässigkeit auch im Auslauf des Steinkohlenbergbaus – das sind auch Ziele der RAG. In zahlreichen Pressegesprächen und Leseraktionen stellte sich das Unternehmen dieser Verantwortung. Auf einer Pressekonferenz präsentierte das Unternehmen, wie es mit dem Thema Altbergbau umgeht – also mit dem Bergbau, der vor rund 150 Jahren die Industrialisierung in der Region einleitete. Auch diese Verantwortung nimmt die RAG sehr ernst.

Die RAG ist bergrechtlich verpflichtet, die Kosten zur Beseitigung von Bergschäden dort zu tragen, wo das Unternehmen Inhaber der Berechtsame ist. Diese Verpflichtung besteht unabhängig davon, ob die RAG noch aktiv Bergbau betreibt oder ihre Förderkapazitäten bereits stillgelegt hat. Die Beurteilung, ob ein Bergschaden vorliegt oder nicht und in welcher Höhe dieser gegebenenfalls zu entschädigen ist, ist Aufgabe sachkundiger Bauingenieure und Architekten. Nach Feststellung der bergbaubedingten Schadensverursachung erfolgt die Schadensregulierung in den meisten Fällen einvernehmlich mit dem Eigentümer. Dabei hat sich die durchschnittliche Bearbeitungszeit für die Regulierung eines Bergschadens gegenüber den Vorjahren deutlich verkürzt. Sollte der Schaden ursächlich nicht durch bergbauliche Einwirkungen hervorgerufen sein, wird der Schaden begründet abgelehnt. In den Fällen, in denen keine einvernehmliche Regelung zwischen Eigentümer und der RAG zustande kommt, besteht für den Eigentümer die Möglichkeit, kostenfrei die unabhängigen Schlichtungsstellen Bergschäden in Nordrhein-Westfalen beim Regionalverband Ruhr bzw. an der Saar bei der IHK Saarland anzurufen. Bei rund 40 000 Schadensmeldungen im Jahr 2012 kam es zu 130 Anrufungen der Schlichtungsstellen. Nur rund 15 % der Fälle, in denen die Schlichtungsstellen angerufen werden, bedürfen einer gerichtlichen Klärung.

Ebenso wie unabhängige, öffentlich bestellte Gutachter und Sachverständige oder Notare ist auch der risswerkführende Markscheider verpflichtet, seine Tätigkeit nach den standesrechtlichen Grundsätzen der Neutralität, Seriosität und Gewissenhaftigkeit verbunden mit der erforderlichen Fachkompetenz auszuüben. Die Unabhängigkeit risswerkführender Markscheider ist durch arbeitsvertragliche Regelungen sichergestellt. Somit ist er bei der Erstellung von Karten weisungsfrei. Dies ist bundesweit gesetzlich festgeschrieben. Zudem wird die Risswerkführung der Markscheider der RAG regelmäßig durch die Bezirksregierung Arnsberg überprüft. Darüber hinaus hat die Aufsichtsbehörde in den öffentlich bekannt gewordenen, strittigen Einzelfällen Risswerkprüfungen auch vor Ort vorzunehmen. Durch organisatorische Trennung wird gewährleistet, dass die Bearbeitung von Bergschäden nicht von den risswerkführenden Markscheidern der Bergwerke durchgeführt wird.

Die RAG ist auch nach dem Jahr 2018 verpflichtet, entstandene und verursachte Bergschäden zu beseitigen und zu regulieren und hat hierfür Rückstellungen in ihrer Bilanz gebildet. Damit steht die RAG ohne Wenn und Aber zu ihrer Verantwortung bei der Regulierung von Bergschäden.

Kapitel 5

Europäische und internationale Energie- und Rohstoffmärkte

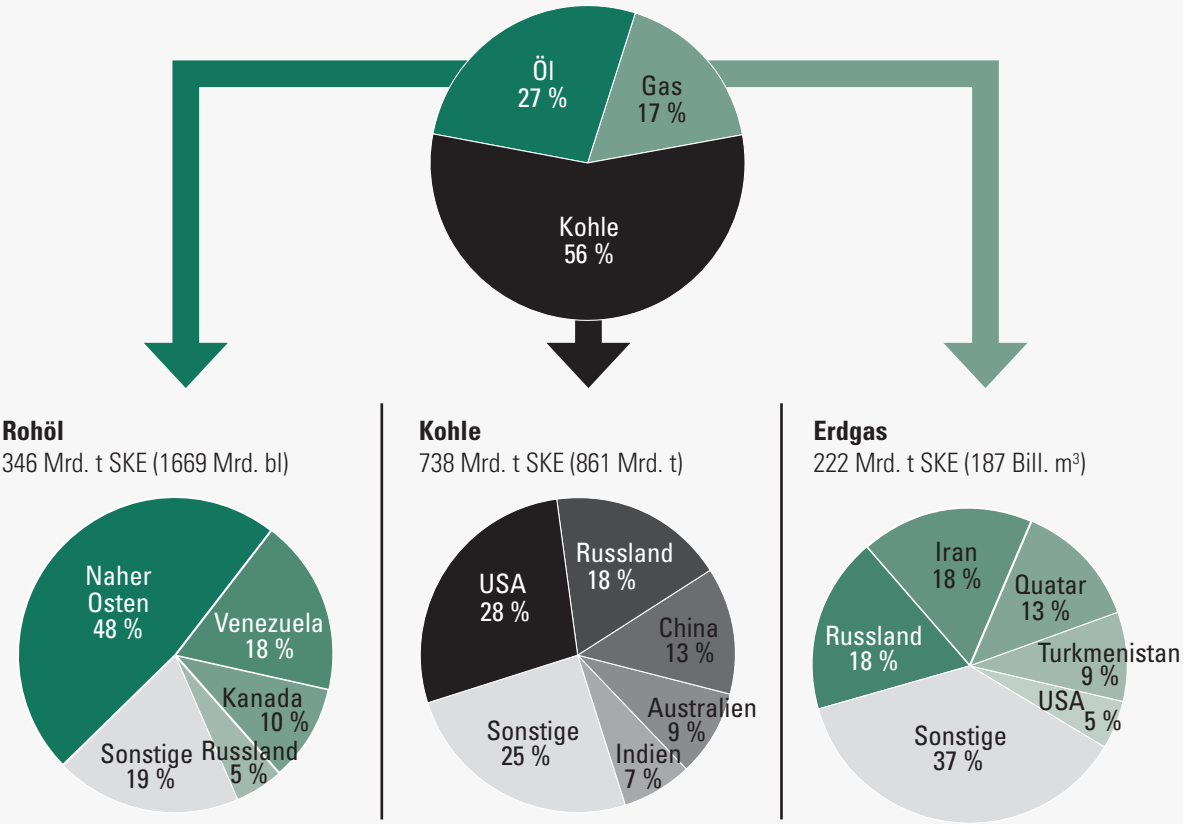
Weltbevölkerungswachstum

Gegenüber früheren Projektionen beschleunigt sich das Wachstum der Weltbevölkerung erneut. Nach eher vorsichtigen Schätzungen der mittleren Projektionsvariante der Vereinten Nationen (UN) wird die Weltbevölkerung innerhalb der nächsten zwölf Jahre von 7,2 Mrd. Mitte 2013 auf rund 8,1 Mrd. Menschen im Jahr 2025 zunehmen. Drei Jahre später wird demzufolge Indien mit einer Bevölkerung von dann 1,45 Mrd. die Volksrepublik China als bevölkerungsreichstes Land der Welt eingeholt haben. Kurz danach dürfte China auch von Nigeria überholt werden. Im Jahr 2050 werden 9,6 Mrd. Menschen die Erde bevölkern. Bis 2100 wird sich ihre Anzahl auf 10,9 Mrd. belaufen. Das Wachstum entfällt auch in der neuen Prognose fast allein auf die Entwicklungsländer. Die Bevölkerung in Afrika beispielsweise wird sich auf 4,2 Mrd. nahezu vervierfachen. In Europa dagegen wird die Bevölkerung bis 2100 um 14 % schrumpfen, die Anzahl der Deutschen wird sogar um rund ein Drittel sinken.

Weckruf des Club of Rome

Nicht nur wegen der erwarteten Bevölkerungsexplosion schlug der Club of Rome Mitte des Jahres 2013 Alarm. Diese international und prominent besetzte Vereinigung beschäftigt sich seit ihrer Gründung im Jahr 1968 mit Fragen zur Zukunft der Menschheit. Der mittlerweile 33. Bericht „Der geplünderte Planet“ soll ebenso wie der bereits 1972 veröffentlichte Bericht „Grenzen des Wachstums“ ein Weckruf sein. Schon in absehbarer Zeit wird bei zunehmender Weltbevölkerung und dem damit verbundenen höheren Energieverbrauch die Erschöpfung der weltweiten, zu vertretbaren Kosten förderbaren Rohstoffvorräte propagiert, ein längerfristiges Fortbestehen unserer Zivilisation in einem „Zeitalter der schwindenden Rohstoffe“ gar in Frage gestellt. Nach Ansicht der Autoren des Berichtes spiegeln insbesondere die Daten zur Vorratssituation fossiler Energieträger die Realitäten nicht richtig wider, die realen Knappheiten seien ernster als bisher gedacht. Konkret

Weltreserven von Energierohstoffen



Datengrundlage: BP Statistical Review of World Energy, 6/2013

nimmt der Bericht Bezug auf die drastische Reduzierung der deutschen Steinkohlenvorräte in der Vorratsstatistik des BP Statistical Review vor einigen Jahren. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover, hatte die wirtschaftlich gewinnbaren Vorräte deutscher Steinkohle an die kohlepolitischen Beschlüsse angepasst, die eine Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus bis zum Jahresende 2018 vorsehen.

Weltreserven fossiler Energierohstoffe

Die Daten des BP Statistical Review of World Energy zu den Weltreserven fossiler Energierohstoffe weisen ebenso wie auch amtliche Statistiken von Jahr zu Jahr Veränderungen auf. Dabei handelt es sich zum Teil um Korrekturen oder um Ergänzungen aufgrund neuer Funde, wie zum Beispiel die Erdöl- und Erdgasvorkommen im Santos-Becken vor Brasiliens Küste im November 2007. Zudem werden von Zeit zu Zeit Änderungen in der Abgrenzung zwischen Reserven und Ressourcen vorgenommen. Durch technischen Fortschritt oder höhere Marktpreise wurden Rohstoffressourcen wirtschaftlich gewinnbar und somit den Reserven zugeordnet. Ein drastischer Eingriff war beispielsweise die Einbeziehung der sogenannten unkonventionellen Erdölvorkommen in die weltweiten Rohölreserven im Jahr 2010. Durch die Einrechnung von Schwerölvorkommen im Orinoco-Gürtel wurde Venezuela zum bedeutendsten Ölland der Welt. Die Berücksichtigung von seit langem bekannten Ölschiefervorkommen machte Kanada auf einen Schlag zum drittwichtigsten Ölstaat nach Saudi-Arabien, welches bis dahin die Ölreservenstatistik angeführt hatte. In der diesjährigen Ausgabe des BP Statistical Review wurden bei der Darstellung der Reserven fossiler Energieträger gegenüber dem Vorjahr insbesondere Änderungen an den Erdgasreserven Russlands und Turkmenistans vorgenommen. Die Reservesituation der beiden anderen Energieträger Erdöl und Kohle (Stein- und Braunkohle) blieb nahezu unverändert. Auch die Relationen der Reserven der fossilen Energierohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle zueinander blieben nahezu gleich.

Energierohstoffmärkte

Auch wenn vor diesem Hintergrund die dramatisierende Darstellung im Club-of-Rome-Bericht überzogen erscheint, werden Energierohstoffe im langfristigen Trend knapper und mit der Zeit auch teurer werden. Mineralische Rohstoffe dagegen sind zwar mehrmalig verwendbar, aber eben auch erheblich knapper. Zumindest bis Juni dieses Jahres schien das weltweite Angebot auf den verschiedenen Märkten für fossile Energierohstoffe ausreichend zu sein. Bei geringer Stahlnachfrage sowie andauernder Eurokrise und relativ moderaten Wachstumsraten Chinas waren die internationalen Steinkohlenmärkte durch mäßige Nachfrage, hohe Lagerbestände und Angebotsüberhänge geprägt. Und obwohl der Rohölmarkt im allgemeinen äußerst sensibel und volatil auf reale und befürchtete Angebotsstörungen reagiert, blieb er weltweit gut versorgt.

Die Organisation der Erdöl exportierenden Länder (OPEC), Wien, sah zuletzt wenig Veranlassung, ihre Förderquoten zu erhöhen. Auch befanden sich die US-Öllagerbestände seinerzeit auf Rekordniveau. Zudem hat die Internationale Energieagentur (IEA), Paris, Mitte Mai 2013 in ihrem mittelfristigen Erdölmarktreport 2013 für den Betrachtungszeitraum 2013 bis 2018 darauf hingewiesen, dass sich die USA und Kanada zukünftig autark mit Erdöl und Erdgas versorgen könnten. Neue Technologien ermöglichten eine zusätzliche Ausbeute bereits ausgefördert geglaubter Ölquellen – sogenanntes Light Tight Oil (LTO). Zusätzlich stieg die Ölproduktion aus kanadischen Ölsanden. Ebenso nahm die Schiefergasproduktion mittels Fracking in den USA ganz erheblich zu. Als Fracking wird die Herauslösung von in Gesteinsschichten gebundenem Erdgas und Erdöl durch hydraulische Risserzeugung mittels eines unter hohem Druck hineingepressten Chemie-Wasser-Sand-Gemisches bezeichnet.

Diese neuen Explorationsverfahren werden auch zukünftig umfassende Veränderungen im Welthandel von Energierohstoffen zur Folge haben. Denn durch die infolgedessen ausgelöste Schiefergas-Schwemme in den USA erhöht sich auch weltweit die verfügbare Erdgasmenge, zunächst infolge der wegbrechenden US-Nachfrage auf dem Weltmarkt für Flüssig-Erdgas (Liquified Natural Gas – LNG). In wenigen Jahren könnte US-Schiefergas in Form von LNG auch exportiert werden und somit die LNG-Weltmarktvolumina direkt erhöhen. In den USA wird bereits über den Bau mehrerer LNG-Export-Terminals nachgedacht. Eine Anlage von Cheniere Energy befindet sich bereits im Planungs- und Genehmigungsverfahren und soll 2015 in Betrieb genommen werden.

In Nordwesteuropa bleiben die Erdgaspreise vergleichsweise hoch und begünstigen dadurch den Einsatz von Steinkohle in der Stromerzeugung. Steinkohle verbilligt sich in Europa aber auch durch das höhere Angebot insbesondere aus den USA. Dort wird Kohle durch günstiges Gas aus der Stromversorgung verdrängt. EU-Energie-Kommissar Günter Oettinger sieht Fracking auch für die europäische Energieversorgung als Chance und weniger als Gefahr für

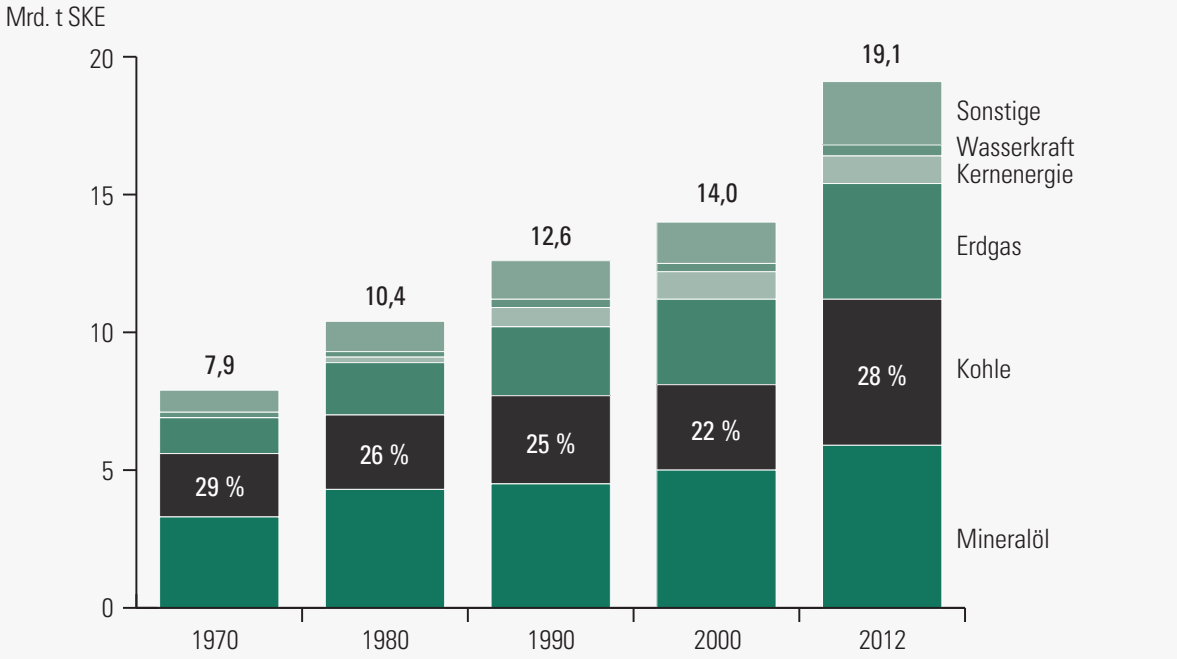
die Umwelt. „Man muss gewisse Risiken akzeptieren", so wurde er am 29. Mai 2013 vom „Focus" hinsichtlich der deutschen Ablehnung gegenüber Fracking zitiert.

Die skizzierten Zusammenhänge der Interdependenzen in und zwischen den internationalen (Energie-)Rohstoffmärkten verdeutlichen, wie anfällig diese Märkte für Krisen sind. Früher oder später wird mit länger andauernden Angebotsverknappungen zu rechnen sein, die Nachfragekonkurrenz könnte sich massiv verstärken und die Förderung von Rohstoffen wird sich gegenüber den heutigen Kosten erheblich verteuern.

Wie im Hauptszenario des World Energy Outlook (WEO) 2012 der IEA dargelegt, wird die weltweit zunehmende Primärenergienachfrage weiterhin durch einen hohen Verbrauch fossiler Energierohstoffe gedeckt werden müssen. Dieses „New Policies Scenario" geht von der Annahme aus, dass politische Zusagen und bereits angekündigte Pläne zur Emissionsbegrenzung von Treibhausgasen und zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im Betrachtungszeitraum auch in die Tat umgesetzt werden. Von den insgesamt vier Szenarien des World Energy Outlooks hat das „New Policies Scenario" am ehesten den Charakter einer Prognose. Demnach wird der weltweite Primärenergieverbrauch (PEV) ausgehend vom Basisjahr 2010 bis zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2035 um 35 % zunehmen. Dies entspräche einer jährlichen durchschnittlichen Steigerungsrate von 1 %. Die weltweite Bruttostromerzeugung wird dagegen mit 70 % doppelt so stark ansteigen, die jährliche Wachstumsrate läge bei 2 %. Der Großteil der Zuwächse wird den Entwicklungs- und Schwellenländern zugerechnet, und zwar 93 % beim PEV und 84 % bei der Bruttostromerzeugung. Die Beiträge der fossilen Energieträger zur Deckung des PEV und des Stromverbrauchs werden zwar relativ abnehmen. Sie werden aber weiterhin dominierend bleiben. Im Jahr 2035 wird ihr Anteil am Welt-PEV noch knapp 76 % betragen (im Jahr 2010: 81 %). Die entsprechende Bruttostromerzeugung wird noch zu 57 % (im Jahr 2010: 68 %) auf fossilen Energieträgern basieren.

Die EU-Kommission unternimmt seit Jahren große Anstrengungen, sowohl den PEV als auch die Stromerzeugung in der EU auf aus ihrer Sicht nachhaltigere Pfade zu lenken. Auch wenn schon erste Schritte auf diesem Weg gegangen wurden, wird die EU auf Jahrzehnte hinaus

Weltprimärenergieverbrauch nach Energieträgern



Quelle: Weltenergierat Deutschland, 2013

auf fossile Energieträger angewiesen bleiben. Nach dem „New Policies Scenario" der IEA werden im Jahr 2020 noch 71 % des PEV und 44 % der Stromerzeugung in der EU-27 durch fossile Energieträger gedeckt werden müssen. 15 Jahre später wird sich deren Anteil am PEV auf 64 % verringert haben und in der Stromerzeugung auf 35 % zurückgegangen sein. Nach heutigen Daten ohne Berücksichtigung der neuen Explorationsverfahren (Fracking, LTO) wird die EU einen Großteil der benötigten Energierohstoffe wie bisher importieren müssen.

In ihrem Beitrag zur Tagung des Europäischen Rates am 22. Mai 2013 hat die EU-Kommission auf die steigende Abhängigkeit der EU von Energieimporten und zudem von wenigen Lieferanten hingewiesen. Sie sah und sieht Europa in einem globalen Wettbewerb um Energiequellen. Die EU-Kommission bezeichnete dies als eine der wichtigsten Herausforderungen im Energiebereich. Für den Import von Öl, Gas und Kohle müssen nach Angaben der Kommission heute bereits 406 Mrd. € bzw. 3,2 % des Bruttoinlandprodukts (BIP) aufgewendet werden, Tendenz steigend.

Die BRICS-Staaten

Eine weitere nachhaltige Entwicklung ist die voranschreitende Verschiebung der weltweiten Rohstoffhandelsströme von Industriestaaten zu Schwellenländern. Dies wird sich nach weitgehendem Rückzug der USA und Kanadas aus dem Rohölweltmarkt noch weiter verstärken. Zusammen mit China haben einige weitere Schwellenländer erheblichen Einfluss sowohl auf die Nachfrage- als auch auf die Angebotsseite gewonnen. Unter dem Begriff BRICS zusammengefasst (BRICS – Brasilien, Russland, Indien, China und seit Ende 2010 auch Südafrika) sind diese Länder durch im Durchschnitt hohe jährliche Wirtschaftswachstumsraten von 5 bis 10 % gekennzeichnet. Bereits heute leben rund 40 % der Weltbevölkerung – 3 Mrd. Menschen – in dieser Wirtschaftszone und erwirtschaften ein Viertel des Welt-BIP. Diese Staaten sind zudem reich an Rohstoffen, entwickeln aber gleichzeitig zunehmend großen Appetit auf Rohstoffvorkommen jenseits ihrer Grenzen. Ende März 2013 kamen die BRICS-Staaten zu einem Gipfeltreffen im südafrikanischen Durban zusammen. Alle diese Staaten eint das Ziel, sich von westlichen Industrienationen ökonomisch unabhängiger zu machen. Grundsätzlich hatte man sich auf dem Gipfeltreffen auf die Gründung einer gemeinsamen Entwicklungsbank verständigt, die als Gegengewicht zur – aus ihrer Sicht westlich dominierten – Weltbank und zum Internationalen Währungsfonds (IWF) vor allem Infrastrukturprojekte in Ländern der Dritten Welt finanzieren sollte. Letztendlich kam es aber infolge unterschiedlicher Auffassungen zum Standort und zur Finanzierung einer solchen Entwicklungsbank zu keiner Einigung.

Europäische Energie- und Rohstoffpolitik

Mit enger werdenden Energierohstoffmärkten und einer zunehmenden Dominanz der BRICS-Staaten und weiterer Schwellenländer wird sich Europa seiner Verletzlichkeit infolge einer unzureichenden Rohstoffversorgung immer mehr bewusst. Bereits im Jahr 2008 veröffentlichte der WEC dazu die Studie „Europe's Vulnerability to Energy Crises". Seitdem ist die Versorgungssicherheit bei Rohstoffen und Energie auf EU-Ebene ständig auf der Tagesordnung geblieben.

Ebenso werden die Energiekosten wieder stärker berücksichtigt. So haben die Staats- und Regierungschefs der EU anlässlich der Tagung des Europäischen Rates am 22. Mai 2013 der Versorgung der Wirtschaft und des Privatsektors mit „erschwinglicher und nachhaltiger Energie" große Bedeutung zugemessen und zu diesem Zweck Leitlinien in vier Bereichen vereinbart. Wie schon zuvor wurde die Vollendung eines funktionierenden Energiebinnenmarktes als vorrangiges Ziel hervorgehoben und die EU-Kommission aufgefordert, Anfang 2014 über die bis dahin erzielten Fortschritte Bericht zu erstatten. Der Ausbau der Verbundnetze soll weiter vorangetrieben werden, allgemein sollen Investitionen in neue und intelligente Energieinfrastrukturen durch ein entsprechendes Maßnahmenpaket erleichtert werden. Eine stärkere Diversifizierung der europäischen Energieversorgung und die Nutzung heimischer Energieressourcen wurden in diesem Zusammenhang ebenso genannt wie Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Energieeffizienz. Der Europäische Rat sah indes auch die Notwendigkeit, die Auswirkungen hoher Energiepreise und -kosten anzugehen.

In der EU-Kommission stehen seit langer Zeit der Umwelt- und Klimaschutz und das Streben nach einer möglichst kohlenstoffarmen Energieversorgung Europas im Vordergrund. Erst in jüngerer Zeit erhalten auch andere Elemente des energiepolitischen Zieldreiecks wieder mehr Bedeutung. Erklärbar ist dies sicherlich mit der Notwendigkeit, angemessen auf die Eurokrise zu reagieren, um weitere negative Auswirkungen auf die Wirtschaft, aber nicht zuletzt auch auf die europäische Bevölkerung zu vermeiden. In ihrem Ende März 2013 vorgelegten Grünbuch „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030", das von einer öffentlichen Konsultation begleitet wurde, räumte die

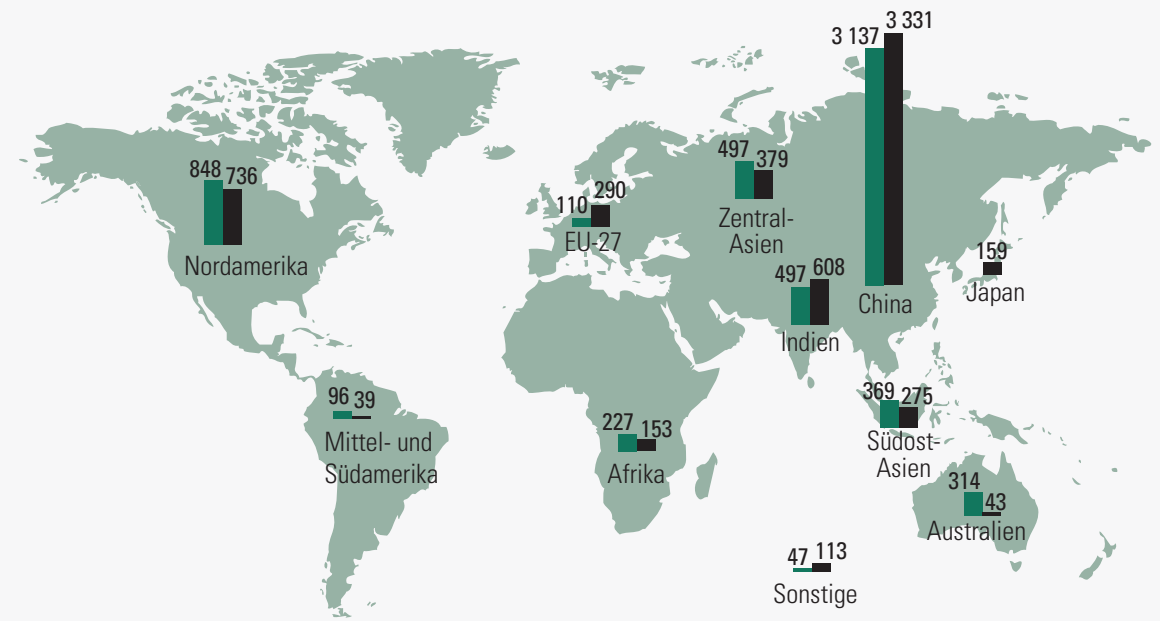
EU-Kommission folgerichtig ein, dass der 2008/2009 energie- und klimapolitisch gesetzte Rahmen an die zwischenzeitlich eingetretenen und nicht vorhersehbaren Entwicklungen angepasst werden müsse. Eine Abkehr von den bis 2020 beschlossenen Zielen bedeute dies jedoch nicht. Ganz im Gegenteil werden noch ambitioniertere Anstrengungen angeraten, zum Beispiel beim Ausbau der erneuerbaren Energien und bei der Minderung von Treibhausgasemissionen. Auch die im Juli 2013 von der EU-Kommission vorgelegten Leitlinien zu wirksamen und kostengünstigen Förderregelungen für erneuerbare Energien und zur Gewährleistung einer angemessenen Stromerzeugungskapazität werden Auswirkungen auf die Energiepreise in der EU haben.

Steinkohlenweltmarkt

Im vergangenen Jahr überstieg die jährliche weltweite Steinkohlenförderung erstmalig deutlich die Marke von 7 Mrd. t, davon waren 87 % Kraftwerkskohle und 13 % Kokskohle. Ein Großteil der zusätzlichen Förderung entfiel dabei auf China (+ 60 Mio. t) und Australien (+ 40 Mio. t), welches noch zu Anfang des Jahres 2011 mit hohen Produktionseinbußen infolge von starken Überflutungen zu kämpfen hatte. Etwa ein Siebtel der Weltproduktion – rund 1 Mrd. t – wurde international gehandelt. Hierbei wurde nur der Seehandel erfasst, der sogenannte Binnenhandel über Land blieb bei dieser Betrachtung außen vor. Rund 76 % entfielen dabei auf Kraftwerkskohle, die restlichen 24 % auf Kokskohle.

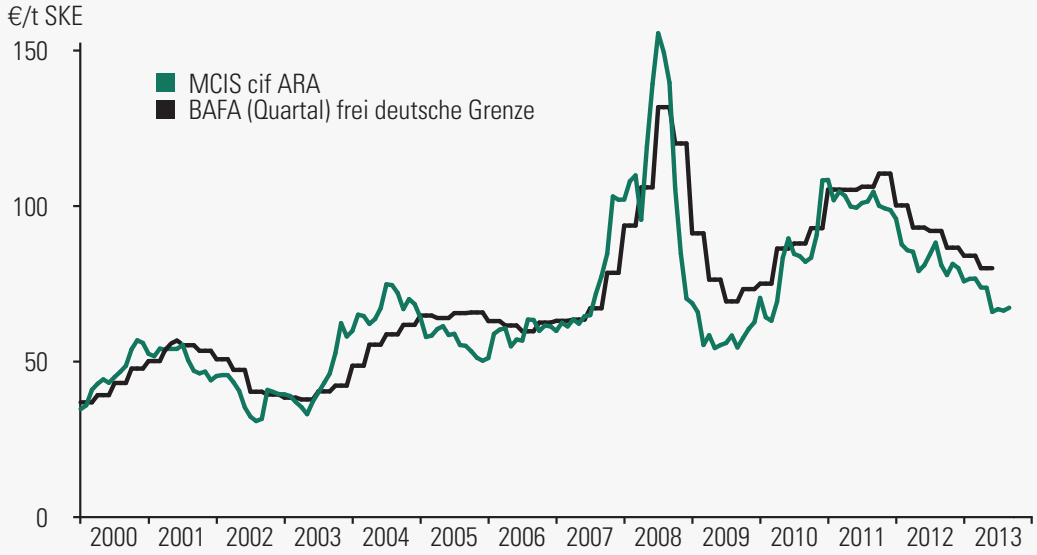
Bei Kraftwerkskohle herrschte bis zur Jahresmitte 2013 in Nordwesteuropa ein Angebotsüberhang vor, trotz hoher Steinkohlenverstromung. Ein hohes Angebot insbesondere aus Kolumbien und Südafrika überwog die relativ stabile Nachfrage nach Kraftwerkskohle. Gerade Kolumbien und Südafrika zählen neben Indonesien, welches sein Angebot bislang eher auf den pazifischen Markt konzentrierte, zu den kostengünstigsten Anbietern von Kraftwerkskohle weltweit. In Kolumbien wurde der über das Frühjahr 2013 andauernde Bergarbeiterstreik nach 32 Tagen beigelegt und ein gegen den Bergwerksbetreiber Drummond wegen Umweltschutzvergehen verhängtes Exportverbot wieder aufgehoben. Seitdem flossen die kolumbianischen Exporte weitgehend störungsfrei und wurden durch Preiszugeständnisse verstärkt in die Märkte gedrückt. Ende Juni kündigten

Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 2012



Quellen: VDKi / IEA / BP / EIA

Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle cif Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze



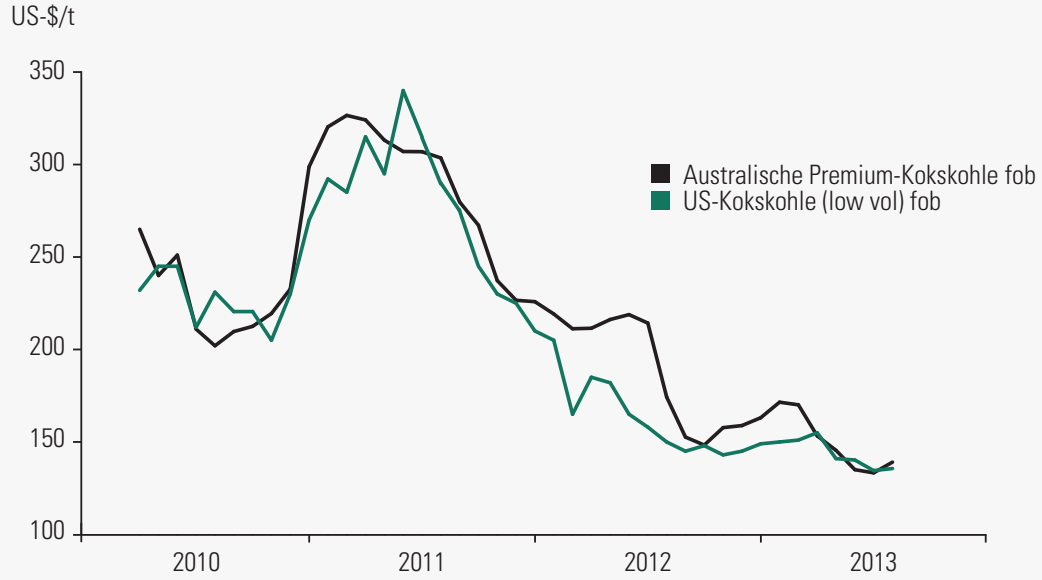
Datengrundlage: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 01/2000 bis 08/2013 / BAFA, Drittlandskohlepreise nach Quartalen

sich aber bereits wieder neue Streiks an. In Südafrika dagegen dauerten innenpolitische Unruhen und Störungen im Binnentransport an, die sich bisher allerdings noch nicht wesentlich auf den Steinkohlenexport ausgewirkt haben. Mitte dieses Jahres kündigte China ein Importverbot gegen Kraftwerkskohle mit niedrigen Heizwerten an, um heimische Anbieter in diesem Marktsegment zu stärken. Hiervon werden vor allem indonesische Exporte betroffen sein, die sich anderswo in der Welt neue Märkte erschließen müssen. Hinzu kommt, dass sich US-Kohleproduzenten seit Beginn der Schiefergasschwemme und kollabierender Kohlemärkte im eigenen Land neue Absatzkanäle in Übersee suchen mussten. Sie verstärkten in Europa das bereits vorhandene Überangebot und verbilligten damit Kraftwerkskohle weiter, nicht zuletzt auch in Deutschland. Im Grundsatz ähnlich war die Lage in Asien, wo zudem das leicht gebremste Wirtschaftswachstum Chinas in diesem Jahr für eine geringere Nachfrage sorgte. Auch an Kokskohle herrschte kein Mangel, insbesondere angesichts der Flaute auf den Stahlmärkten der Anrainerstaaten von Atlantik und Pazifik.

Die niedrigen Kohlepreise trafen insbesondere in Deutschland auf hohe Strompreise. Dies fand Ausdruck in günstigen „Dark Spreads“, welche die Relation zwischen dem Strom- und dem Kohlepreis darstellen. Ebenso günstig war zudem die Konstellation zwischen dem Strom- und Kohlepreis sowie dem Preis für CO_2-Emissionszertifikate, die als „Clean Dark Spread“ bezeichnet wird. In Abgrenzung hierzu beschreibt ein „Spark Spread“ die Relation zwischen dem Strom- und dem Erdgaspreis. Die sich daraus ergebenden Differenzen sind im Grunde nichts anderes als Strompreismargen. Die daraus hervorgehenden Finanzderivate werden an Börsen gehandelt und dienen zur Absicherung physischer Grundgeschäfte oder auch zur Spekulation. Sie ergänzen damit die Termingeschäfte – zum Beispiel auf Kohle –, die die Preise für die Zukunft absichern („Hedging“) oder Spekulationen auf Preisdifferenzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ermöglichen. Solche Geschäfte werden nur selten physisch erfüllt und werden auch deshalb als Papierhandel bezeichnet.

Der Handel mit solchen Finanzkonstrukten hat in den letzten Jahren insbesondere bei Kraftwerkskohle im atlantischen Markt stark zugenommen. Nach einem Rückgang im Jahr 2011 erhöhte sich das atlantische Papierhandelsvolumen auf Kraftwerkskohle im Jahr 2012 um 18 % auf rund 2,3 Mrd. t und überstieg damit das entsprechende physische Handelsvolumen um ein Vielfaches. Seit langem haben europäische Kraftwerksbetreiber infolge der Strommarktliberalisierung einen erheblich höheren Absicherungsbedarf als Stromversorger im pazifischen Markt. Zusätzlich

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



Datengrundlage: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 01/2010 bis 08/2013

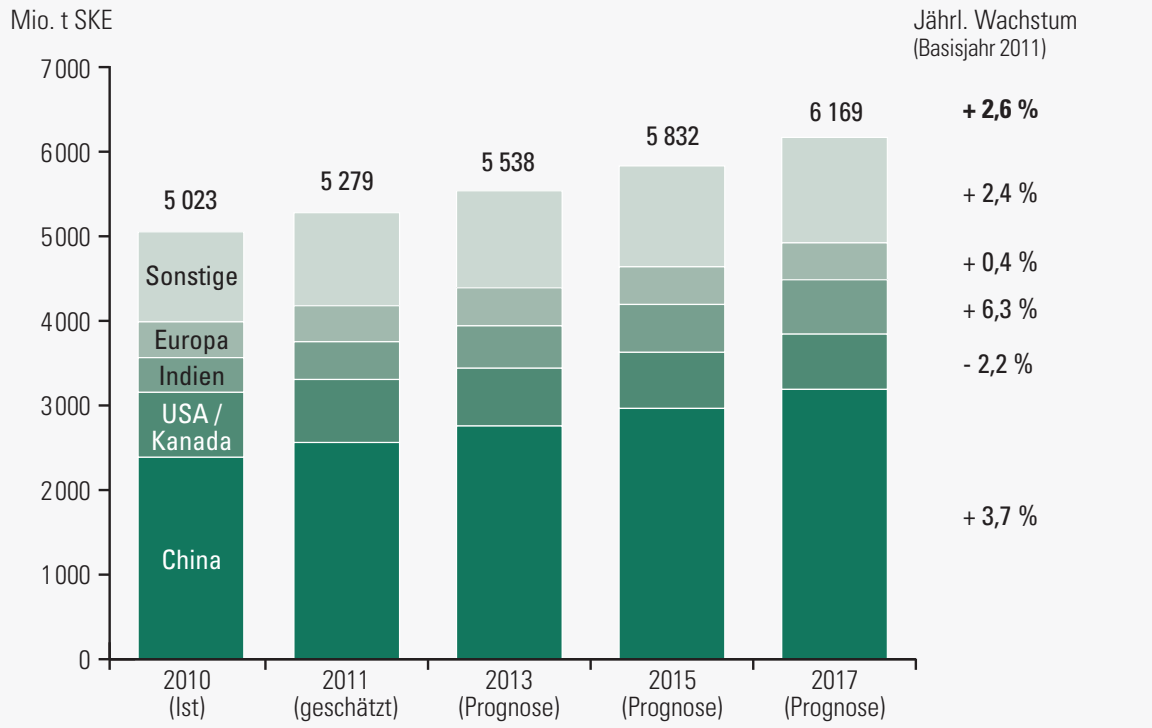
halbierten einige US-Kraftwerksbetreiber infolge hoher Unsicherheiten bei der Brennstoffpreisentwicklung ihre vertraglichen Kohlebezüge, um gegebenenfalls die andere Hälfte auf dem Spotmarkt zuzukaufen, je nach Relation zwischen Gas- und Kohlepreis. Diese Mengen wiederum sicherten sie preislich über den Papierhandel ab.

Von langer Dauer dürfte die Situation global hoher Angebotsüberhänge indes nicht sein. China, der weltgrößte Kohleproduzent, wurde unlängst auch zum wichtigsten Kohleverbrauchsland und kauft sich schon seit längerem weltweit in Rohstoffvorkommen ein, die später dem Welthandel nicht mehr zur Verfügung stehen. Indien plant einen erheblichen Zubau an Steinkohlenkraftwerken und wird auf dem Steinkohlenweltmarkt nachfrageseitig erheblich präsenter sein als bisher. Demgegenüber könnte in den USA der Schiefergas-Boom bald zu einem Ende kommen, wenn dort die Gaspreise infolge höherer Förderkosten wieder zunehmen. Als erstes Presseorgan interpretierte der „Berliner Tagespiegel" vom 11. Juni 2013 Aussagen von IEA-Chef-Volkswirt Fatih Birol dahingehend. Dies würde Steinkohle in der US-Stromerzeugung wieder wettbewerbsfähig machen, die US-Kohleexporte würden sinken.

Hierbei darf aber nicht außer Acht gelassen werden, dass die Obama-Administration ihrerseits eine Energiewende in den USA herbeiführen will. Die US-Umweltschutzbehörde EPA (US Environmental Protection Agency) wird demnach aus Klimaschutzgründen strenge Grenzwerte für den Kohlendioxidausstoß von Kraftwerken festlegen. Die US-amerikanische Kohleindustrie bezeichnet dies als einen „War on Coal" (Krieg gegen Kohle), da Kohlekraftwerke diese Regeln nur schwer erfüllen könnten. Dies hätte erhebliche Auswirkungen auf die US-Energiewirtschaft, da die US-Stromerzeugung zu mehr als 37 % auf Kohle beruht (nach Daten von 2012). Inwieweit sich dies auf US-Kohleexporte auswirken wird, lässt sich noch nicht absehen.

Die weltweite Stahlerzeugung schien sich Mitte des Jahres 2013 langsam wieder zu erholen. Anstiege der Eisenerz- und Koks- beziehungsweise Kokskohlennachfrage wären mittelfristig die Folge. Dies würde sich wiederum auch auf den noch auf Jahre hinaus überversorgten Markt für Massengutfrachter mit 120 000 bis 180 000 dwt (dead weight tonnage) Frachtvolumen auswirken. Solche Frachter werden vor allem für den Erz- und Kohletransport eingesetzt. Dadurch würden an sich notwendige Marktaustritte bei diesen sogenannten Capesizern zeitlich etwas verzögert, aber langfristig nicht aufgehoben. Die nur etwa halb so großen Panamax-Frachter werden zwar auch zum Kohletransport genutzt, den Hauptmarkt bilden hier aber Getreidetransporte, die saisonalen Abhängigkeiten (Getreideern-

Mittelfristprognose der IEA: Entwicklung der Steinkohlennachfrage



Quelle: IEA, Coal Medium-Term Market Report 2012, Paris 2012, Basis-Szenario, inkl. Binnenhandel und Eigenverbrauch

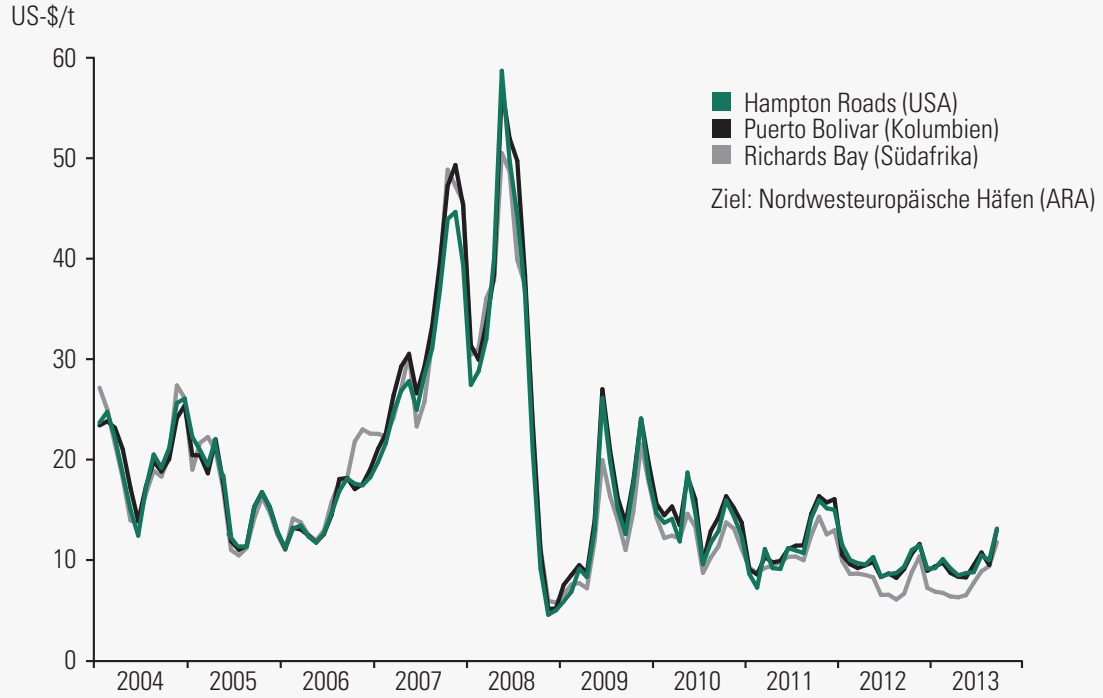
ten in den USA und Latein- beziehungsweise Südamerika) unterliegen. Insofern klaffen die Frachtraten für Capesizer und Panamax-Frachter häufig auseinander. Mit steigender Kohle- und Erznachfrage würden vor allem die derzeit sehr niedrigen Capesize-Frachtraten wieder steigen.

Die geringen Kraftwerks- und vor allem Kokskohlenpreise im zweiten Halbjahr 2012 und in der ersten Jahreshälfte 2013 sowie die US-Schiefergasschwemme haben eine Reihe von Kohleproduzenten insbesondere in den USA und in Australien in starke Bedrängnis gebracht. Bergwerke wurden vorübergehend oder sogar endgültig geschlossen, Verwaltungen reduziert und zusammengelegt, Führungskräfte ausgetauscht und Investitionsprojekte abgesagt oder zeitlich ausgesetzt. Der Markt erfuhr eine nachhaltige Bereinigung und kann infolge der beträchtlichen Kapazitätsanpassungen und verzögerter Investitionen möglicherweise auf zukünftige schnelle, zeitlich begrenzte oder nachhaltige Nachfrageänderungen nicht mehr so flexibel und rasch reagieren, wie dies in der Zeit nach dem Rohstoffpreisboom im Jahr 2008 noch der Fall war. Drastische Preissprünge aufwärts wären nicht auszuschließen. Zudem steigen die Produktionskosten der Steinkohle international schon seit Jahren kontinuierlich an. Wie aus dem Mitte 2013 erschienenen IEA-Bericht „Resources to Reserves 2013" hervorgeht, haben sich die durchschnittlichen internationalen Steinkohlenproduktionskosten insbesondere aufgrund strengerer Umweltschutz- und Sicherheitsauflagen sowie infolge höherer Abbauteufen im Tiefbau stark erhöht. Allein in der Dekade von 1999 bis 2009 haben sie sich verdoppelt. Dies schränkt den Spielraum für Preisuntergrenzen ein.

„Better Coal"-Initiative

Kohle hat weltweit mit einem Imageproblem zu kämpfen. Zwar ist sie vergleichsweise billig und weist von allen fossilen Energierohstoffen die höchsten Reserven auf, andererseits gilt sie aber als dreckig und wird als „Klimakiller" betitelt. Auch werden zunehmend die Abbaubedingungen und die Wahrung von Menschenrechten in den Steinkohle-Herkunftsländern in Frage gestellt. Gleichwohl wird sie, wie bereits dargelegt, noch auf Jahrzehnte hinaus weltweit unverzichtbar bleiben.

Preisentwicklungen: Seefrachtraten nach Europa



Datengrundlage: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 01/2004 bis 08/2013

Die internationale Kohleindustrie ist sich dessen bewusst (siehe Kasten „El Cerrejon – Verantwortlicher Bergbau in Kolumbien“, Seite 58 ff.). Sie ergreift Maßnahmen zur Verbesserung des Umweltschutzes bei Verwendung von Steinkohle durch Erhöhung der Energieeffizienz von Kohlekraftwerken sowie durch Technologien zur Abscheidung und Einlagerung oder Nutzung von CO_2 (Carbon Dioxide Capture and Storage – CCS beziehungsweise Carbon Dioxide Capture and Usage – CPU). Zudem wollen sieben große europäische Betreiber von Kohlekraftwerken durch die Initiative „Better Coal“ (Gründungsmitglieder im Jahr 2006: Dong Energy, EdF, Enel, E.ON, Fortum, GdF Suez, RWE und Vattenfall) sowohl Einkäufer als auch Verbraucher über Abbaubedingungen aufklären und umfassend informieren. Zusätzlich wollen sie einen international akzeptierten Standard für einen sozial- und umweltbewussten Steinkohlenbergbau („Better Coal“-Code) schaffen. Hierzu wurde im vergangenen Jahr eine Website frei geschaltet, auf der der aktuelle Bearbeitungsstand zu diesem Standard abgerufen werden kann. Ein diesbezügliches öffentliches Konsultationsverfahren wurde bereits im Juni 2013 abgeschlossen.

Die Objektivität dieser Initiative wird allerdings in Frage gestellt. Mit ihrer Studie „Bitter Coal“ prangern Mitarbeiter von Umweltschutz- und Menschenrechtsorganisationen (Urgewald, Fian) die „Better Coal“-Initiative als „Grünfärbung“ (Greenwashing) an. Dieser Einschätzung haben sich auch Organisationen wie „Brot für die Welt“ oder „Misereor“ der großen Kirchen angeschlossen. Die evangelische Hilfsorganisation Brot für die Welt, Stuttgart, veröffentlichte gemeinsam mit dem Evangelischen Entwicklungsdienst e.V., Bonn, eine Studie der für die Weltbankgruppe und andere tätigen Autorin Heike Meinhardt-Gibbs unter dem Titel „Implications for Sustainable Development, Poverty Reduction and Climate Change“. Darin fordert die Autorin eine neue Strategie, um den Menschen in Entwicklungsländern zuverlässig Zugang zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu verschaffen.

Vor allem Steinkohle aus Kolumbien gerät immer mehr in die Kritik. Sie sei „blutbefleckt“, behauptet beispielsweise der Menschenrechtsexperte des katholischen Hilfswerks Misereor in Aachen, Stefan Ofteringer, mit Blick auf die

häufig angeblich gewaltsame Vertreibung der Anwohner von potenziellem Tagebaugelände. Eine angemessene Entschädigung gäbe es in der Regel nicht. Selbst die Familien, die entschädigt würden, hätten nach der Umsiedlung keine Möglichkeit, ihre gewohnte Lebensweise wieder aufzunehmen. Der Kohlestaub aus den Minen mache Arbeiter und Anwohner krank, Streiks würden in manchen Fällen gewaltsam beendet. Das Unternehmen El Cerrejón gebe sich immerhin Mühe, räumt der Bundestagsabgeordnete Oliver Krischer von BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN ein. Andere Firmen begegneten der Kritik dagegen mit formalen Argumenten, indem sie lediglich erklärten, sich an die staatlich vorgegebenen Regeln zu halten.

El Cerrejón – Verantwortlicher Bergbau in Kolumbien

Das GVSt-Mitglied STEAG GmbH gehört zu den großen Betreibern von Steinkohlenkraftwerken in Deutschland und ist daher auf entsprechende Importe des Brennstoffs angewiesen. Die Compliance-Regeln des Unternehmens lassen keine Kinderarbeit zu und lehnen jede Nutzung von Zwangs- und Pflichtarbeit ab. Von den Lieferanten wird erwartet, dass sie diese Grundsätze teilen und anerkannte Mindeststandards einhalten, wie sie im Global Compact der UN und in den Standards der internationalen Arbeitsorganisation (ILO) entwickelt und festgelegt wurden. Es gehört zur Beschaffungspolitik der STEAG, die wesentlichen Gruben, aus denen Steinkohlen bezogen werden, eigenständig vor Ort in Augenschein zu nehmen. Dazu gehört auch zu überprüfen, in welcher Form der Bergbau durchgeführt wird und welche Auswirkungen auf das Umfeld festgestellt werden können. In diesem Zusammenhang besuchen Mitarbeiter der STEAG die Anlagen, nicht zuletzt die des wichtigen Lieferanten El Cerrejón in Kolumbien, einem der bedeutendsten Lieferländer für Steinkohle in die EU.

El Cerrejón ist ein integrierter Bergbaukonzern im Norden des Landes in der Region La Guajira. Anteilseigner sind zu gleichen Teilen die international tätigen Bergbaukonzerne Anglo American, Xstrata Glencore und BHP Billiton. Zum Konzern gehören ein Steinkohlentagebau mit einer Jahresförderung von 34 Mio. t, der Meereshafen Puerto Bolivar und ein 150 km langes Schienennetz, das den Tagebau mit dem Hafen verbindet. Das Unternehmen beschäftigt rund 10 000 Mitarbeiter, von denen über 99 % kolumbianischer Herkunft sind. Mehr als 62 % der Mitarbeiter stammen aus der Region La Guajira. El Cerrejón ist das größte private Exportunternehmen Kolumbiens und der wichtigste private Steuerzahler. Gezahlt wurden zwischen 2002 und 2012 Steuern in Höhe von rund 3 Mrd. US-$ und rund 2 Mrd. US-$ an Lizenzgebühren. Die geförderte Kohle wird vollständig exportiert. Im Jahr 2012 betrug der Anteil von El Cerrejón am gesamten globalen Exportaufkommen von Kraftwerkskohle 3,9 %. Der Tagebau von El Cerrejón ist eine der größten und modernsten Steinkohlengruben weltweit.

Die Darstellung der nachfolgenden Themen zeigt, dass El Cerrejón sich selbst hohe Standards auferlegt:

Soziales Engagement

Die Bergbauregionen zählen zu den ärmsten Regionen in Kolumbien. Das Unternehmen engagiert sich sozial in vier selbst gegründeten Stiftungen, in die es allein im Jahr 2010 rund 10 Mio. US-$ investierte. Mit den Stiftungen sollen die Lebensbedingungen in der Region nachhaltig verbessert und ein Beitrag geleistet werden, damit die Region auch nach dem Auslaufen der Bergbauaktivitäten eine Perspektive hat. Im Jahr 2008 erlangte El Cerrejón einen Platz unter den ersten drei des von der Konrad-Adenauer-Stiftung, St. Augustin, und der Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), Frankfurt am Main, ausgeschriebenen Preises „emprender paz", als Zeichen besonderen Friedensengagements.

Das durchschnittliche Lohnniveau liegt beim Zehnfachen des kolumbianischen Mindestlohnes und stellt im Landesvergleich eine sehr gute Bezahlung dar. Mehr als 60 % der Mitarbeiter von El Cerrejón sind gewerkschaftlich organisiert, im Durchschnitt sind es in Kolumbien nur circa 7 %.

Umsiedelung und Einbeziehung der Dorfbewohner

El Cerrejón bindet nach eigenen Angaben die umzusiedelnden Familien intensiv in die Planung des Umzugs ein. So werden die Dorfbewohner bei der Auswahl eines neuen Stückes Land ebenso einbezogen wie bei der Gestaltung der neuen Häuser, die El Cerrejón für sie errichten lässt. Obwohl das neue Stück Land sowie das Haus nach kolumbianischem Gesetz als Kompensation ausreichen, zahlt El Cerrejón auf freiwilliger Basis zusätzlich eine Geldsumme als Entschädigung. Die Standards der Weltbank sowie der International Finance Corporation (IFC) werden ebenso eingehalten wie die ILO Convention 169, die die Rechte indigener Völker unter besonderen Schutz stellt. Zudem bietet El Cerrejón den Umgesiedelten Unterstützung bei der Eingewöhnung in der neuen Umgebung an, zum Beispiel durch psychosoziale Beratung.

El Cerrejón ist auch eines der Pilotunternehmen der Projekte des UN-Sonderbeauftragten für Menschenrechte und transnationale Unternehmen, bei dem es um die Einführung von Beschwerdemechanismen für Anwohner und Mitarbeiter geht.

Arbeitsschutz und Arbeitssicherheit

Bei El Cerrejón werden Arbeitsschutz und Arbeitssicherheit sehr ernst genommen. Ausrüstungsgegenstände wie Gehörschutz, Atemschutz, Helm und Sicherheitsschuhe sind selbstverständlich, die Anwendung wird kontrolliert. Dies gilt auch für Mitarbeiter von Drittfirmen. Die von El Cerrejón vorgestellten Unfallzahlen sind im Branchenvergleich niedrig. Auch kommen Sprühfahrzeuge zum Einsatz, die die Staubentwicklung entlang der Transportwege reduzieren. Zudem wird die Staubentwicklung wie andere Parameter in diversen Messstationen beobachtet. Alle unternehmensinternen Umweltgrenzwerte sind nach Firmenangaben durchgehend 10 % strenger als die gesetzlich vorgegebenen Grenzwerte. Für seine Maßnahmen im Bereich der Umweltverantwortung („Environmental Responsibility in Research and Projects“) erhielt das Unternehmen 2009 einen Preis, der unter anderem vom United Nations Development Program (UNDP) unterstützt wird.

Unabhängiges Gremium erarbeitete Empfehlungen

El Cerrejón hat sich auf Veranlassung seiner Anteilseigner seit 2007 einem „Independent Third Party Review“ unterzogen, das die Aktivitäten auf dem Gebiet der Corporate Social Responsibility (CSR) und den Umgang mit anliegenden Kommunen untersucht. Das Ergebnis waren 24 Empfehlungen, von denen 20 bereits abgearbeitet sind. Halbjährlich berichtet El Cerrejón öffentlich auf der Unternehmenswebsite über den Fortschritt dieser Projekte.

Anhang

„Zauberlehrling“ von Inges Idee
Oberhausen

„Between the Waters“
von Marjetica Potrč und Ooze Architects
Essen-Karnap

„The sun in the tunnel, work in situ, 2013“
von Daniel Buren
Landschaftspark Duisburg-Nord, Duisburg

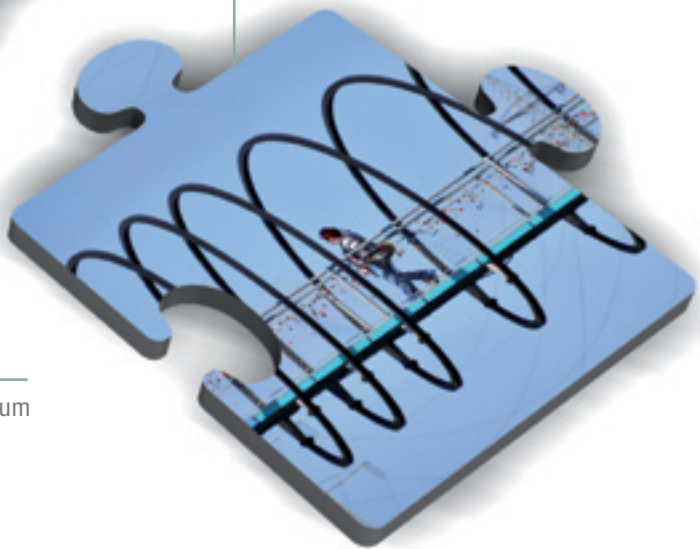
„Ring bell“
von Tomás Saraceno
Nordsternpark,
Gelsenkirchen-Horst

„Schutzhelme“ von Sujin Do
Landschaftspark Duisburg-Nord, Duisburg

„Carbon Obelisk“ von Rita McBride
Essen-Altenessen

„Herkules“ von Markus Lüpertz
Zeche Nordstern, Gelsenkirchen

„Slinky Springs to Fame“ von Tobias Rehberger
Oberhausen – Neue Mitte



„Warten auf den Fluss“ von Observatorium
Oberhausen-Holten

Statistik

Weltenergieverbrauch

Jahr	Kern-energie	Nicht erneuerbare Energien: Kohle	Mineral-öl	Erd-gas	Erneuerbare Energien: Wasser-kraft	Sonstige	Insgesamt
	Mio. t SKE						
1970	28	2 277	3 262	1 326	146	827	7 866
1980	247	2 724	4 320	1 853	206	1 066	10 416
1990	738	3 205	4 477	2 525	271	1 420	12 636
2000	955	3 123	5 005	3 091	329	1 534	14 037
2005	1 031	4 191	5 488	3 522	379	1 960	16 571
2010	1 028	4 968	5 882	3 918	422	1 986	18 204
2011	959	5 157	5 836	4 016	441	2 285	18 694
2012[1]	1 000	5 300	5 900	4 200	440	2 300	19 140
2020	1 284	5 837	6 374	4 670	555	2 618	21 338
2035	1 627	6 032	6 658	5 872	698	3 705	24 592

[1] geschätzt

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet; inkl. traditionelle Energien (Holz, Dung, Pech, Torf u. ä.)

Quellen: GVSt, 2013; BP Statistical Review, 2013; WEC Deutschland, 2013; „New Policies Scenario" der IEA, 2012

Globale CO_2-Emissionen

Staatenverbund/ Region/Land	1990 (Basis-jahr)	2000	2005	2010	2011	2012	Verände-rungsraten 2012 zu 2011	2012 zu 1990
	CO_2-Emissionen in Mio. t						in %	
Annex-I-Staaten[1]	14 978,8	14 422,2	14 904,2	14 904,2	14 083,8	13 896,4	-1,3	-7,2
EU-27	4 413,5	4 119,5	4 254,4	3 900,7	3 753,4	3 693,0	-1,6	-16,3
darunter EU-15[1]	*3 373,6*	*3 380,8*	*3 492,8*	*3 165,1*	*3 012,8*	*2981,3*	*-1,0*	*-11,6*
darunter Deutschl.[1/2]	*1 041,9*	*891,4*	*864,7*	*826,1*	*798,1*	*810,7*	*1,6*	*-22,2*
Australien[1]	277,9	349,4	384,7	406,2	406,6	398,4	-2,0	43,4
Kanada[1]	459,3	564,6	579,0	554,0	555,6	551,9	-0,7	20,2
USA[1]	5 100,7	5 962,7	6 100,4	5 727,0	5 603,8	5 401,9	-3,6	5,9
Russland[1]	2 498,5	1 471,3	1 524,8	1 598,2	1 684,4	1 680,2	-0,2	-32,8
Ukraine[1]	719,0	293,5	320,6	289,7	305,5	309,5	1,3	-57,0
Japan[1]	1 141,1	1 251,5	1 282,1	1 191,1	1 240,7	1 326,9	6,9	16,3
Korea	229,3	437,7	469,1	563,1	594,5	602,4	1,3	162,7
Indien	582,3	972,5	1 164,8	1 625,8	1 678,4	1 798,8	7,2	208,9
VR China	2 244,1	3 077,2	5 103,1	7 258,5	7 907,0	8 400,7	6,2	274,3
Übriges Asien	696,5	1 162,3	1 455,8	1 704,8	1 771,5	1 802,6	1,8	158,8
Naher Osten	557,1	912,3	1 198,9	1 546,3	1 583,7	1 657,6	4,7	197,5
Afrika	544,4	678,8	826,0	929,7	923,7	963,7	4,3	77,0
Brasilien	194,3	303,5	322,5	387,7	399,8	410,9	2,8	111,5
Mexiko	264,9	349,3	385,5	416,9	430,9	450,6	4,6	70,1
Übr. Lateinamerika	383,8	511,7	577,8	677,7	703,3	726,1	3,2	89,2
Sonstige	1 677,7	1 647,1	1 899,6	2 157,2	2 287,5	2 327,8	1,8	38,7
Welt	21 984,4	24 064,9	27 849,1	30934,6	31 830,3	32 503,0	2,1	47,8

[1] Annex-I-Staaten nach UN-Klimarahmenkonvention (vgl. u. a. http://unfcc.int)
[2] temperatur- und lagerbestandsbereinigt

Quellen: H.-J. Ziesing, "...CO_2-Emissionen…", in ET 9/2013 und ET 5/2013

Weltstromerzeugung

Jahr	Kohle	Kern-energie	Mineral-öl	Erdgas	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
	TWh					
1970	2 075	80	1 625	–	1 175	4 955
1980	3 163	714	1 661	976	1 802	8 316
1990	4 286	1 989	1 216	1 632	2 212	11 335
2000	5 759	2 407	1 402	2 664	2 968	15 200
2005	7 040	2 640	1 240	3 750	3 550	18 220
2010	8 685	2 756	1 000	4 760	4 207	21 408
2011	8 932	2 835	1 028	4 929	4 327	22 051
2012[1]	9 156	2 888	1 008	4 998	4 461	22 511
2020	10 860	3 576	713	6 020	6 712	27 881
2035	12 035	4 658	533	7 923	11 101	36 250

[1] geschätzt

Quellen: GVSt, 2013; BP Statistical Review, 2013; WEC Deutschland, 2013; „New Policies Scenario" der IEA, 2012

Weltreserven an Kohle, Mineralöl und Erdgas im Jahr 2012

Region	Kohle	Mineralöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-27	48	1	2	51
Übriges Europa und Zentralasien[1]	213	28	69	310
Afrika	28	26	17	71
Naher Osten	1	167	95	263
Nordamerika	210	46[2]	13	269
Mittel- und Südamerika[3]	11	69	9	88
VR China	98	4	4	106
Indien	52	1	2	55
Indonesien	5	1	4	10
Ferner Osten	6	2	3	11
Australien[4]	66	1	5	72
Welt	738 56%	346 27%	222 17%	1 306 100%

[1] übriges Europa, Russland, Kasachstan, Ukraine, Mongolei
[2] einschließlich kanadische Ölsande [3] einschließlich Mexiko [4] einschließlich Neuseeland

Quelle: BP Statistical Review, 2013

Weltreserven und -förderung von Steinkohle im Jahr 2012

Region	Reserven[1]	Förderung[2]
	Mrd. t SKE	
EU-27	14,212	0,110
Übriges Europa und Zentralasien	106,287	0,497
Afrika	25,971	0,227
Naher Osten	1,031	0,000
Nordamerika	198,458	0,848
Mittel- und Südamerika	7,822	0,096
VR China	154,800	3,137
Indien	63,968	0,497
Ferner Osten	14,146	0,416
Australien	37,543	0,314
Welt	624,238	6,142

[1] Daten von 2010 [2] Daten von 2012

Quellen: DERA/BGR, 2011 / VDKi Jahresbericht, 2013/ BP Statistical Review, 2013

Primärenergieverbrauch in der EU-27

Jahr	Kohle	Mineral-öl	Erdgas	Kern-energie	Wasserkraft u. Sonstige	Ins-gesamt
	Mio. t SKE					
2005	431	1 003	606	367	123	2 530
2010	402	814	631	342	261	2 450
2011	404	913	583	293	218	2 411
2012[1]	420	873	570	286	242	2 391
2020	356	704	633	315	392	2 400
2035	209	596	724	309	550	2 388

[1] geschätzt

Quellen: BP Statistical Review, 2013; „New Policies Scenario" der IEA, 2012

Stromerzeugung in der EU-27

Jahr	Kohle	Mineral-öl	Erdgas	Kern-energie	Wasserkraft u. Sonstige	Ins-gesamt
	TWh					
2005	990	160	660	930	440	3 180
2010	862	86	758	917	687	3 310
2011	849	74	727	907	723	3 280
2020	761	43	723	845	1 112	3 484
2035	340	21	960	830	1 627	3 778

Quellen: EU-Kommission: Energy in Figures - Statistical Pocketbook, 2013;
BP Statistical Review, 2013; „New Policies Scenario" der IEA, 2012

Kohlenförderung und Steinkohlenimporte in der EU-27 im Jahr 2012

Region	Förderung			Importe
	Stein-kohle	Braun-kohle	Ins-gesamt	Stein-kohle
	Mio. t SKE			
Polen	67	19	86	9
Großbritannien	14	–	14	38
Deutschland	10	55	65	37
Tschechien	10	13	23	1
Spanien	5	–	5	18
Bulgarien	2	9	11	2
Rumänien	2	9	11	1
Griechenland	–	19	19	–
Ungarn	–	3	3	1
Slowenien	–	1	1	–
Slowakei	–	1	1	3
Italien	–	–	–	22
Frankreich	–	–	–	15
Niederlande	–	–	–	11
Finnland	–	–	–	3
Dänemark	–	–	–	3
Belgien	–	–	–	3
Schweden	–	–	–	2
Portugal	–	–	–	4
Österreich	–	–	–	3
Irland	–	–	–	2
EU-27	110	129	239	178

Quelle: EURACOAL, 2013

Primärenergieverbrauch in Deutschland

Jahr	Mineral-öl	Stein-kohle	Braun-kohle	Erdgas	Kern-energie	Wind-energie	Wasser-kraft u. Sonstige	Ins-gesamt
	Mio. t SKE							
1980	206,7	85,2	115,7	73,9	20,7	0,0	5,9	508,1
1990	178,0	78,7	109,2	78,2	56,9	0,0	7,6	508,6
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	29,4	496,0
2010[1]	160,0	57,9	51,6	107,1	52,3	4,6	48,3	481,8
2011[1]	154,8	55,3	53,3	99,3	40,2	6,0	52,3	461,2
2012[1]	154,0	57,0	56,1	100,8	37,0	5,7	55,0	465,6

[1] vorläufig

Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 3/2013

Absatz des deutschen Steinkohlenbergbaus

Jahr	Deutschland			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
2005	0,3	20,3	6,1	0,0	0,1	0,0	26,8
2010	0,3	10,6	3,7	0,0	0,2	0,0	14,8
2011	0,3	10,1	2,3	0,0	0,1	0,0	12,8
2012	0,3	9,9	1,1	0,0	0,1	0,0	11,4

Belegschaft[1] im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahres-ende	Arbeiter		Angestellte		Arbeiter und Angestellte	
	unter Tage	über Tage	unter Tage	über Tage	Ins-gesamt	darunter Auszubildende
	1 000					
1957	384,3	169,3	16,3	37,4	607,3	48,2
1960	297,0	140,2	16,8	36,2	490,2	22,7
1965	216,8	110,5	15,6	34,1	377,0	15,2
1970	138,3	75,6	13,0	25,8	252,7	11,5
1975	107,9	60,9	11,5	22,0	202,3	14,1
1980	99,7	55,8	10,6	20,7	186,8	16,4
1985	90,1	47,4	10,2	18,5	166,2	15,7
1990	69,6	35,9	8,9	15,9	130,3	8,3
1995	47,2	25,7	6,1	13,6	92,6	2,9
2000	25,6	18,2	3,8	10,5	58,1	2,3
2005	17,7	10,9	2,6	7,3	38,5	3,2
2010	10,7	6,7	1,5	5,3	24,2	1,1
2011	9,0	5,8	1,4	4,7	20,9	1,1
2012	7,1	5,1	1,3	4,1	17,6	1,0

[1] einschließlich Mitarbeiter in Transferkurzarbeit und Qualifizierung

Stromerzeugung in Deutschland

Jahr	Stein-kohle	Braun-kohle	Kern-energie	Mineral-öl	Erdgas	Wind-energie	Wasser-kraft u. Sonstige	Ins-gesamt
	TWh							
1980	111,5	172,7	55,6	27,0	61,0	0,0	39,8	467,6
1990	140,8	170,9	152,5	10,8	35,9	0,1	38,9	549,9
1995	147,1	142,6	154,1	9,1	41,1	1,5	41,3	536,8
2000	143,1	148,3	169,6	5,9	49,2	9,5	50,9	576,5
2005	134,1	154,1	163,0	12,0	72,7	27,2	59,5	622,6
2010	117,0	145,9	140,6	8,7	89,3	37,8	93,7	633,0
2011	112,4	150,1	108,0	7,2	86,1	48,9	100,4	613,1
2012[1]	116,1	161,1	99,5	8,0	75,7	50,7	117,6	628,7

[1] vorläufig

Rationalisierung im deutschen Steinkohlenbergbau

Jahr	Leistung unter Tage je Mann/Schicht	Förderung[1] je Abbau-betriebspunkt	Bergwerke[2]	Abbau-betriebspunkte
	kg v. F.[3]	t v. F.[3]	Anzahl	
1960	2 057	310	146	1 631
1970	3 755	868	69	476
1980	3 948	1 408	39	229
1990	5 008	1 803	27	147
2000	6 685	3 431	12	37
2005	6 735	3 888	9	24
2010	6 092	3 018	5	16
2011	6 623	3 156	5	14
2012	6 876	3 739	3[4]	11

[1] fördertäglich [2] Stand Jahresende ohne Kleinzechen [3] bis 1996 Saar in t = t
[4] Stand: 01.01.2013

Steinkohlenförderung in Deutschland

Jahr	Revier				Ins-gesamt
	Ruhr	Saar	Aachen	Ibben-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
2000	25,9	5,7	–	1,7	33,3
2005	18,1	4,7	–	1,9	24,7
2010	9,6	1,3	–	2,0	12,9
2011	8,7	1,4	–	2,0	12,1
2012	8,4	0,4	–	2,0	10,8

Verzeichnis der Grafiken und Tabellen

Umfrage des Weltenergierates zur deutschen Energiewende 8

Kapitel 1

Das Energiekonzept der Bundesregierung: Zielsetzungen im Zeithorizont 12
Primärenergieverbrauch in Deutschland 2012 13
Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2012 13
Primärenergiegewinnung in Deutschland 2012 14
Verbrauchsstruktur des deutschen Steinkohlenmarktes 2012 14
Herkunft deutscher Steinkohlenimporte 2012 15
Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland 15
Anlegbarer CO_2-Preis für Wettbewerbsgleichheit von Steinkohle und Erdgas 2012 16
Gesicherte Kraftwerksleistung und Deckungslücke bis 2050 17
Öffentliche Hilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau 17
Subventionsvolumen in Deutschland 2011 18
Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau 18
Steinkohlenbergwerke in Deutschland 2013 19
Fachrichtungen der Auszubildenden im Steinkohlenbergbau 2013 21
Entwicklung der Unfallzahlen 21
Erwartete Förderung der EEG-Stromerzeugung nach Energiequellen 2013 23

Kapitel 2

Fusionen BG RCI und DRV KBS 30
Medizinischer Verbund der DRV KBS 31
Wahl der Selbstverwaltungsorgane der BG RCI 34

Kapitel 4

Stromerzeugung aus Grubengas 41
Zielwerte für die zu erreichende Reduzierung der Energieintensität 42

Kapitel 5

Weltreserven von Energierohstoffen 49
Weltprimärenergieverbrauch nach Energieträgern 51
Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 2012 53
Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle cif Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze 54
Preisentwicklungen: Premium-Kokskohle fob Australien (Queensland) und USA (Ostküste) 55
Mittelfristprognose der IEA: Entwicklung der Steinkohlennachfrage 56
Preisentwicklungen: Seefrachtraten nach Europa 57

Anhang

Statistik 62

Download dieser Grafiken unter **www.gvst.de**

Organisation

Vorstand

Vorsitzender (Präsident)

Bernd Tönjes, Herne,
Vorsitzender des Vorstands der RAG Aktiengesellschaft

Stellvertretende Vorsitzende

Dr. h. c. Wilhelm Beermann, Herne,
(Ehrenpräsident)

Jürgen Eikhoff, Moers

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

Mitglieder des Vorstands

Rainer Platzek, Rheinberg

Joachim Rumstadt, Essen,
Vorsitzender der Geschäftsführung der STEAG GmbH

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

Michael G. Ziesler, Saarbrücken

Geschäftsführung

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

Elmar Milles, Herne

Geschäftsbereiche

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

Recht/Soziales/Tarife
Elmar Milles, Herne

Mitglieder

RAG Aktiengesellschaft, Herne

RAG Deutsche Steinkohle AG, Herne

RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH, Ibbenbüren

RAG Beteiligungs-GmbH, Herne

RAG Mining Solutions GmbH, Herne

RAG Montan Immobilien GmbH, Essen

RAG Verkauf GmbH, Herne

STEAG GmbH, Essen

Stand Oktober 2013

Impressum

Herausgegeben von der Geschäftsführung des Gesamtverbands Steinkohle e.V.

Shamrockring 1
44623 Herne

Tel.: +49 2323 154305
Fax: +49 2323 154262
E-Mail: kommunikation@gvst.de
Internet: www.gvst.de

Redaktion

Prof. Dr. Franz-Josef Wodopia
Bernd Bogalla
Jürgen Ilse
Dr. Kai van de Loo
Roland Lübke
Jörg Ottersbach
Christiane Schulte-Holtey
Andreas-Peter Sitte
Michael Weberink
Dr. Martin Wedig

Fotos

GVSt
STEAG GmbH
RAG AG
RAG Montan Immobilien GmbH
BUK Bergmannsheil
BUK Bergmannstrost
El Cerrejón
Björn Hühn
Fotolia
Shutterstock

Emscherkunst (Seite 60/61):
Roman Mensing
Daniel Buren
Tomás Saraceno
Ferdinand Ullrich
Dietmar Klingenburg
Ilias Abawi
Inges Idee

Layout/Gestaltung

together concept Werbeagentur GmbH
Schinkelstraße 30/32
45138 Essen
www.together-concept.de

ISSN 0343-7981

Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2012

Bergwerke (Stand 01.01.2013)	**3**
Belegschaft[1] insgesamt	**17 613 Mitarbeiter**
- Ruhrrevier	13 795 Mitarbeiter
- Saarrevier	1 214 Mitarbeiter
- Ibbenbüren	2 604 Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	**10,8 Mio. t v.F.**[2]
	≙ 11,1 Mio. t SKE[3]
- Ruhrrevier	8,4 Mio. t v.F.
- Saarrevier	0,4 Mio. t v.F.
- Ibbenbüren	2,0 Mio. t v.F.
Technische Kennzahlen	
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 739 t v.F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	195 cm
Mittlere Streblänge	348 m
Mittlere Gewinnungsteufe	1 174 m
Größte Schachttiefe	1 465 m
Absatz insgesamt	**11,4 Mio. t SKE**
- Elektrizitätswirtschaft	9,9 Mio. t SKE
- Stahlindustrie	1,1 Mio. t SKE
- Wärmemarkt	0,4 Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle	
- am Primärenergieverbrauch in Deutschland	3 %
- an der Stromerzeugung in Deutschland	6 %
- am Steinkohlenverbrauch	20 %
- an der Stromerzeugung aus Steinkohle	29 %

[1] Ende des Jahres; einschließlich Mitarbeiter in Transferkurzarbeit und Qualifizierung

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

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

Gesamtverband Steinkohle e.V.