Steinkohle 2016

Zuverlässig im Wandel

Gesamtverband Steinkohle e. V.

Gesamtverband Steinkohle e.V.

Jahresbericht **2016**

Ein Wort zuvor

Nach der kohlepolitischen Verständigung im Jahr 2007, rechtlich geregelt unter anderem im Steinkohlefinanzierungsgesetz, liegen nunmehr über drei Viertel des Wegs bis zur Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus hinter uns. Die Förderung wurde planmäßig zurückgeführt und der verabredete sozialverträgliche Belegschaftsabbau bewältigt.

Gleichzeitig hat auch die Politik ihren Beitrag wie verabredet geleistet. Die notwendigen Bewilligungsbescheide zur Bewältigung der Herausforderungen des Auslaufs wurden erteilt. Gleichzeitig finden wir bei den zahlreichen Aktivitäten zur Folgenutzung Unterstützung. Beispielhaft sei hier nur die Entwicklung des künftigen Industrie- und Gewerbeparks „Gate.Ruhr – die neue Victoria" genannt. Auf dem Gelände des ehemaligen Bergwerks Auguste Victoria sollen bis zu 1 000 neue Arbeitsplätze entstehen, ein wichtiger Impuls für die vom Bergbau geprägte Stadt Marl und die gesamte Region Emscher-Lippe. Neben dem Engagement der RAG Montan Immobilien GmbH und der Stadt Marl erfährt dieses Projekt Unterstützung – nicht zuletzt auch finanziell – durch das Land Nordrhein-Westfalen.

Zuverlässig im Wandel – dies ist der Titel des diesjährigen Jahresberichts des Gesamtverbands Steinkohle. Darin spiegelt sich nicht nur das Einhalten der Verabredungen wider, sondern Zuverlässigkeit ist auch das prägende Thema für die Beendigung des Steinkohlenbergbaus insgesamt und die daraus resultierenden zukünftigen Aufgaben.

Der Bergbau gestaltet den Rückzug nachhaltig und geht verantwortungsvoll mit den Folgen um. Höchstes Gebot ist dabei der Schutz von Mensch und Umwelt. So steht zum Beispiel der Trinkwasserschutz an oberster Stelle. Dies garantieren die Konzepte der RAG Aktiengesellschaft für das Wassermanagement.

Zum planmäßigen Auslauf des Steinkohlenbergbaus gehört auch, sozialverträgliche Lösungen für die Beschäftigten umzusetzen. So kümmert sich der Gesamtverband Steinkohle um die Anpassung von Tarifregelungen bis zum Auslauf und für die Zeit danach. Beispielhaft hierfür steht der im vergangenen Jahr abgeschlossene Tarifvertrag, mit dem eine ausgewogene Lösung für die traditionsreiche Deputatleistung Hausbrand vereinbart werden konnte. Da nach dem Jahr 2018 keine heimische Steinkohle mehr gefördert wird, mit dem der Anspruch auf Deputat bedient werden kann, haben die Tarifpartner rechtzeitig eine Lösung erarbeitet, die auch den Interessen der Berechtigten entspricht.

Der vorliegende Bericht stellt die aktuelle Lage des deutschen Steinkohlenbergbaus sowie die nationalen und internationalen Rahmenbedingungen dar. Zuverlässig im Wandel – der Titel des Jahresberichts ist zugleich Verpflichtung für die Gestaltung des Nachbergbaus.

Herne, im Oktober 2016

Bernd Tönjes
Vorsitzender des Vorstands
Gesamtverband Steinkohle e. V.

Inhaltsverzeichnis

Ein Wort zuvor 5
Inhaltsverzeichnis 6
Editorial 9

Kapitel 1
Rahmenbedingungen 14

Aktuelle Unternehmensentwicklungen 16
Auslaufrahmen für den heimischen Steinkohlenbergbau 19
Strukturwandel in den Steinkohlenregionen am Beispiel Ruhrgebiet 22
Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen 26
Energiewirtschaftliche Situation in Deutschland 28
Energie- und klimapolitische Weichenstellungen 31
Kohle als Brücke für die Energiewende 35

Kapitel 2
Recht, soziale Sicherung und Umweltfragen 38

Arbeits-, sozial- und tarifrechtliche Rahmenbedingungen 40
Arbeitsschutz 47
Gesundheitsschutz 48
Umweltschutz 48
Strom- und Wärmebeitrag von Grubengas in Nordrhein-Westfalen und im Saarland 51
Vollzugsempfehlung Formaldehyd 53
Grubenwasser sowie Betriebs- und Reststoffe unter Tage 54

Kapitel 3
Internationale Energiemärkte **56**

Weltweite Energietrends 58
Lage der Steinkohlenförderung und -nutzung in Europa 65
Steinkohlenweltmarkt 68

Anhang
Statistik 74
Verzeichnis der Grafiken und Tabellen 79
Organisation 80
Impressum 81
Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2015 83

Editorial

Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen

Die Steinkohlengewinnung in Deutschland nähert sich ihrem Ende. Nach der Stilllegung des Bergwerks Auguste Victoria in Marl am 1. Januar 2016 sind noch zwei Steinkohlenbergwerke in Betrieb: Das Bergwerk Prosper-Haniel in Bottrop – das letzte im Ruhrgebiet – und das Bergwerk Ibbenbüren. Beide produzierten in den Jahren 2015 und 2016 nach Plan. Sie werden bis Ende 2018 fördern und dann ebenfalls vereinbarungsgemäß stillgelegt. Zur Gestaltung eines würdigen Abschieds, der nicht nur den Blick zurück in die Vergangenheit richtet, sondern auch eine Zukunftsperspektive aufzeigt, ist das Projekt „Glückauf Zukunft" angelaufen, das die RAG Aktiengesellschaft (RAG) und die RAG-Stiftung gemeinsam mit Evonik und der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) initiiert haben.

Die RAG plant systematisch die Zeit des Nachbergbaus. Das beinhaltet insbesondere die Vorbereitungen auf die sogenannten Ewigkeitsaufgaben: Die Grubenwasserhaltung, Grundwasserreinigung an einigen ehemaligen Kokereistandorten und – wo erforderlich – Poldermaßnahmen. Die RAG hat ihre Grubenwasserkonzepte fortentwickelt und führt einen sachlichen Dialog zu den Themen PCB und Reststoffe unter Tage.

Auf ehemaligen Bergbauflächen entstehen Projekte für erneuerbare Energien – zum Beispiel Windkraftanlagen auf Halden, Solarparks auf Brachflächen ehemaliger Bergwerksgelände oder Wärmegewinnung aus Grubenwasser.

Eine beispielhafte Erfolgsgeschichte gibt es im Ruhrgebiet unter ökologischen Aspekten. Beim Klimaschutz ist das Ruhrgebiet Modellregion: Das Projekt InnovationCity Ruhr in der klassischen Bergbaustadt Bottrop ist in Bezug auf die Kombination von CO_2-Einsparungen mit positiven wirtschaftlichen Impulsen vor Ort, vor allem auf dem Gebiet der energetischen Gebäudesanierung, so erfolgreich verlaufen, dass es mittlerweile nationale und internationale Beachtung und Anerkennung als Modellprojekt gefunden hat. Es wird jetzt auf 20 weitere Stadtquartiere in der Region ausgedehnt.

Von symbolischer Bedeutung für die Verbindung von traditionsreicher Geschichte und Aufbruch in die künftige Nachbergbau-Ära war im Jahr 2016 die Grundsteinlegung für den Bau des neuen Unternehmenssitzes der RAG und der RAG-Stiftung auf dem Areal des Welterbes Zollverein in Essen.

Essen ist auch der Standort des wichtigsten steinkohlenverstromenden Unternehmens in Deutschland, der STEAG GmbH. Einst aus den Industriekraftwerken des Ruhrbergbaus hervorgegangen, ist sie heute Betreiberin von Großkraftwerken wie auch von zahlreichen dezentralen Anlagen und solchen auf Basis erneuerbarer Energie sowie führende Anbieterin von Fernwärme. Sie gehört heute einem Stadtwerke-Konsortium der Rhein-Ruhr-Region, was ihre Bedeutung für die kommunale Energieversorgung unterstreicht. Mit ihrem diversifizierten Geschäftsmodell konnte sich die STEAG bisher erfolgreich durch die schwierigen und durch politische Eingriffe ständig wechselnden Rahmenbedingen auf dem Energiemarkt navigieren. Auch die STEAG entwickelt ihre Strategie ständig weiter, um den Herausforderungen der Energiewende in Deutschland erfolgreich begegnen zu können.

Im Gleichklang mit der Umweltverträglichkeit haben die Sicherheit und die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung nach wie vor für jede Gesellschaft eine fundamentale Bedeutung. Die nationale Energiewende hin zu erneuerbaren Energien und Energieeffizienz schreitet schrittweise voran, bisher vor allem im Stromsektor.

Hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Bedeutung lag der Energierohstoff Steinkohle im Jahr 2015 weiter auf dem dritten Rang im Energiemix. Beim Primärenergieverbrauch (PEV) dominieren weiter das Mineralöl und das Erdgas. In der Stromerzeugung sind inzwischen die erneuerbaren Energien vor der Braunkohle führend. Steinkohle wird in Deutschland zu zwei Dritteln in Kraftwerken eingesetzt, zu rund 30 % als Kokskohle und Koks in der Eisen- und Stahlindustrie und ein Rest im Wärmemarkt. Im Jahr 2015 wurde nur noch gut ein Zehntel des deutschen Steinkohlenmarkts aus inländischer Förderung gedeckt, dagegen fast 90 % aus Importen – eine fast genauso hohe Importquote wie bei Mineralöl und Erdgas. Der Importanteil wird sich bei der Steinkohle zwangsläufig weiter bis auf 100 % ab dem Jahr 2019 erhöhen.

In der Stromerzeugung erlangen dagegen die erneuerbaren Energien, hier insbesondere die Windkraft und die Photovoltaik, durch staatliche Förderung mit Einspeisevorrang einen immer größer werdenden Anteil an der Stromerzeugung und damit ein immer größeres Gewicht im Energiemarkt und in der Preissetzung. Aufgrund ihrer nur sehr begrenzt gesicherten Leistung müssen jedoch, solange keine hinreichenden großen Stromspeicher zur Verfügung stehen und etabliert sind und auch der notwendige Netzausbau längst noch nicht abgeschlossen ist, konventionelle Ausgleichs- und Reserve-

kapazitäten, insbesondere Kohlenkraftwerke, verfügbar bleiben. Für diese Übergangszeit bleiben somit zwei Stromerzeugungssysteme in Deutschland erforderlich, die sich technisch sinnvoll, volkswirtschaftlich optimiert und im Einklang zu den energiepolitischen Zielen ergänzen müssen.

Die jüngsten energie- und klimapolitischen Weichenstellungen wie das neue Strommarktgesetz, die anstehende nächste Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und auch der Nationale Klimaschutzplan 2050 sollen dafür einen angemessenen Rahmen setzen. Ob dies gelingt, ist teilweise umstritten und muss sich erweisen. Die Energiewende stellt überdies große Anforderungen auch an den Wärme- und den Verkehrsbereich, wo der Umbau noch nicht so weit erfolgt ist wie im Stromsektor. Dort sprechen zudem stichhaltige Argumente dafür, künftig zunächst dem Ausbau der Netze und Speicher Vorrang zu geben, bevor ein Abbau oder gar Auslaufen konventioneller Kapazitäten erfolgt. Gerade die modernen flexiblen Steinkohlenkraftwerke, die bereits seit vielen Jahren in der Mittellast eingesetzt werden, bieten sich, gepaart mit den Preis- und Sicherheitsvorteilen ihres Brennstoffs im Vergleich etwa zum Erdgas, als zuverlässige Brücke auf dem weiteren Weg der Energiewende an. In Kombination mit der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stellen sie sogar eine hocheffiziente Option dar. Klarheit sollte inzwischen auch darüber bestehen, dass der Klimaschutz auch in Deutschland nicht allein oder in erster Linie eine Kohlenfrage ist, sondern alle fossilen Energien und mit ihnen nahezu alle Wirtschafts- und Lebensbereiche umfasst, das heißt, praktisch jeden berührt und einen nachhaltigen Wandel verlangt. Das scheint allerdings erst wenigen bewusst zu sein.

Arbeits- und sozialrechtliche Rahmenbedingungen

Der arbeitsrechtliche Rahmen wird durch die Bundesregierung in Umsetzung des Koalitionsvertrags weiter umgestaltet. Ein Hauptziel bleibt die Beseitigung der Benachteiligung von Frauen im Arbeitsleben. Im vergangenen Jahr wurde gesetzlich geregelt, dass der Anteil von Frauen in Spitzenpositionen – Aufsichtsräte, Vorstände, Führungsebenen – steigen soll.

In diesem Jahr steht unter dem Stichwort „Lohngerechtigkeit" die Beseitigung des Unterschieds in der Bezahlung zwischen Frauen und Männern („Gender pay gap") im Fokus. Hierbei ist umstritten, ob diese in der angenommenen Dimension überhaupt gegeben ist. Unbestritten liegt das Durchschnittsgehalt aller Frauen in Deutschland um rund 21 % unter dem aller Männer. Tatsächlich lassen sich für diesen Unterschied weitgehend diskriminierungsfreie Ursachen finden, denn insbesondere das Berufswahl- und Erwerbsverhalten prägen das Entgeltniveau. Dies beginnt bereits bei der Berufswahl und setzt sich in der Gestaltung des Erwerbslebens fort. Erwerbsunterbrechungen und Teilzeittätigkeit, häufig aufgrund der familiären Situation, sind hier besonders relevant. Bringt man all diese Faktoren in Abzug, so verbleibt eine ungeklärte Differenz von rund 2 % (so das IW Köln bereits 2013). Deshalb ist es fraglich, ob mit den geplanten gesetzlichen Regelungen tatsächlich eine Verbesserung der Lohngerechtigkeit herbeigeführt werden kann. Angesichts der Ursachen für die ungleiche Bezahlung von Frauen und Männern erscheint es nicht zielführend zu sein, dass die Unternehmen – auch tarifgebundene – mit umfangreichen Prüf- und Berichtspflichten sowie mit individuellen Auskunftsansprüchen belastet werden. Derzeit wird auch innerhalb der Koalitionsfraktionen diskutiert, in welchem Umfang nun eine Regulierung erfolgen soll.

Ebenfalls umstritten sind die Pläne zur Regulierung von Zeitarbeit und Werkverträgen. Die Arbeitnehmerüberlassung und auch die Werkverträge sind unverzichtbare Bestandteile des Wirtschaftslebens, das zunehmend Flexibilisierung benötigt. Für den Steinkohlenbergbau müssen diese Instrumente erhalten bleiben, um den Auslauf mit der notwendigen Zahl von Mitarbeitern mit den erforderlichen Qualifikationen gestalten zu können. Deshalb ist es wichtig, dass die maximale Überlassungsdauer von 18 Monaten bei der Arbeitnehmerüberlassung voraussichtlich mit einer Tariföffnungsklausel versehen wird. Damit bleibt die Möglichkeit offen, einen verantwortungsvollen Tarifrahmen mit dem Tarifpartner IG BCE zu verhandeln.

Die sozialrechtlichen Rahmenbedingungen sind von zwei Themenkomplexen geprägt. Größere Vorhaben gibt es in der Sozialversicherung mit der Reform der Pflegeversicherung, die sich bereits in der Umsetzung befindet, und in der Rentenversicherung, zu der es derzeit umfangreiche Diskussionen gibt.

In der sozialen Pflegeversicherung sind die Pflegestärkungsgesetze I und II bereits verabschiedet. Hier ist die Neudefinition der Pflegebedürftigkeit das zentrale Element. Die derzeit bestehenden drei Pflegestufen werden durch fünf neue Pflegegrade ersetzt, was eine bessere Bewertung der Pflegebedürftigkeit ermöglichen soll. Die Überleitung der bestehenden Einstufungen soll ohne Nachteile für die Versicherten erfolgen. Da auch Leistungsausweitungen vorgesehen sind, ist diese Pflegereform mit einer Beitragssatzerhöhung verbunden.

Derzeit wird außerdem eine intensive Debatte um eine Weiterentwicklung der Alterssicherung geführt. Diese umfasst sowohl die gesetzliche Rentenversicherung als auch die betriebliche Altersversorgung.

In der gesetzlichen Rentenversicherung hat sich die große Koalition erfreulicherweise die Flexibilisierung des Übergangs vom Erwerbsleben in den Ruhestand zum Ziel gesetzt. Hierzu soll der Bezug von Entgelt neben der Altersrente, auch der vorgezogenen, vereinfacht und ausgeweitet werden. Gleichzeitig soll es möglich sein, in diesem Fall auch weitere Rentenansprüche zu erwerben. Geplant ist, diese Erleichterungen um weitere Elemente zu ergänzen, zum Beispiel um Verbesserungen bei der zusätzlichen Beitragszahlung – so sollen spätere Abschläge bei vorgezogenem Rentenbezug vermieden werden – oder aber durch zusätzliche Präventions- und Rehabilitationsleistungen. Damit geht die Koalition in die richtige Richtung, allerdings wäre eine noch weiter gehende Flexibilisierung besser geeignet, um die demografischen Herausforderungen für die gesetzliche Rentenversicherung bewältigen zu können.

Ein weiteres Vorhaben, das im Koalitionsvertrag aufgeführt ist, wird derzeit bereits dem Grunde nach, auch in der Koalition, diskutiert. Die solidarische Lebensleistungsrente, mit der bestimmte Kleinrenten nach 40 Beitragsjahren aufgewertet werden sollen, bleibt umstritten. Da auch von Experten, unter anderem der gesetzlichen Rentenversicherung selbst, die Wirkung angesichts von Streuverlusten und Zielungenauigkeit in Frage gestellt wird, sollte von der Einführung eines solchen Elements – dem Wesen nach eine Fürsorgeleistung – in der gesetzlichen Rentenversicherung Abstand genommen werden.

Insgesamt sollte die Politik darauf achten, dass nicht durch eine Vielzahl von Einzelregelungen die richtigen Weichenstellungen für die gesetzliche Rentenversicherung in Frage gestellt werden. Die Erhöhung der Regelaltersgrenze und die Maßnahmen zur Stabilisierung des Beitragssatzes bis zum Jahr 2030 waren und sind bis heute richtig und wichtig.

Angesichts der Herausforderungen in der gesetzlichen Rentenversicherung hat sich die Koalition auch zum Ziel gesetzt, die betriebliche Altersversorgung zu stärken und deren Verbreitung auch in kleinen und mittelgroßen Unternehmen (KMU) zu verbessern. Hierzu wird unter anderem geplant, die arbeitgeberfinanzierte Betriebsrente für Geringverdiener mit einem direkten Steuerzuschuss zu fördern. Darüber hinaus sind einige Verbesserungen im Steuerrecht geplant.

Gleichzeitig hat das Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS) ein sogenanntes Sozialpartnermodell Betriebsrente zur Debatte gestellt. Nach den Plänen soll den Tarifparteien die Möglichkeit eröffnet werden, gemeinsame Einrichtungen zu schaffen, über die eine betriebliche Altersversorgung organisiert werden kann. Um den Arbeitgebern einen besonderen Anreiz zu geben, solche Einrichtungen mit zu tragen, wird vorgeschlagen, die derzeit obligatorische Haftung für die spätere Betriebsrente für das Sozialpartnermodell entfallen zu lassen. Gleichzeitig wird diskutiert, hier eine reine Beitragszusage einzuführen, die nicht zu einem garantierten Ruhegeldanspruch führt. Insgesamt sind hier noch viele Fragen offen. Das BMAS ist mit den Sozialpartnern und vielen anderen in der Diskussion zur konkreten Ausgestaltung.

Das Gesetzgebungsverfahren zu einem Betriebsrentenstärkungsgesetz soll im Herbst angestoßen werden, ebenfalls im Herbst wird der Vorschlag zur Umsetzung von Verbesserungen in der gesetzlichen Rentenversicherung erwartet.

Um dem Anspruch gerecht zu werden, eine der sichersten Industriebranchen zu sein, kommt dem Arbeits- und Gesundheitsschutz auch in der Auslaufphase des deutschen Steinkohlenbergbaus eine große Bedeutung zu. So soll die im Jahr 2016 gestartete konzernweite Arbeitsschutzkampagne der RAG unter dem Motto „Sicherheit! Denk daran, bevor du loslegst“ dazu beitragen, das bereits sehr niedrige Niveau der Unfallzahlen weiter zu senken.

Das betriebliche Gesundheitsmanagement der RAG leistet einen maßgeblichen Beitrag dazu, die Gesundheit der Mitarbeiter nicht nur zu erhalten und wiederherzustellen, sondern auch aktiv zu fördern. Diese erhalten ein auf ihre Bedürfnisse zugeschnittenes Angebot der Prävention, Rehabilitation und Integration. Als eines der Instrumente des betrieblichen Gesundheitsmanagements wird der sogenannte APUC-Regelkreis (Analyse, Planung, Umsetzung, Controlling) eingesetzt, um die passgenaue Planung der verschiedenen gebotenen Maßnahmen der Gesundheitsfürsorge durchzuführen und gegebenenfalls betriebliche Gesundheitsrisiken offenzulegen. Die jährlich seitens der RAG erhobene Gesundheitsquote – im Jahr 2015 wurde ein Wert von 93,8 % erreicht – spiegelt den Erfolg des Gesundheitsschutzes im deutschen Steinkohlenbergbau wider.

Steinkohle und Umwelt

Die Strom- und Wärmeproduktion aus Grubengas bleibt in Nordrhein-Westfalen und im Saarland weiterhin auf einem

hohen Niveau bzw. konnte noch gesteigert werden. Durch diese Art der Grubengasverwertung konnten im Jahr 2015 allein durch die Stromerzeugung rund 4,7 Mio. t CO_2-Äquivalente vermieden werden. Nach 20 Jahren wird der bestehende Anlagenpark in den Jahren 2021 bis 2024 aus der Förderung nach dem EEG herausfallen. Aufgrund der degressiven Vergütungshöhe kommt derzeit eine Inbetriebnahme von Neuanlagen im Bereich Grubengas größer 1 MW insbesondere aufgrund der hohen Explorationsrisiken nicht in Betracht. Noch ist Zeit, eine tragbare Förderung zum Weiterbetrieb der Grubengasverwertung nach Auslaufen der EEG-Förderung dieser „Altanlagen" zu entwickeln.

Obwohl die Deposition von Quecksilber aus der Luft in den letzten Jahrzehnten in Deutschland deutlich zurückgegangen ist, stehen Kohlenkraftwerke als Hauptemittent von Quecksilber in der öffentlichen Diskussion. Diese Diskussion geht jedoch in die falsche Richtung. Sowohl die Luftkonzentrationen als auch die Immissionsbeiträge liegen deutlich unter den gesetzlichen Vorgaben, die den Luftqualitätsstandards der Weltgesundheitsorganisation (WHO) entsprechen. Die Lebensmittelgrenzwerte für Quecksilber in Fried- und Raubfischen werden zuverlässig eingehalten und regelmäßig überwacht. Zwar wird in den Gewässern die Umweltqualitätsnorm (UQN) für Quecksilber im Frischgewicht von Fischen europaweit nicht erfüllt. Denn bereits in den vorherigen Jahrhunderten war es durchaus üblich, Abwässer mit industriell freigesetztem Quecksilber – zum Beispiel aus der Chlor-Alkali-Elektrolyse – in die Flüsse einzuleiten. Hierbei ist jedoch zu bedenken, dass die historischen Quecksilberablagerungen der Gewässersedimente Hauptverursacher der heute messbaren Biota-Belastungen sind. Selbst bei einer Nullemission aus Kraftwerken kann also die Biota-UQN in vielen Gewässern nicht erreicht werden.

Internationale Energiemärkte

Zum ersten Mal seit Jahrzehnten war die globale Steinkohlenförderung im vergangenen Jahr niedriger als im Jahr zuvor. Die weltweite Förderung gab gegenüber dem Jahr 2014 um 200 Mio. t auf rund 7 Mrd. t nach. Davon waren 87 % Kraftwerkskohle und 13 % Kokskohle. Der Rückgang hatte sich Ende des Jahres 2014 bereits angedeutet, als die Steinkohlenförderung gegenüber dem Vorjahr stagnierte. Chinas Inlandsnachfrage ging zurück, so fielen die chinesischen Kohlenimporte fast um ein Drittel. Dies war Ausdruck einer an Dynamik verlierenden Konjunkturentwicklung sowie eines strukturellen Umbauprozesses und einer Neuausrichtung der chinesischen Energiewirtschaft. Mit über der Hälfte der weltweiten Steinkohlenförderung dominierte die Volksrepublik aber weiterhin diesen Wirtschaftszweig. Rückläufig war die Steinkohlenproduktion ebenfalls in Indonesien, Australien, Südafrika und Kolumbien, während sie in Russland und Indien zunahm. Seit fast zwei Jahren im Amt, ist die indische Regierung unter Modi somit auf gutem Weg, ihre Wahlversprechen hinsichtlich einer höheren Kohleneigenversorgung zumindest teilweise zu erfüllen. Auch der seewärtige Steinkohlenwelthandel verminderte sich im Jahr 2015 im Vergleich zum Vorjahr um mehr als 7 % auf 1,1 Mrd. t. Ursächlich dafür war die rückläufige Entwicklung der Nachfrage der Schwellenländer, insbesondere Chinas und Indiens.

Die Konstellation von hohen Kapazitätsüberhängen auf der Angebotsseite und nachlassender Nachfragedynamik insbesondere der Schwellenländer ließ die Weltmarktpreise für Kraftwerkskohle drastisch fallen. So notierte der monatliche Durchschnittspreis für Kraftwerkskohle frei Nordwesteuropa zum Anfang dieses Jahres erstmals seit dem Jahr 2003 wieder unterhalb der Marke von 50 €/t SKE. Ausgelöst durch die weltweite Stahlkrise in den Jahren 2014 und 2015 ging auch die Nachfrage nach Kokskohle rapide zurück, was in der Folge auch in diesem Marktsegment zu erheblichen Preisrückgängen führte. Im Zeitraum Januar 2014 bis Dezember 2015 fiel zum Beispiel der Preis für australische Premium-Kokskohle um mehr als 40 % auf ein Niveau deutlich unterhalb von 80 US-$/t ab Verladehafen in Westaustralien (Queensland).

Erheblichen Einfluss auf die Kohlenpreise frei Zielhafen hatten zudem die Seefrachtraten von Capesizern – Massengutfrachtern mit Ladevolumina von 120 000 bis 180 000 dwt (dead weight tons), die vorwiegend für den Kohlen- und Erztransport genutzt werden. Die infolge des internationalen Rohölpreisverfalls stark gesunkenen Treibstoffkosten für Schiffsdiesel ermöglichten den Schiffseignern, die ohnehin schon auf Rekordtiefs verweilenden Seefrachtraten weiter zu senken. Ein massives Schiffsraumüberangebot hält die Seefrachtraten von Massenguttransportern schon seit Jahren auf niedrigem Niveau.

Der hohe Kohlenpreisverfall hat bereits zu einer Reihe von Produktionskürzungen geführt und insbesondere in den USA mehrere große Kohlenproduzenten zu Marktaustritten gezwungen. Wegbrechende Einnahmen aus Rohstoffexporten beeinträchtigten zudem die wirtschaftliche Entwicklung der Mehrheit der Schwellenländer. Von den BRICS-Ländern profitierte einzig Indien vom Rohstoffpreisverfall. In der EU führte der Kohlenpreisrückgang zum Ende des Untertage-

Steinkohlenbergbaus in Großbritannien, Spanien handelte mit der EU-Kommission höhere Kohlenhilfen für die heimischen Kohlenkraftwerke aus und Polens neue Regierung konnte die Steinkohlenbergbausparte durch ein umfangreiches Sanierungsprogramm vorerst retten.

Derzeit ist kaum absehbar, welche Konsequenzen die globale Klimaschutzvereinbarung, die im November 2015 in Paris beschlossen wurde und im April 2016 in New York bei den Vereinten Nationen zur Unterschrift kam, auf die internationale Energieversorgung im Allgemeinen sowie auf die Kohlenindustrie im Besonderen haben wird. Internationale Investoren haben bereits schon im Vorfeld begonnen, den Klimawandel betreffende Aspekte einzupreisen und Investments in fossile Energierohstoffe zu verringern. Ob dies aber auf lange Sicht klug ist, bleibt fraglich. Denn eine Vielzahl von Energieverbrauchsprognosen und -szenarien attestiert der Kohle, auch in Zukunft und selbst unter Berücksichtigung strenger Klimaschutzauflagen für die Deckung des globalen PEV unverzichtbar zu bleiben. Für den weltweiten Stromerzeugungsmix gilt dies trotz des Siegeszugs der erneuerbaren Energieträger gleichermaßen.

Kapitel 1
Rahmenbedingungen

Foto: Thomas Willemsen/Stiftung Zollverein

Aktuelle Unternehmensentwicklungen

Mitglieder des seit dem Jahr 1968 bestehenden Gesamtverbands Steinkohle e. V. sind heute die RAG Aktiengesellschaft (RAG) mit der Mehrzahl ihrer Konzerntöchter sowie die STEAG GmbH.

Die RAG, im Jahr 1968 als Ruhrkohle AG gegründet, in späteren Jahren zu einem diversifizierten Spartenkonzern umgebaut und seit dem Jahr 2007 wieder weitgehend auf den deutschen Steinkohlenbergbau konzentriert, bündelt die Aktivitäten des deutschen Steinkohlenbergbaus in der RAG Deutsche Steinkohle AG sowie der RAG Anthrazit Ibbenbüren GmbH. Politisch ist der RAG der sozialverträgliche und geordnete Auslauf des subventionierten heimischen Steinkohlenbergbaus bis zum Ende des Jahres 2018 vorgegeben. Dieser politische Auftrag wird planmäßig umgesetzt. Nachdem in den letzten Jahren das Saarrevier und das letzte Bergwerk am Niederrhein stillgelegt worden waren und zum Jahreswechsel 2015/2016 nach 116-jähriger Betriebsdauer auch das traditionsreiche Bergwerk Auguste Victoria in Marl geschlossen wurde, sind derzeit in Deutschland bis Ende des Jahres 2018 nur noch zwei Steinkohlenbergwerke in Nordrhein-Westfalen in Betrieb: Prosper-Haniel in Bottrop, das letzte Bergwerk im Ruhrgebiet, und das Bergwerk Ibbenbüren im nördlichen Münsterland an der Grenze zu Niedersachsen.

Neben dem Steinkohlenbergbau hat die RAG schon seit Langem Konzernaktivitäten im Umfeld der Steinkohlengewinnung in Tochterunternehmen entwickelt. Die RAG Montan Immobilien GmbH verwaltet bereits seit über 35 Jahren die Liegenschaften des RAG-Konzerns und begleitet den Anpassungsprozess des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen und im Saarland, indem sie industriell vorgenutzte Bergbauareale zu anderweitig nutzbaren Standorten entwickelt. Im Jahr 2015 war sie für rund 10 000 ha Fläche und 1 300 Gebäude aus dem RAG-Bestand verantwort-

Steinkohlenbergwerke und Standorte in Deutschland

Bergwerke
1 Prosper-Haniel
2 Ibbenbüren
Auguste Victoria
(stillgelegt am 01.01.2016)

Standorte des RAG-Konzerns

Herne:
RAG
RAG Deutsche Steinkohle
RAG Mining Solutions
RAG Ruhranalytik
RAG Verkauf
Sitz des GVSt

Essen:
RAG Montan Immobilien

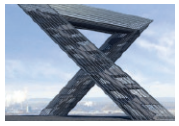
Recklinghausen:
RAG Konzernrevision

Ensdorf:
Regionalverwaltung Saar

Photovoltaik auf dem Gelände des ehemaligen Bergwerks Velsen

lich. Ihre Tätigkeiten bauen sich heute im Wesentlichen auf vier Geschäftsfeldern auf. Die Flächen- und Immobilienentwicklung zur Veräußerung an Dritte leistet einen Beitrag zum Strukturwandel in den Bergbaukommunen. Gewerbeflächen werden für Technologie- oder Logistikzentren oder für Stadt-, Kultur- und Wohnquartiere weiterentwickelt, in jüngerer Zeit auch zur Bewältigung der Flüchtlingskrise sowie – künftig zunehmend bedeutsam – für Energieparks. Beispielhaft sei die im Jahr 2016 beschlossene Beteiligung als Gesellschafterin der Landesgartenschau Kamp-Lintfort 2020 GmbH erwähnt. In dieses kommunale Großprojekt werden weitere Flächen des ehemaligen Bergwerks West eingebracht und rekultiviert, wie dort zuvor schon Flächen vom Nordrand des Bergwerksgeländes als Standort für die neue Hochschule Rhein-Waal erschlossen worden waren. Beides dient dazu, die Stadt Kamp-Lintfort nach der Stilllegung des Bergwerks aktiv beim Strukturwandel zu unterstützen. Zu den Hauptgeschäftsfeldern der RAG Montan Immobilien GmbH gehören heute ferner das Management der konzerneigenen Immobilien, Dienstleistungen im Umweltmanagement sowie diverse

Entwicklungsgeschichte der RAG

1968	1997	2007	2018	2019
Gründung als Ruhrkohle AG	Umbau zum diversifizierten Spartenkonzern RAG	Konzentration auf den deutschen Steinkohlenbergbau	Beendigung der subventionierten Steinkohlenförderung	Fortführung der RAG mit Bergbaufolgeaktivitäten
				

Grafik: RAG, 2016

Von der STEAG betriebenes Steinkohlenkraftwerk Morupule in Botswana

Projekte im Bereich erneuerbarer Energien durch innovative Nutzung ehemaliger Bergbauinfrastruktur zur Unterstützung der Energiewende. Hierzu zählen Windkraftanlagen auf Halden, Biomasseparks auf ehemaligen Bergbaugeländen und anderes mehr. Insbesondere im Saarrevier erfolgte der Ausbau von Photovoltaik auf Dach- und Freiflächen durch die Tochter montanSOLAR GmbH.

Die RAG Verkauf GmbH, gegründet bereits im Jahr 1953, betreibt die Vermarktung der heimischen Steinkohle und beschafft, soweit zur Versorgung der Kunden erforderlich, auch Importkohle und -koks. Trotz des schwieriger werdenden Marktumfelds konnten die damit verbundenen Herausforderungen auch in den Jahren 2015 und 2016 erneut gut bewältigt werden. Außerdem führt die RAG Verkauf GmbH ergänzende Handels- und Logistikaktivitäten durch, vermarktet Bergematerial und ist mit teils neuen, viel versprechenden Ansätzen in der Brennstoff- und Wertstoffaufbereitung tätig.

Die im Jahr 2009 gegründete RAG Mining Solutions GmbH hatte zunächst die Aufgabe, nicht mehr benötigtes Bergbauequipment und technologisches Know-how aus dem deutschen Steinkohlenbergbau international zu vermarkten. Ersteres erfolgt in abnehmendem Umfang weiter, im Jahr 2015 unter anderem der Verkauf von nicht mehr gebrauchten Ausbauschilden nach Polen. Bei Letzterem fokussiert sie sich inzwischen auf die Erbringung interner technischer Dienstleistungen für den noch aktiven inländischen Steinkohlenbergbau – so zum Beispiel im Bereich intelligente Strebautomatisierung –, nachdem das internationale Beratungsgeschäft infolge der globalen Bergbaukrise stark eingebrochen ist. Spezifische Dienstleistungen für den Konzern leisten des Weiteren die RAG Ruhranalytik GmbH und die RAG Konzernrevision GmbH.

Die STEAG GmbH mit Sitz in Essen, im Jahr 1937 als Steinkohle-Elektrizität AG zum Betrieb von (zunächst zwei) Industriekraftwerken für den Ruhrbergbau gegründet und von 1969 bis 2007 Tochterunternehmen unter dem Dach der RAG, steht seit nunmehr fast 80 Jahren national und international für eine umweltverträgliche, effiziente und sichere Strom- und Energieversorgung. Eigentümerin der STEAG ist heute die KSGB kommunale Beteiligungsgesellschaft GmbH & Co. KG, ein Konsortium aus sieben kommunalen Unternehmen des Ruhrgebiets. Die STEAG ist die größte Steinkohlenverstromerin in Deutschland mit neun inländischen Steinkohlenkraftwerken und betreibt darüber hinaus mehrere Steinkohlenkraftwerke im Ausland.

Ihr gesamtes Energieportfolio ist jedoch wesentlich umfassender. Die STEAG ist unter anderem auch die größte Anbieterin von inländischer Fernwärme sowie größte deutsche Betreiberin von Grubengas- wie auch von Biomassekraftwerken. In den letzten Jahren hat sie zudem ihre Aktivitäten im gesamten Bereich erneuerbarer Energien von der Windkraft über Solarenergie bis zur Geothermie ausgebaut. Neben Großkraftwerken betreibt sie inzwischen 200 dezentrale Anlagen und verfügt insgesamt über eine installierte Leistung von über 10 100 MW, davon 8 200 MW in Deutschland (Stand: 31. Dezember 2015). Seit dem Jahr 2015 erfolgen auch erhebliche Forschungsaktivitäten in die Erprobung innovativer Großbatteriesysteme zur Sicherung der Netzstabilität. Derzeit werden an sechs Standorten Großbatteriesysteme mit je 15 MW Leistung errichtet. Das Investitionsvolumen hierfür beträgt 100 Mio. €. Die STEAG bietet gemeinsam mit ihren Tochtergesellschaften zudem energietechnische Dienstleistungen für alle Phasen der Energieversorgung an, von der Planung und Entwicklung von Anlagen über ihren Bau, Betrieb und ihre Wartung bis zur Vermarktung von Strom und Wärme sowie Kraftwerksnebenprodukten. So bildet sie heute die gesamte Wertschöpfungskette der Energieversorgung ab.

Mit ihrem diversifizierten Geschäftsmodell vermochte es die STEAG, ihr Ergebnis in den letzten Jahren trotz einer schwierigen Marktsituation in etwa stabil zu halten. Im Jahr 2015 erwirtschaftete sie mit gut 5 900 Mitarbeitern einen Umsatz von knapp 3,6 Mrd. €. Für die absehbare Zukunft haben sich ihre Ergebniserwartungen jedoch deutlich eingetrübt, weil sich die Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus konventionellen Großkraftwerken durch die Energiewende

Das aktuelle „Strategiehaus“ der STEAG

Mission
STEAG

Effiziente und sichere Energieerzeugung – national und international

ZIELE	Deutschlandgeschäft zukunftsfähig aufstellen		Ertragsstarkes Wachstum im Ausland realisieren		Anteil erneuerbarer Energien signifikant ausbauen
STOSSRICHTUNGEN/INITIATIVEN	Bestands-kraftwerke optimieren	In Deutschland gezielt wachsen	Handel weiter-entwickeln	Ertragsstarke Auslandsprojekte als IPP realisieren	Dienstleistungen ausbauen
	• Laufzeiten verlängern • Wirtschaftlichkeit steigern • Kompetenz sichern/weiter-entwickeln • Technische und organisatorische Flexibilität erhöhen	• Dezentrale Erzeugung stärken sowie KWK und Fernwärme weiterentwickeln • Wind Onshore aus-bauen und Opportunitä-ten im konventionellen Bereich nutzen • Stadtwerkepartner-schaft umsetzen	• B&O als Commodity-Handelshaus ausbauen • B&O inter-nationalisieren	• Entwicklung und Realisierung von Projekten in Schwerpunkt-ländern und opportunitätsge-trieben * • Ausbau Portfolio Wind Onshore Europa • Internationale Marktkennt-nisse weiterentwickeln • Schlagkraft Projekt-entwicklung erhöhen	• Mit Services im In- und Ausland weiter wachsen • Kommunale und indus-trielle Dienstleistungen erweitern • Interne Dienst-leistungen im STEAG-Konzern vertiefen

Grafik aus Konzernlagebericht STEAG, 3/2016

*wirtschaftliche Projekte in Nichtschwerpunktländern

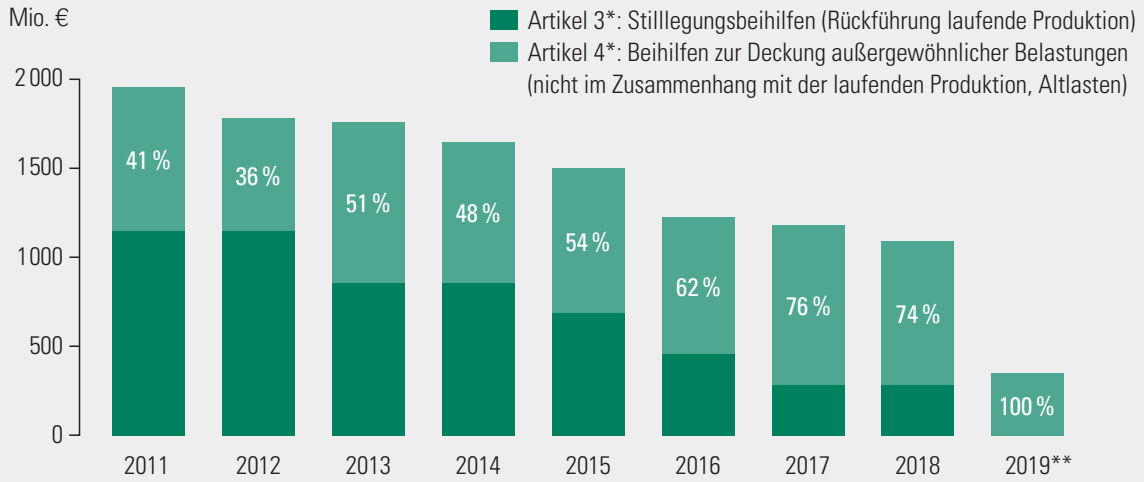
weiter erheblich nachteilig verändert haben und vor allem der Verfall der Großhandelsstrompreise das Inlandsgeschäft stark belastet. Der gleichzeitige Einbruch der internationalen Steinkohlenpreise hat der auf niederflüchtige Kohlen spezialisierten STEAG auf der Brennstoffseite außerdem Wettbewerbsvorteile genommen. Dieser Entwicklung begegnet die STEAG strategisch unter anderem mit Wachstum im Bereich der erneuerbaren Energien und bei Energiedienstleistungen im In- und Ausland, weiteren Optimierungen in den Produktionsprozessen und in der Verwaltung sowie Investitionen in erneuerbare Energien und die Speichertechnologie.

Ein wichtiger Baustein für die weitere Entwicklung der STEAG sind zudem ihre Aktivitäten im Fernwärmesektor. Dazu gehört zentral auch das von der STEAG Fernwärme GmbH als Hauptbeteiligte gemeinsam mit der Fernwärmeversorgung Niederrhein (FN) und der Energieversorgung Oberhausen (evo) gestartete Projekt der Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr. Dafür ist im Jahr 2015 von ihnen die Projektgesellschaft Fernwärmeschiene Rhein-Ruhr GmbH (FWSRR) gegründet worden, die ab dem Jahr 2017 die bereits bestehenden Fernwärmeschienen Ruhr und Niederrhein schrittweise verknüpfen und zum größten Fernwärmeverbund in Europa erweitern soll. Das Projekt wird unter anderem von der nordrhein-westfälischen Landesregierung, der EnergieAgentur.NRW und der KlimaExpo.NRW aktiv unterstützt, denn es bietet neben den Klimaschutzvorteilen auch klare ökologische wie auch regional- und gesamtwirtschaftliche Vorteile. Zur Fernwärmeversorgung wird (Ab-)Wärme aus industriellen Prozessen, thermischen und regenerativen Kraftwerken sowie der Müllverbrennung in der Region genutzt. Diese stammt zu einem erheblichen Teil aus der KWK, was Energieressourcen und das Klima schont und somit eine besonders umweltverträgliche und effiziente Form der Energienutzung darstellt. Zugleich wird Preisstabilität und eine sichere, von den internationalen Energiemarktentwicklungen weitgehend unabhängige Versorgung gewährleistet.

Auslaufrahmen für den heimischen Steinkohlenbergbau

Für den heimischen Steinkohlenbergbau gelten unverändert die politischen Rahmenvorgaben für die sozialverträgliche Beendigung der subventionierten Steinkohlenförderung bis zum Endes Jahres 2018. Diese sind durch das nationale Steinkohlefinanzierungsgesetz und die begleitende Rahmenvereinbarung von 2007 sowie den EU-Ratsbeschluss über „staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nichtwettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke“ vom Dezember 2010 und die Genehmigung des entsprechenden deutschen Stilllegungsplans durch die EU-Kommission von 2011 rechtlich fixiert. Die

EU-rechtlich genehmigte Stilllegungsbeihilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau



* Bestimmungen der Ratsentscheidung 2010/787/EU.
** von 2019 an können Abschreibungen aus der Stilllegung der letzten Bergwerke und weitere Aufwendungen für stillgelegte Produktionseinheiten sachgerecht über mehrere Jahre verteilt werden. Schätzwert für 2019

von der RAG darauf ausgerichtete (Auslauf-)Bergbauplanung wird seither Schritt für Schritt zuverlässig umgesetzt. Politik und Administration haben ihrerseits die gegebenen Finanzierungszusagen bislang zuverlässig erfüllt.

Mit der bevorstehenden Stilllegung des deutschen Steinkohlenbergbaus wird ein schon seit Jahrzehnten laufender Anpassungs- und Umstrukturierungsprozess bis Ende 2018 sozialverträglich, das heißt ohne Massenentlassungen „ins Bergfreie", zu Ende geführt. Um das Ausmaß der Anpassung deutlich zu machen: In den Hochzeiten der 1950er Jahre, bevor die erste „Kohlekrise" begann, beschäftigte der heimische Steinkohlenbergbau noch gut 600 000 Bergleute und gehörte zu den bedeutendsten Industriezweigen in ganz Deutschland und erst recht in Nordrhein-Westfalen wie im Saarland. Ungefähr 1,5 Mio. Arbeitsplätze hingen damals insgesamt von ihm ab.

Die Gesamtbelegschaftszahl des Steinkohlenbergbaus lag 1968, im Jahr der Gründung der Ruhrkohle AG, noch bei 286 000. Im Jahr 1990 betrug sie 130 000. Bis zum Jahr 2015 ist sie unter die Marke von 10 000 gefallen – dies ist der niedrigste Belegschaftsstand seit Mitte des 19. Jahrhunderts.

Im Steinkohlenbergbau geht es heute nicht nur um die sozialverträgliche Anpassung der Belegschaft und die verlässliche Erbringung der bis Ende des Jahres 2018 vereinbarten Förderleistung, sondern auch um die systematische Vorbereitung auf die Zeit des Nachbergbaus. Die RAG wird als Unternehmen auch nach dem Ende des deutschen Steinkohlenbergbaus weiter tätig sein, aber ihre hauptsächlichen Aktivitäten werden dann andere sein als bisher. Insbesondere wird sie sich dann der nachhaltigen Bewältigung der Bergbaufolgen – inklusive der fach- und sachgerechten Bewältigung von Bergschäden und Altbergbauproblemen – und dauerhaft den sogenannten Ewigkeitsaufgaben wie Grubenwasserhaltung, Grundwasserreinigung und Poldermaßnahmen zu widmen haben.

Darüber hinaus wird sie mit den zukunftsfähigen Aktivitäten der Töchter fortbestehen. Die organisatorischen Vorkehrungen dafür laufen in allen Unternehmensbereichen. Insgesamt wird die RAG einen in der Geschichte der deutschen Industrie bisher einmaligen Transformationsprozess vollziehen, von einem großen industriell produzierenden Unternehmen des endlichen Bergbaus zu einem Betrieb mittelständischer Größe mit einer Kernaufgabe von unbegrenzter Dauer, dem Grubenwassermanagement.

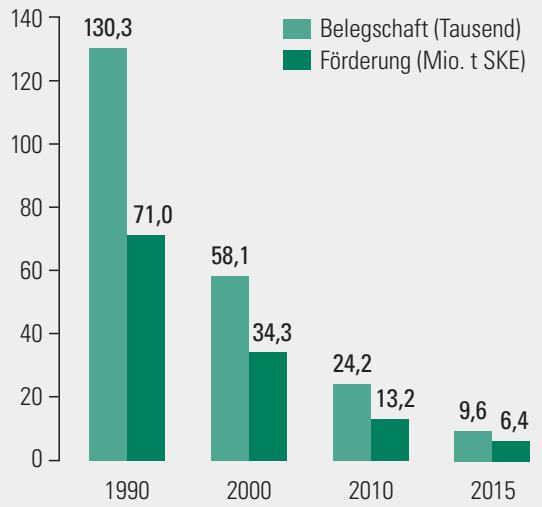
Die dazu nötigen Grubenwasserhaltungskonzepte für die Reviere an Ruhr, Saar und in Ibbenbüren sind mit Politik und Behörden in den Jahren 2015 und 2016 weiter konkretisiert worden. Erklärtermaßen oberstes Gebot für die RAG ist und bleibt dabei der Trinkwasserschutz. Zu dem speziellen Thema

Reststoffe unter Tage findet sich in diesem Jahresbericht ein gesonderter Beitrag. In jedem Fall stellt der Nachbergbau neue Herausforderungen.

Die RAG hat einen international anerkannten Expertenkreis ins Leben gerufen. Dieser Expertenkreis wurde von dem ehemaligen Leiter des Geologischen Dienstes in Nordrhein-Westfalen, Prof. Klostermann, identifiziert. Er setzt sich zusammen aus Experten und Wissenschaftlern, die sich mit der Geologie und Hydrogeologie auskennen. Dieser Expertenkreis wird autonom alle Facetten des Grubenwasserkonzepts der RAG durchleuchten. Von diesem Expertenkreis will die RAG lernen, welche weiteren Aspekte bei den Planungen zur Grubenwasserhaltung in Nordrhein-Westfalen und dem Saarland über die bisherigen hinaus thematisierten, wie PCB und Bruchhohlraumverfüllung, zu berücksichtigen sind. Im Vordergrund steht der verantwortungsvolle Umgang mit den Folgen des Bergbaus. Oberstes Ziel der RAG ist es, dass die Umsetzungen der Grubenwasserkonzepte in den Bergbauregionen keine Gefahr für Mensch und Umwelt darstellen. Der wissenschaftliche Begleitkreis soll die RAG dabei unterstützen.

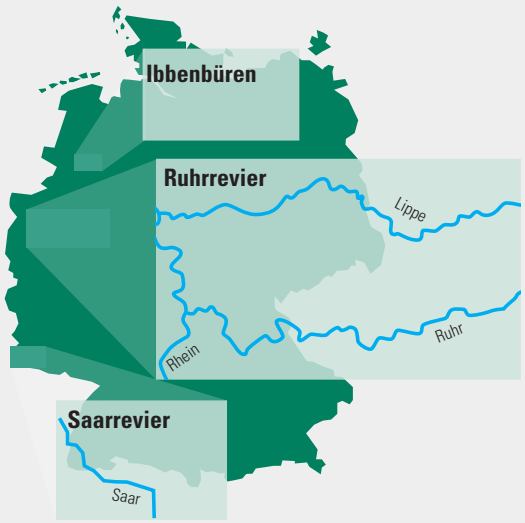
Ebenso wichtig wie erfreulich ist, dass der Nachbergbau auch von der Wissenschaft als Forschungsfeld erschlossen wird. Die Technische Hochschule Georg Agricola in Bochum hat im Jahr 2015 das weltweit erste „Forschungszentrum Nachbergbau" eröffnet. Dieses beschäftigt sich mit den vielfältigen wissenschaftlichen Fragestellungen rund um die Ewigkeitsaufgaben, den Altbergbau und die ehemaligen Bergbauflächen. Bereits im Jahr 2012 war eine Kooperationsvereinbarung mit der RAG-Stiftung mit dem Ziel, Forschung, Lehre und Weiterbildung in den Bereichen Geoingenieurwesen und Nachbergbau zu etablieren, getroffen worden. Im Jahr 2012 sind auch eine Stiftungsprofessur, ein Labor und ein Master-Studiengang für dieses Fachgebiet eingerichtet worden. Das neue Forschungszentrum soll diesen Forschungszweig nun noch stärker interdisziplinär entwickeln und neben den technischen und

Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau



RAG Altbergbau

Anzahl der Steinkohlenberechtsame RAG Flächen	728 5 283 km²
Anzahl der Nicht-Steinkohlenberechtsame RAG Flächen	51 138 km²
Tagesöffnungen im Zuständigkeitsbereich der RAG	7 348
Fläche des oberflächennahen Bergbaus	285 km²
Sanierungs- u. Sicherungsbaustellen 2015	52



Quelle: RAG

Grundsteinlegung der neuen Verwaltungszentrale von RAG-Stiftung und RAG Aktiengesellschaft auf dem Areal des Weltkulturerbes Zollverein

geo- bzw. naturwissenschaftlichen Aspekten auch soziale und ökonomische Themen des Wandels der ehemaligen Bergbauregionen wissenschaftlich untersuchen.

Der deutsche Steinkohlenbergbau ist seinerseits bestrebt, sein Know-how, das heißt den besonderen „Rohstoff Wissen" seiner Mitarbeiter, für die Ära des Nachbergbaus zu bewahren und einer neuen, für die künftigen Problemstellungen relevanten Nutzung zuzuführen. Dafür sind interne Werkzeuge und Prozesse entwickelt worden und im Einsatz. Zum erhaltenswerten Bergbauwissen gehören neben dem technologischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Know-how rund um die Rohstoffgewinnung, die Bergbauinfrastrukturen und die Bergbaufolgelasten auch die reiche Bergbaukultur sowie die sehr bewährte bergbauliche Sozialpartnerschaft.

Besonderen Symbolwert hat es daher, dass die RAG ihren Hauptsitz im Jahr 2017 auf das Areal des Weltkulturerbes Zollverein in Essen verlegt. Dieses ehemalige Bergbaugelände mit dem einst modernsten Steinkohlenbergwerk der Welt, das im Jahr 1986 stillgelegt wurde, ist inzwischen erfolgreich zu einem international renommierten, zukunftsfähigen Kultur- und Wirtschaftsstandort weiterentwickelt worden. Die RAG, deren neue Verwaltungszentrale als CO_2-neutrales „Green Building" konzipiert wird, kehrt damit zugleich in die Stadt zurück, in der das Unternehmen gegründet worden war. Die operativen Aufgaben der künftigen Ewigkeitsgesellschaft – vor allem das Monitoring der Grubenwasserhaltung und die Abwicklung von Bergschäden – werden auf dem Gelände des ehemaligen Bergwerks Pluto in Herne-Wanne, also ebenfalls im Ruhrgebiet, konzentriert. Hinzukommen werden die Standorte der Grubenwasserhaltungen in den ehemaligen Revieren, die nach den aktuellen Planungen von derzeit 19 auf voraussichtlich noch sieben reduziert werden sollen.

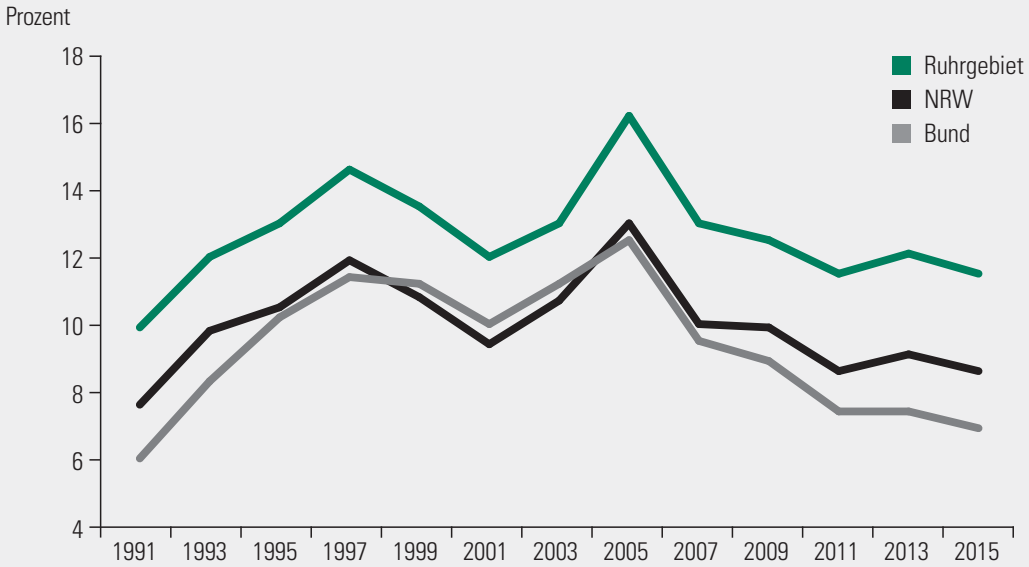
Auch der Sitz der RAG-Stiftung wird zum Standort Zollverein verlagert werden. Von dieser wird ein Stiftungsvermögen aus den Kapitalmarkterlösen für die aus dem „weißen Bereich" der früheren RAG hervorgegangene Evonik Industries AG sowie aus gezielten Kapitalmarktanlagen aufgebaut bzw. ausgeweitet, woraus die künftigen Ewigkeitsaufgaben finanziert werden sollen. Darüber hinaus unterstützt die RAG-Stiftung aus ihren Vermögenserträgen Einrichtungen und Projekte in Bildung, Wissenschaft und Kultur, soweit diese im Zusammenhang mit dem Steinkohlenbergbau stehen, so nicht zuletzt das Deutsche Bergbau-Museum in Bochum als das geplante historische „Gedächtnis" des Steinkohlenbergbaus. Zusammen mit der RAG, Evonik Industries und der IG BCE hat sie 2015/2016 außerdem das Sonderprojekt „Glückauf Zukunft" ins Leben gerufen, mit dem ein angemessener Abschied vom deutschen Steinkohlenbergbau Ende des Jahres 2018 vorbereitet und zugleich der Aufbruch in die Nachbergbauzeit signalisiert werden soll.

Strukturwandel in den Steinkohlenregionen am Beispiel Ruhrgebiet

Der Anpassungs- und Auslaufprozess des Steinkohlenbergbaus beeinflusst den wirtschaftlichen und sozialen Strukturwandel in den Steinkohlenregionen erheblich. Dies geschah früher aufgrund der damals großen Bedeutung des Steinkohlenbergbaus in sehr prägender Weise. Dieser Einfluss

Entwicklung der Arbeitslosenquote im Ruhrgebiet im Vergleich zu NRW und dem Bund

Arbeitslosenquote (BfA), jeweils September



Quelle: RVR, 2016

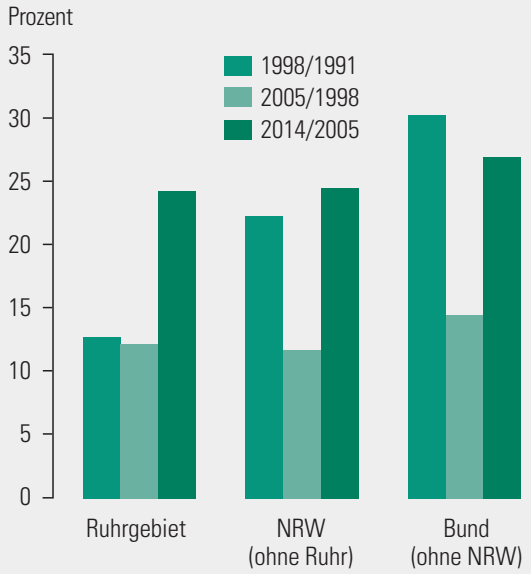
ist, wenngleich mit abnehmender Wirkung, auch gegenwärtig und künftig weiter spürbar. Das lässt sich am Beispiel des Ruhrgebiets, dem einstigen „Kohlenpott", besonders deutlich und prominent demonstrieren.

Das Ruhrgebiet – in der Abgrenzung des Regionalverbands Ruhr (RVR) mit dessen elf kreisfreien (Groß-)Städten und vier Landkreisen mit zusammen 52 Kommunen als Gesamtheit der „Metropole Ruhr" – ist mit seinen rund 5,1 Mio. Einwohnern der größte urbane Ballungsraum Deutschlands und der drittgrößte in der EU. Das Ruhrgebiet hat in den letzten Jahrzehnten einen in Westdeutschland beispiellosen Strukturwandel vollzogen. Es gibt zwar immer noch die klassischen Montanindustrien Kohle und Stahl, doch sie bilden schon lange nicht mehr die sektoralwirtschaftlichen Schwerpunkte der Region. Andere Industriezweige haben sich neu angesiedelt, sind aber zum Teil schon wieder verschwunden, wie etwa Nokia und Opel in Bochum. Die meisten industriellen Kerne sind zwar noch vorhanden, doch ist der Anteil des produzierenden Gewerbes an der gesamten Wertschöpfung im Ruhrgebiet inzwischen geringer als im übrigen Nordrhein-Westfalen und im Bundesdurchschnitt. Zwar fand in der letzten Dekade eine Art Aufholprozess statt. Nach wie vor ist das Ruhrgebiet der Stammsitz einiger großer börsennotierter Industrieunternehmen wie ThyssenKrupp, Hochtief oder Evonik, doch in jüngster Zeit zeichnen sich erneut einige Rückschläge für die Ruhrindustrie ab. So dämpft die jüngste Abschwächung des Welthandels die Geschäftsentwicklung gerade der in den Vorjahren besonders im Export und im Auslandsgeschäft erfolgreichen Industrie. Auf nationaler Ebene führt speziell die Energiewende zu Umsatz- und Gewinneinbrüchen der konventionellen Energieversorgung, die sich auf einige große Unternehmen der Region wie E.ON, RWE oder BP Europa, aber auch auf viele Stadtwerke negativ auswirken. Durch die Belastungen infolge der europäischen Klimapolitik und die aktuelle internationale Wettbewerbssituation der Stahlindustrie steht zudem der Stahlstandort Ruhrgebiet erneut stark unter Druck.

Im Ruhrgebiet dominiert indes längst der Dienstleistungssektor. Das größte Gewicht haben dabei neben den ubiquitären Dienstleistungen Handel und Immobilienwirtschaft die Branchen Gesundheitswesen, Entsorgungs- und Umweltwirtschaft, Transport und Logistik – nicht zuletzt aufgrund der sehr zentralen Lage der Region im europäischen Transitverkehr – sowie insbesondere Bildung und Wissenschaft. Das Ruhrgebiet weist heute mit fünf Universitäten und 16 Hochschulen, an denen im Jahr 2015 mehr als 280 000 Studenten eingeschrieben waren, die europaweit größte regionale Hochschul- wie

Entwicklung der BIP-Wachstumsrate Ruhrgebiet im Vergleich zu NRW und dem Bund

Nominale Wachstumsraten Bruttoinlandsprodukt (BIP) für genannte Zeiträume



Quelle: IT.NRW 2016 (regionalisierte BIP-Zahlen für das Ruhrgebiet liegen nur bis 2014 vor); eig. Berechnungen

auch Studierendendichte auf. Hinzu kommen 130 außeruniversitäre Technologie- und Forschungszentren sowie eine Vielzahl staatlicher und privater Aus- und Fortbildungsstätten. Während sich das Ruhrgebiet bei den allgemeinen Schulabschlüssen einschließlich Abiturientenanteil kaum vom Rest der Republik unterscheidet, ist der Zuwachs der Zahl der Studenten an den Hochschulen bereits seit den 1990er Jahren und speziell seit dem Jahr 2007 deutlich größer als im Bund und im übrigen Nordrhein-Westfalen. In dieser Hinsicht ist die nach den Kohleausstiegsbeschlüssen von den Bergbaukommunen in Nordrhein-Westfalen gestartete Initiative „Wandel als Chance" mit ihrem zukunftsgerichteten regionalen Leitziel „Bildungsstandort Ruhr" durchaus schon Realität geworden. Das Ruhrgebiet leistet damit auch einen beachtlichen Beitrag zur Fachkräftesicherung für ganz Deutschland. Leider wandern aber immer noch (zu) viele Studenten nach ihrem Abschluss aus dem Ruhrgebiet ab, das heißt, die Region bildet praktisch für die übrige Republik mit aus. Diese Abwanderungstendenz kann nicht mit einem fehlenden Freizeit- und Kulturangebot der Region erklärt werden, das heute sehr reichhaltig ist und auch durch die Steigerung des Tourismus im Ruhrgebiet belegt wird. Für diesen hat sich speziell die regionale Industriekultur, unter anderem mit dem Welterbe Zollverein als einem ihrer Leuchttürme, als überaus attraktiv erwiesen. Auch an der Umweltsituation der Region kann es nicht liegen, denn der sprichwörtliche „blaue Himmel über der Ruhr" ist längst Wirklichkeit geworden und die Luftqualität der Region besser als in vielen vergleichbaren Ballungsräumen. Auch die einst so schmutzige Emscher, lange Zeit Abwasserkanal der Region, steht infolge des erfolgreichen langjährigen Großprojekts Emscherumbau vor der Renaturierung mit Badequalität.

Was indes noch immer fehlt, sind genügend Arbeitsplätze. Der beschriebene Wandel hat viele strukturelle Probleme für die Region mit sich gebracht, die bis heute nicht gelöst sind und tiefe Spuren gerade am Arbeitsmarkt hinterlassen haben. Die beachtliche Expansion etwa von Gesundheitswirtschaft, Tourismus oder Bildung und Wissenschaft konnte den Wirtschaftsstandort Ruhrgebiet bisher nur partiell fördern und die Beschäftigungsverluste nur begrenzt ausgleichen. Dem Wachstum einiger Branchen steht die Schrumpfung anderer Branchen gegenüber, was vor allen Dingen für den industriellen Sektor gilt. Der Niedergang der früheren Leitindustrien aus dem Montansektor konnte bis heute nicht genügend kompensiert werden. Es mangelt vor allem an der Gründung oder Ansiedlung neuer expansiver Unternehmen. Dies zeigt sich unter anderem am Rückstand des durchschnittlichen Pro-Kopf-Einkommens im Ruhrgebiet im Vergleich zum übrigen Nordrhein-Westfalen und dem Bund sowie an den überdurchschnittlichen regionalen Arbeitslosen- und Armutsquoten. Ebenso ist das regionale Lehrstellenangebot unterdurchschnittlich sowie die Verschuldung etlicher Ruhrgebietskommunen außerordentlich hoch.

In Verbindung mit der skizzierten strukturpolitischen Problematik des Ruhrgebiets, die noch weitaus mehr Facetten hat, gibt es seit Längerem eine Kontroverse darüber, ob der regionale Strukturwandel nicht zu langsam war und ob dabei vor allem der subventionierte Steinkohlenbergbau nicht schneller hätte beendet werden müssen. Dagegen steht die Position, dass durch einen zu schnellen Auslauf die Strukturprobleme noch verschärft worden wären und dass vielmehr der tatsächliche Strukturwandel eher zu schnell als zu langsam verlief. Dazu lassen sich zwar nur hypothetische Antworten geben, doch auf Basis wissenschaftlicher Methoden einige objektivierbare Einschätzungen treffen. Deshalb hatte der GVSt schon im Jahr 2006 das renommierte Prognos-Institut mit einer Studie zum Thema „Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen"

beauftragt, die dann im Jahr 2007 veröffentlicht worden ist. Gegenstand der Analysen und der Modellrechnungen dieser Studie von Prognos war ausschließlich der Ruhrbergbau. An dessen Beispiel sollten seinerzeit im Kontext der politisch geplanten Entscheidungen über den Auslauf des deutschen Steinkohlenbergbaus die regionalwirtschaftlichen Konsequenzen unterschiedlicher Ausstiegspfade (einschließlich Auslauf bis 2018) gegenüber einem rechnerischen Status-quo-Szenario oder – damals noch eine diskutierte Option – einem Szenario „Sockelbergbau" in Höhe von 10 Mio. t/a ab 2013 beleuchtet werden. Die Ergebnisse dieser Studie wurden zwar von der Politik damals kaum beachtet, sie sind sachlich aber weitgehend aktuell geblieben und liefern eine Reihe wichtiger Anhaltspunkte für die Beantwortung der genannten strukturpolitischen Streitfrage.

Die Prognos-Studie attestierte dem Steinkohlenbergbau im Jahr 2006 eine noch immer erhebliche regionalwirtschaftliche Bedeutung für das Ruhrgebiet. Durch direkte, indirekte und induzierte Effekte der Steinkohlenförderung hingen an jedem Bergbauarbeitsplatz weitere 1,3 Arbeitsplätze im wirtschaftlichen Umfeld, davon rechnerisch knapp ein weiterer Arbeitsplatz im Ruhrrevier. Diesen sogenannten Beschäftigungsmultiplikator hat für einen späteren Zeitraum die Anfang 2016 erschienene „Branchenanalyse Rohstoffwirtschaft" des EEFA-Instituts im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung noch einmal in etwa bestätigt. Infolgedessen führt der Auslauf des Steinkohlenbergbaus zu regional stark konzentrierten Beschäftigungsverlusten. Ein abrupter Auslauf, ein Sturzflug, hätte die Arbeitslosenquote im Ruhrgebiet damals im Durchschnitt um ungefähr zwei bis drei Prozentpunkte erhöht, in einigen Kommunen noch erheblich mehr. Selbst bei dem politisch beschlossenen gleitenden Auslauf bis Ende des Jahres 2018 geht die veranschlagte Zahl an Arbeitsplätzen in der Region dauerhaft verloren – auch wenn für die Beschäftigten im Steinkohlenbergbau sozialverträgliche Lösungen ohne Arbeitslosigkeit gefunden worden sind, der Wegfall zeitlich gestreckt wird und somit mehr Möglichkeiten für Beschäftigungswachstum in anderen Bereichen verbleiben. Durch den Auslauf des Steinkohlenbergbaus können von der öffentlichen Hand zwar die Subventionen für die laufende Produktion eingespart werden, nicht jedoch die Beihilfen für die Deckung der Stillsetzungskosten. Diese Alt- und Folgelasten machen inzwischen mehr als die Hälfte der verbliebenen Steinkohlenbeihilfen aus. Dadurch wird aber, so hat es Prognos belegt, in den öffentlichen Etats allenfalls im begrenzten Umfang „frisches Geld" für alternative regionale Verwendungen frei, sofern es denn überhaupt in die Region zurückfließt und nicht für andere staatliche Zwecke verwendet wird. Denn die Arbeitsplatz- und Produktionsverluste verursachen gleichzeitig fiskalische Folgekosten in Form von Mindereinnahmen bei Steuern und Sozialbeiträgen sowie Mehrausgaben für die dann relativ höhere Arbeitslosigkeit, die gegengerechnet werden müssen. Die Höhe dieser Folgekosten hängt maßgeblich davon ab, wie schnell die Arbeitsplatzverluste durch Beschäftigungswachstum in anderen Bereichen ausgeglichen werden bzw. wie hoch die „Arbeitsplatzersatzrate" ausfällt. Prognos errechnete eine jährliche Arbeitsplatzersatzrate bis zum Jahr 2018 in einer Größenordnung von 9 %, damit die Einsparungen an Subventionen die fiskalischen Folgekosten überwiegen. Vor dem Hintergrund der generellen Ausgangslage einer Unterbeschäftigung, seiner eigenen Trendprognose für den Strukturwandel in Nordrhein-Westfalen insgesamt und in Anbetracht der Erfahrungen mit der Umstrukturierung des Steinkohlenbergbaus in anderen Ländern wie insbesondere Großbritannien hielt Prognos das schon damals für nicht realistisch. Tatsächlich hat es bis heute zwar eine merkliche Zunahme der Erwerbstätigkeit auch im Ruhrgebiet gegeben, doch die Zuwachsrate, zumal die der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigung, lag seither bei 1 bis 2 % jährlich. Der Strukturwandel weg vom Steinkohlenbergbau ist daran gemessen für das Ruhrgebiet zu schnell umgesetzt worden.

Prognos warnte seinerzeit ausdrücklich: „Die erwünschten Anpassungsprozesse im Rahmen des Strukturwandels benötigen Zeit. Wird die Steinkohlenförderung zu schnell zurückgefahren, so ist ein sozialverträglicher Strukturwandel gefährdet, mit negativen Folgen nicht nur für den Arbeitsmarkt, sondern auch für das soziale Umfeld, begleitet von Abwanderung, Mindereinnahmen der kommunalen Haushalte und verringertem Handlungsspielraum für die soziale Infrastruktur." Prognos hatte dabei nicht in Frage gestellt, dass rein ökonomisch – energiepolitische und andere Aspekte ausgeklammert – ein Strukturwandel hin zu wettbewerbsfähigeren Strukturen „für die Region wünschenswert" wäre. Es müsste aber beachtet werden, dass „die Zusammenhänge in der Realität oft komplexer sind als landläufig angenommen oder in rein theoretischen Betrachtungen unterstellt". Von Prognos wurde explizit darauf hingewiesen, dass sich in enger Verbindung und regionaler Nähe zum heimischen Steinkohlenbergbau eine technologisch dynamische, international wettbewerbsfähige Bergbauzulieferindustrie entwickelt hatte, deren Bestand speziell im Ruhrgebiet auf die Dauer gefährdet würde. Ohne unterstützende Struktur- und Regionalpolitik wäre der trendmäßige Strukturwandel in jedem Fall zu langsam, um

den durch die Beendigung des Steinkohlenbergbaus bedingten Beschäftigungsrückgang im Ruhrgebiet auszugleichen. Die Wirtschafts- und Strukturpolitik von Bund und Land habe, so Prognos, in Bezug auf den Auslauf des Steinkohlenbergbaus Ende des Jahres 2018 die besondere Verantwortung, den Strukturwandel im Ruhrgebiet aktiv zu begleiten und dafür die notwendigen Mittel zu mobilisieren und einzusetzen. Das ist jedoch nur teilweise geschehen, der Bund hat sich von der Bereitstellung von Strukturhilfemitteln sogar ab dem Jahr 2015 freigestellt.

Ein positives Beispiel, wie gemeinsame Anstrengungen staatlicher Akteure, der privaten Wirtschaft und der betroffenen Bürger den Strukturwandel in den Steinkohlenregionen ziel- und zukunftsgerichtet voranbringen können, bietet unterdessen das im Jahr 2010 gestartete Projekt „InnovationCity Ruhr" des Initiativkreises Ruhr. Das Ziel dieses ehrgeizigen Projekts lautet, am Beispiel einer typischen Ruhrgebietskommune einen klimagerechten Stadtumbau mit Halbierung der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2020 bei gleichzeitiger Sicherung des Industriestandorts und spürbarer Verbesserung der Lebensqualität zu demonstrieren. Als erste InnovationCity Ruhr ist in einem Wettbewerbsverfahren zunächst Bottrop ausgewählt worden, also eine klassische Bergbaustadt und Standort des letzten Bergwerks im Ruhrrevier. Projektpartner sind hier neben der Stadt Bottrop und dem Initiativkreis Ruhr das Land Nordrhein-Westfalen (unter Einwerbung auch von EU-Förderung), das Wuppertal Institut als federführender wissenschaftlicher Begleiter und zahlreiche Unternehmen der Region, darunter die RAG und die STEAG. Von den Beteiligten wurde gemeinsam ein Masterplan aufgestellt, der allerdings nicht auf den einen großen Wurf von oben abstellt, sondern über 300 Einzelprojekte in den Bereichen Energie, Mobilität, Wohnen, Arbeit, Stadtplanung sowie Aktivierung und Beratung beinhaltet und auf intensiver Bürgerbeteiligung und enger Verzahnung mit den lokalen Akteuren beruht.

Im November 2015 konnte die Halbzeitbilanz der InnovationCity Ruhr vorgelegt werden, die sehr beachtlich ist und laut Pressestimmen das Projekt zu einem Musterbeispiel für eine „Energiewende von unten" macht. Bis zum Jahr 2015 konnte bereits eine Verringerung der kommunalen CO_2-Emissionen um 38 % erreicht werden, dies entspricht deutlich mehr als der Hälfte des Ziels von 50 % bzw. 100 000 t bis 2020. Zugleich wurden dafür Investitionen in der Stadt in Höhe von rund 290 Mio. € angeregt sowie erhebliche Beschäftigungseffekte realisiert.

Dies ist nicht nur durch einen Ausbau erneuerbarer Energien in der städtischen Energieversorgung gelungen. Trumpf ist die Steigerung der Energieeffizienz gewesen, unter anderem durch Installierung von 100 Klein-KWK-Anlagen, die Einführung einiger innovativer Strom- und Wärmespeicherkonzepte (zum Beispiel in Haldenkörpern) sowie deren Vernetzung mit lokalen Energiemanagementsystemen. Große Bedeutung hat zugleich, dass in Bottrop die energetische Gebäudesanierung einschließlich der Bestandsgebäude vorangebracht worden ist. Im Pilotgebiet wurde eine Modernisierungsrate von 3 %/a erreicht. Zum Vergleich: Im Bundesschnitt liegt die Rate nur bei knapp 1 %. Das erfolgreiche Projekt InnovationCity Ruhr wird künftig auf andere Ruhrgebietsstädte ausgedehnt werden. Für 20 weitere Stadtquartiere ist das quer durch die Region konkret beschlossen worden, auch das ist ein Beispiel für den Strukturwandel der Region. „Das Ruhrgebiet als Öko-Primus", titelte die Frankfurter Allgemeine Zeitung dazu.

Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die deutsche Volkswirtschaft befindet sich laut der Gemeinschaftsdiagnose der Wirtschaftsforschungsinstitute vom Frühjahr 2016 weiter in einem „moderaten Aufschwung". Rezessionsgefahren werden nicht befürchtet, wenngleich sich die bekannte „ifo Konjunktur-Uhr" zeitweise in den Abschwungbereich gedreht hat und sich der bisher hohe Wachstumsbeitrag der deutschen Exportgeschäfte angesichts der Abkühlung der Weltwirtschaft und der fragilen Situation in Teilen Europas voraussichtlich nicht fortsetzen wird. Die vorherigen Wachstumsprognosen sind darum von fast allen Instituten leicht nach unten korrigiert worden. Nach einer Wachstumsrate des realen Bruttoinlandsprodukts (BIP) Deutschlands von 1,7 % im Jahr 2015 werden nun 1,6 % für das Jahr 2016 und 1,5 % für das Jahr 2017 erwartet. Triebkraft des Aufschwungs ist jetzt hauptsächlich die Binnenkonjunktur, die von einem stabilen Konsum und erhöhten Bauinvestitionen gestützt wird. Grund dafür sind steigende Löhne und die insbesondere infolge der lang anhaltend niedrigen Öl- und Rohstoffpreise sehr niedrige Inflationsrate – für das Jahr 2016 wird ein Anstieg der Verbraucherpreise von höchstens 0,5 % erwartet. Außerdem tragen die relativ gute Beschäftigungslage, die immer noch extrem niedrigen Zinsen sowie etwas höhere Staatsausgaben vor allem aufgrund der Flüchtlingszuwanderung dazu bei. Von den Instituten vorerst nicht erwartet wurde ein Rückgang der seit Langem exorbitanten Leistungsbilanzüberschüsse, die im Jahr 2015 fast 240 Mrd. € betrugen und fast 8 % des nominalen BIP ausmachten, zumal ein weiterhin niedriger Eurokurs und eine starke preisliche Wettbewerbsfähigkeit neben der Qualität der Produkte die deutschen Exporte anhaltend begünstigen.

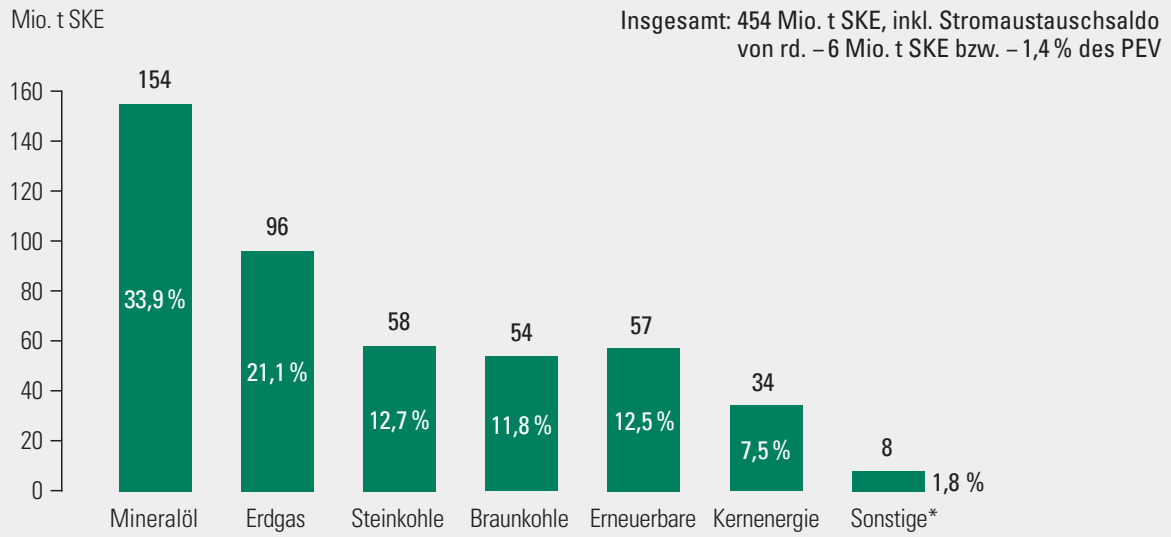
Ebenfalls wird eine Fortsetzung der positiven Entwicklung am Arbeitsmarkt mit erneuten Rekordzahlen an Erwerbstätigen erwartet. Die offizielle Zahl der Arbeitslosen verharrt nach den Prognosen jedoch im Jahr 2016 bei 2,7 bis 2,8 Mio. (zuzüglich rund 0,9 Mio. registrierten „Unterbeschäftigten") und könnte im Jahr 2017 sogar wieder leicht ansteigen, da die Arbeitsmarktintegration der hohen Zahl an Flüchtlingen in jedem Fall eine gewisse Vorlaufzeit braucht und erst schrittweise erfolgen kann. Die Arbeitslosenquote lag im Jahr 2015 deutschlandweit bei 6,4 %. Für das Jahr 2016 wird eine Quote von 6,2 % prognostiziert, bevor sie im Jahr 2017 wieder auf 6,4 % ansteigt. Die Lage am deutschen Arbeitsmarkt stellt sich somit vergleichsweise gut dar, allerdings bleibt das Ziel der Vollbeschäftigung weiter unerreicht.

Erhebliche Sorgen bereiten aus volkswirtschaftlicher Sicht – neben den vornehmlich geopolitischen Risiken für die Außenwirtschaft und den nach wie vor nicht gelösten Stabilitätsproblemen der Finanzmärkte – die Entwicklung der Produktivität und der Investitionen im Inland. Die Steigerungsrate der schon seit Jahren schwach ausgeprägten gesamtwirtschaftlichen (Stunden-)Produktivität wird für das Jahr 2016 in der eigenen Jahresprojektion der Bundesregierung nur mit 0,1 % veranschlagt. „Die Produktivität tritt auf der Stelle", hat das etwa BDI-Präsident Grillo kommentiert. Genauso gering ist der Zuwachs der Nettoanlageinvestitionen. Während es bei den Bauinvestitionen nicht zuletzt durch erhöhte Investitionen der öffentlichen Hand aufgrund der hohen Flüchtlingszahlen sowie durch etliche infrastrukturelle Nachholmaßnahmen deutlichere Zuwächse als in den Vorjahren gibt, lässt die Dynamik der Ausrüstungsinvestitionen der privaten Wirtschaft weiter nach. Die volkswirtschaftliche Nettoinvestitionsquote lag im Jahr 2015 bei bloß noch 1,3 % und sinkt weiter. Zum Vergleich: Im Jahr 2000 waren es noch 7,2 %.

Die Wirtschaftsforscher mahnen deshalb bei der Politik recht einhellig mehr staatliche Investitionen in Bildung, Forschung und die öffentliche Infrastruktur sowie bessere Maßnahmen und Rahmenbedingungen für private Investitionen an. Auf Regierungsebene wird dagegen auf die Beschränkungen durch vielfältige bestehende Ausgabenverpflichtungen und die grundgesetzlich fixierte Schuldenbremse, den Europäischen Fiskalpakt und das Ziel der „schwarzen Null" für den Bundeshaushalt verwiesen. Verstärkte wirtschafts- und gesellschaftspolitische Diskussionen gibt es über die Folgen des demografischen Wandels wie auch über die Folgen der messbar gestiegenen Ungleichheit bei Einkommen, Vermögen und sozialen Aufstiegschancen. Vereinzelte Stimmen verweisen auch auf einige spezielle Strukturprobleme, die bisher nicht als solche thematisiert worden sind. Dazu gehört das enorme volkswirtschaftliche Gewicht der deutschen Automobilindustrie. Falls diese einmal in eine schwere Branchenkrise käme, etwa durch aktuelle oder künftige Fehlentwicklungen bei Rohstoffen, Energie oder Umwelt- und Klimaschutz (Stichwort Elektromobilität), hätte dies in Deutschland weitreichende Auswirkungen, vor allem für heute sehr wohlhabende Regionen und alle in der Wertschöpfungskette verbundenen Sektoren.

Die Perspektiven und möglichen Folgen des Megatrends Digitalisierung müssen differenziert betrachtet werden. Während es hierbei in Deutschland spezifische Defizite im Hinblick auf Bildung und Infrastruktur gibt, scheint die deutsche Industrie, was die Digitalisierung ihrer Produktion und Logistik betrifft, nach einer Studie der Boston Consulting Group zur „Industrie 4.0" international bereits führend zu sein. Die Stärke des industriellen Sektors einschließlich des industriellen Mittelstands und der industrienahen Dienstleistungen besitzt in Deutschland seit je eine besonders große Bedeutung für die Wirtschafts- und Innovationskraft und damit den Wohlstand. Das Anfang des Jahres 2016 vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) gemeinsam mit den einschlägigen Wirtschaftsverbänden und Gewerkschaften ausgerufene „Bündnis für die Zukunft der Industrie" hat indes nicht nur die Digitalisierung als wesentliche Herausforderung für die deutsche Industrie benannt. Hierzu gehören neben generell günstigen Bedingungen für Investitionen und Innovationen sowie die internationalen Handelsbeziehungen auch die Akzeptanzfragen der Industrie und ganz explizit die „Gewährleistung einer stabilen und sicheren Energieversorgung sowie die wirtschaftliche Umsetzung der Energiewende". Gerade für energieintensive Unternehmen schließt das vor allem eine „industrieverträgliche" Klimapolitik ein. Die maßgeblichen Regelungen dafür, wie die zum CO_2-Emissionshandel oder betreffend Strompreiskompensationen, werden allerdings auf EU-Ebene getroffen oder von dieser bewilligt. Dies erklärt die mahnenden Worte von Bundeswirtschaftsminister Gabriel auf der vom Bündnis Zukunft der Industrie veranstalteten Konferenz „Zukunftsperspektive Industrie 2030" im Februar 2016: „Das Ziel, den Industrieanteil (am BIP) in Europa bis 2020 auf 20 % zu erhöhen, gehört für mich auch weiterhin auf die europapolitische Agenda und muss den gleichen Stellenwert erhalten wie das 20 %-Klimaziel." Dies ließe sich schon gar nicht erreichen, wenn der Industrieanteil in Deutschland (rund 30 % einschließlich Baugewerbe) geschmälert würde.

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2015



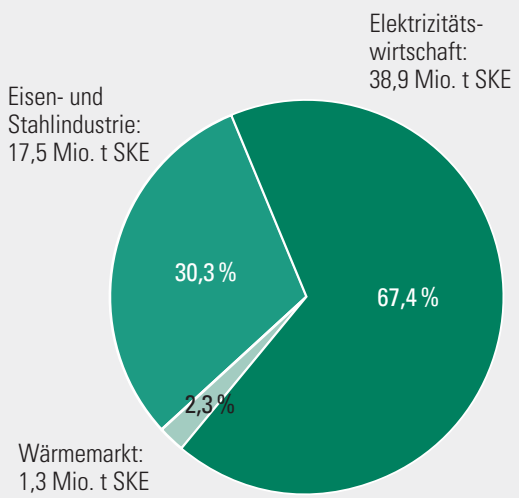
Quelle: AGEB, 3/2016

* insb. nicht biogener Abfall

Verbrauchsstruktur des deutschen Steinkohlenmarkts 2015

Gesamtverbrauch an Steinkohlen:
57,7 Mio. t SKE

davon heimische Förderung:
6,4 Mio. t SKE (= 11 %)



Energiewirtschaftliche Situation in Deutschland

Die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung ist gemeinsam mit der Umweltverträglichkeit nicht nur für die Industrie, sondern auch für die gesamte übrige Wirtschaft und die Bevölkerung eines Landes von fundamentaler Bedeutung.

Grundsätzlich muss beachtet werden: Etwa die Hälfte des Energiebedarfs in Deutschland wird für die Wärme- und Kälteerzeugung benötigt, ungefähr ein Drittel zur Stromerzeugung und der Rest für Treibstoffe. Um den jeweiligen Bedarf an Endenergie decken zu können, kommt es abgesehen von der Effizienz bei der Umwandlung und Nutzung maßgeblich auf die hinreichende Versorgung mit Primärenergie an. Dafür setzt Deutschland seit Langem auf einen breiten Mix aus den fossilen Energieträgern Öl, Gas und Kohle, aus mittlerweile immer mehr erneuerbaren Energien und, bis zum endgültigen Auslauf der Nutzung im Jahr 2022, aus Kernenergie. Bei den Gewichten im PEV in Deutschland dominiert nach wie vor das Mineralöl, auf das im Jahr 2015 ein Anteil von knapp 34 % entfiel, deutlich vor Erdgas mit einem Anteil von rund 21 %. Die Steinkohle hielt im Primärenergiemix des Jahres 2015 weiter den dritten Rang mit fast 13 %, dies noch knapp vor der Summe der erneuerbaren Energien – im Jahr 2016 ist mit einem Tausch dieser Ränge zu rechnen – und vor der Braunkohle mit fast 12 %. Auf den letzten Rängen im PEV liegen die Kernenergie und „sonstige Energien“ wie insbesondere

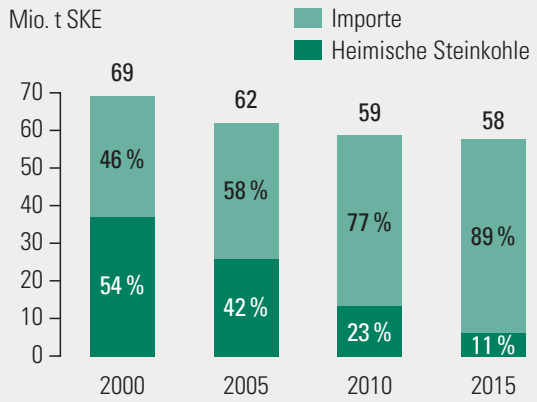
nicht biogener Abfall, aber unter anderem auch Grubengas. Bei der Entwicklung des gesamten PEV in Deutschland ist seit Jahren ein klar rückläufiger Trend zu erkennen, der gemessen am Wachstum der Wirtschaftsleistung eine steigende Energieproduktivität (seit 1990 im Schnitt +1,9 %/a) bzw. eine rückläufige Energieintensität zum Ausdruck bringt. Es gibt allerdings Ausnahmen, wie der leichte PEV-Zuwachs im Jahr 2015 von gut 1 % gezeigt hat, der auf eine kühlere Witterung als im Vorjahr mit Mehrbedarf an Heizenergien, den Bevölkerungszuwachs durch den Flüchtlingszustrom und auch konjunkturelle Faktoren zurückzuführen war.

Der Rohstoff Steinkohle wird in Deutschland weiterhin zum größten Teil, das heißt zu zwei Dritteln, als Kraftwerkskohle für die Stromerzeugung eingesetzt. Rund 30 % des Verbrauchs entfallen auf Kokskohle und Koks für die Eisen- und Stahlindustrie. Der Rest von etwa 3 % des Verbrauchs entfällt heute auf den Wärmemarkt, in dem die Steinkohle nur noch Nischenfunktionen für Hausbrand, Fernheizwerke, Gießereikoks und einige weitere gewerbliche Zwecke erfüllt.

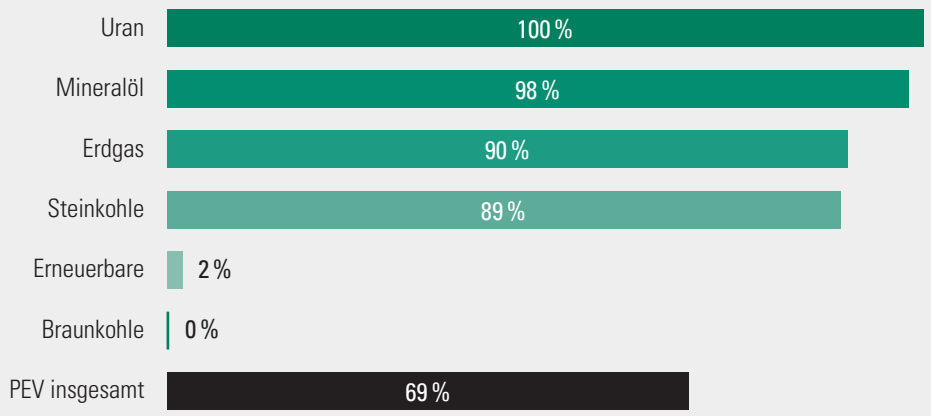
Der Steinkohlenverbrauch geht ebenfalls seit Jahren trendmäßig zurück, wenngleich im Jahr 2015 nur ein leichter Rückgang von 0,7 % gegenüber dem Vorjahr zu verzeichnen war. Noch ist der Bedarf in allen Verbrauchssegmenten recht stabil. Allerdings verändern sich die Anteile von heimischer und importierter Steinkohle infolge des Rückzugs des inländischen Steinkohlenbergbaus stetig. Der Anteil der Importkohle, der im Jahr 2000 noch bei 46 % lag, liegt inzwischen schon beinahe doppelt so hoch. Mit dem Aus der deutschen Steinkohlenförderung wird der Anteil der Importkohle ab dem Jahr 2019 zwangsläufig auf 100 % steigen. Wenige Jahre später wird voraussichtlich, sofern neue Methoden des sogenannten Fracking-Verfahrens in Deutschland nicht zur Anwendung gelangen, auch die Gewinnung von Erdöl und Erdgas in Deutschland zu Ende gehen, weil deren konventionelle Reserven erschöpft sein werden. Dann werden auch Erdöl und Erdgas vollständig importiert werden müssen.

Die Abhängigkeit der Energieversorgung Deutschlands von Öl- und Gasimporten ist schon lange sehr groß, und sie wird

Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland

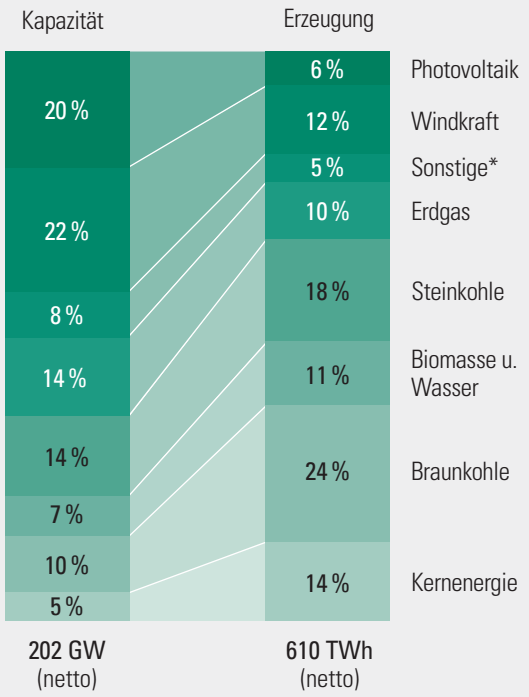


Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten 2015



Quellen: AGEB, 3/2016; eigene Berechnungen

Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2015



Quellen: BDEW, 4/2016 und 8/2016 (vorläufig)

* Öl, nicht biogene Abfälle, Deponie-, Klär-, Grubengas, Pumpspeicher etc.

trotz des weiteren Ausbaus der quasi heimischen Erneuerbaren noch lange bestehen bleiben, zumal wenn nach dem Auslauf der heimischen Steinkohle auch noch die heimische Braunkohle verdrängt werden sollte. Insgesamt wurden 69 % des PEV im Jahr 2015 durch Importe gedeckt. Dank der stark gesunkenen Weltmarktpreise für Rohöl, Erdgas und Steinkohle ist allerdings die außenwirtschaftliche Energierechnung Deutschlands, der Saldo des Außenhandels mit Energieträgern, im Jahr 2015 deutlich auf rund 62 Mrd. € gesunken. Im Jahr davor waren es noch knapp 85 Mrd. €, im Jahr 2012 sogar gut 100 Mrd. €, die für Einfuhren von Energierohstoffen gezahlt werden mussten – fast ein Viertel der Importe stammte allein aus Russland.

Anders als beim PEV sieht der Energiemix der Stromerzeugung aus, denn hier ist der Ausbau der erneuerbaren Energien am stärksten forciert worden – dies ist im Wärmemarkt und im Verkehrssektor, auf die ungefähr zwei Drittel des PEV entfallen, längst noch nicht in gleichem Maße geschehen. Zugleich hat die regenerative Stromerzeugung ihre schon im Jahr 2014 von der Braunkohle eroberte Spitzenstellung im Jahr 2015 weiter auf einen Anteil von 29 % ausgebaut. Nach der Braunkohle (Anteil 24 %) folgt auch hier auf dem dritten Rang die Steinkohle (18 %) vor der Kernkraft (14 %) und dem Erdgas (10 %). Das Mineralöl spielt in der deutschen Stromerzeugung nur eine geringe Rolle (knapp 1 %) und wird hier noch von den „Sonstigen" (darunter unter anderem die Grubengasverstromung) übertroffen (4 %).

Die Bruttostromerzeugung insgesamt nahm im Jahr 2015 um fast 3 % auf 645 TWh zu, was sich nicht nur durch einen höheren inländischen Stromverbrauch, sondern auch durch einen kräftigen Anstieg des Stromexportsaldos auf 52 TWh erklärt. Dieser hatte seine Ursache teils in Überschüssen an inländischem regenerativem Strom, teils auch in der Auslandsnachfrage nach preisgünstigem deutschem Kohlenstrom.

Durch den via EEG politisch geförderten und mit Einspeisevorrang verknüpften Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wird die seit Längerem zu beobachtende Diskrepanz zwischen den Beiträgen zur laufenden Stromerzeugung und den Erzeugungskapazitäten immer größer. So korrespondierte im Jahr 2015 der Stromerzeugungsanteil der erneuerbaren Energien von fast 30 % mit einem Anteil an den Kapazitäten von insgesamt rund 60 %. Oder anders gesagt: Die Energiewende im Stromsektor führt dazu, dass in Deutschland zumindest für eine geraume Übergangszeit zwei Stromerzeugungssysteme bestehen müssen. Zum einen das neue, immer weiter expandierende regenerative System und zum anderen daneben das weiter erforderliche, wenngleich rückläufige konventionelle System, das den von den Erneuerbaren noch nicht befriedigten Bedarf decken sowie als Reservekapazität zur Verfügung stehen muss.

Gleichzeitig müssen beide mit dem Aus- und Umbau der Leitungsnetze synchronisiert werden, der noch erheblich hinterherhinkt. Neben der damit verbundenen Kostenfrage stellt sich auch die Frage, wie gut die Sicherheit der Stromversorgung dadurch gewährleistet wird. Schon seit einiger Zeit häufen sich Anspannungen im Netzbetrieb und damit die Notwendigkeit stabilisierender Netzeingriffe, sogenannter Redispatch-Maßnahmen, die mit beträchtlichen Mehrkosten verbunden sind. Als besonders kritisch wird aus heutiger Sicht die Periode zwischen 2020 und 2025 eingeschätzt, wenn die letzten deutschen Kernkraftwerke vom Netz gehen, bis dahin nicht mehr Kohle- und Gaskapazitäten neu gebaut werden als geplant und gleichzeitig aus wirtschaftlichen oder umweltpo-

litischen Gründen möglicherweise ein Teil der gegenwärtigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten stillgelegt wird. Die letzten neuen Steinkohlenkraftwerksblöcke sind im Jahr 2015 in Deutschland in Betrieb gegangen (Mannheim und Hamburg-Moorburg), danach gibt es bis auf das fast fertig gebaute, aber genehmigungsrechtlich seit Jahren unterbrochene Projekt Datteln kein einziges neues Bauvorhaben mehr hierzulande.

Energie- und klimapolitische Weichenstellungen

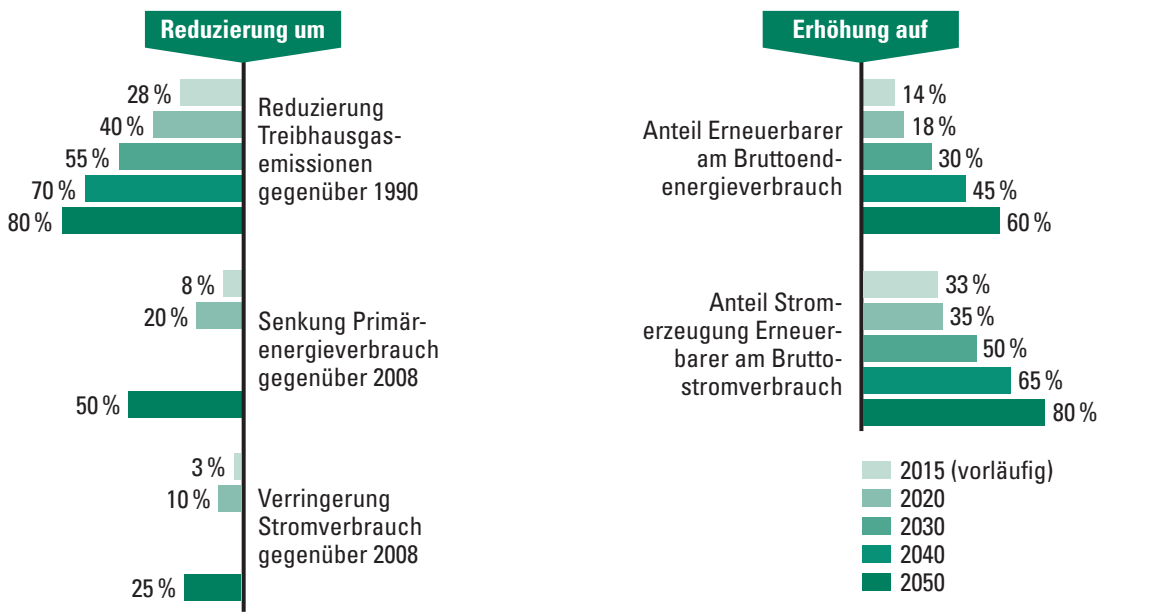
Mit dem im Jahr 2016 verabschiedeten neuen Strommarktgesetz will die Bundesregierung gemäß dem Titel des vorangegangenen Grünbuchs und des Weißbuchs zum Strommarktdesign einen „Strommarkt für die Energiewende" schaffen. Der deutsche Strommarkt soll damit „fit für erneuerbare Energien" gemacht werden, so das BMWi, und zugleich konsequent marktwirtschaftlich und europäisch ausgerichtet werden. Letzteres gilt vor allem für die rückläufige konventionelle Stromerzeugung, denn für den regenerativen Strom bleibt es bei den besonderen Regelungen des EEG und dem Einspeisevorrang. Die verschiedenen Bereiche sollen aber besser miteinander verzahnt werden. Das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts ist als Mantelgesetz konzipiert, das verschiedene Gesetze und Verordnungen ändert. Kernpunkte des „Strommarkts 2.0" sollen der Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen, Markttransparenz sowie die freie Preisbildung sein, das heißt auch Preisspitzen sollen als Anreize für einen marktgesteuerten Kapazitätsausgleich zugelassen werden.

Die Bundesregierung hat bei dieser Neuordnung des Strommarkts Konzepte sogenannter Kapazitätsmärkte verworfen, wie es sie in anderen EU-Mitgliedstaaten zur Absicherung gegen Versorgungsrisiken in unterschiedlichen Varianten gibt. Die Stromversorgungssicherheit in Deutschland soll unter Berücksichtigung des EU-Elektrizitätsbinnenmarkts einem verbesserten Monitoring unterstellt werden. Außerdem bekommen die für die Versorgung der Endkunden verantwortlichen Stromerzeuger und -händler, die Bilanzkreisverantwortlichen, verstärkte Anreize zur Einhaltung der Bilanzkreistreue, also zur zeit- und bedarfsgerechten Vorhaltung von Kapazitäten. Des Weiteren wird die schon bestehende Netzreserve, das heißt die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Bedarfsfall abrufbare Reservekapazität zur Überbrückung von Netzengpässen und Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs, über das Jahr 2017 hinaus verlängert, solange wichtige Netzausbauvorhaben nicht abgeschlossen sind. Ferner werden bereits ab dem Jahr 2016 gemäß einer Sondervereinbarung schrittweise ältere Braunkohlenkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,7 GW aus dem Markt genommen und für jeweils vier Jahre in eine „Sicherheitsbereitschaft" als Absicherung für die Stromversorgung überführt, bevor sie endgültig stillgelegt werden. Damit ist der aus klimapolitischen Gründen entworfene, aber sehr umstrittene Vorschlag eines speziellen Klimabeitrags für Kohlenkraftwerke hinfällig geworden. Darüber hinaus wird mit Inkrafttreten des Strommarktgesetzes auf unbestimmte Dauer eine begrenzte Kapazitätsreserve außerhalb des Strommarkts eingeführt, die vom Prinzip her technologieoffen, also auch für steinkohlenbasierte Kapazitäten, ausgeschrieben wird und die Stromversorgungssicherheit auch bei nicht vorhersehbaren Ereignissen gewährleisten soll. Ob dies ausreicht, Versorgungslücken rund um die Uhr auszuschließen und hierzulande die Sicherheit der Stromversorgung jederzeit zu gewährleisten, muss sich erweisen.

Gleiches gilt für die Beiträge der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen im Strommarkt, vom Nachfragemanagement über Handelsinstrumente bis zur KWK. Bereits zum Jahresbeginn 2016 ist das Gesetz zur Neuregelung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWKG 2016) in Kraft getreten, das die hocheffiziente KWK auf Basis von Gas, Kohle oder Biomasse auf eine neue Grundlage stellt und die Fördersumme für den KWK-Zubau auf 1,5 Mrd. € p. a. verdoppelt hat. Das bisherige Ausbauziel ist allerdings modifiziert worden. Statt des bisher vorgesehenen Ausbaus der KWK-Quote auf 20 % im Jahr 2020 (von derzeit rund 16 %) wird nun ein Ausbau der absoluten KWK-Strommenge von derzeit rund 96 TWh jährlich auf 110 TWh im Jahr 2020 und 125 TWh im Jahr 2025 angestrebt. Vorrangig wird dabei zwar der Bau von neuen Gas-KWK-Anlagen begünstigt, doch kann auch die Modernisierung von KWK-Bestandsanlagen auf Steinkohlenbasis gefördert werden, wenn dies erforderlich ist, um im Gesamtkonzept einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Die 20 %-Quote im Jahr 2020 könnte dadurch in etwa erreicht und anschließend sogar erhöht werden, wenn es gelingt, die Stromeinsparpotenziale planmäßig zu realisieren.

Die Vereinbarkeit der Stromerzeugung und damit auch der Kohleverstromung in Deutschland mit den Zielvorgaben für den Klimaschutz im Stromsektor wird durch das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) sichergestellt, das seit dem Jahr 2005 unverändert nach dem Prinzip „Cap & Trade" funktioniert und mit seinen Obergrenzen (Caps) festlegt, wie viel CO_2-Emissionen je Handelsperiode von den betreffenden Anlagen maximal ausgestoßen werden dürfen. Im EU-ETS sind europaweit rund 12 000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie erfasst (seit dem Jahr

Das Energiekonzept der Bundesregierung: Zielsetzungen im Zeithorizont

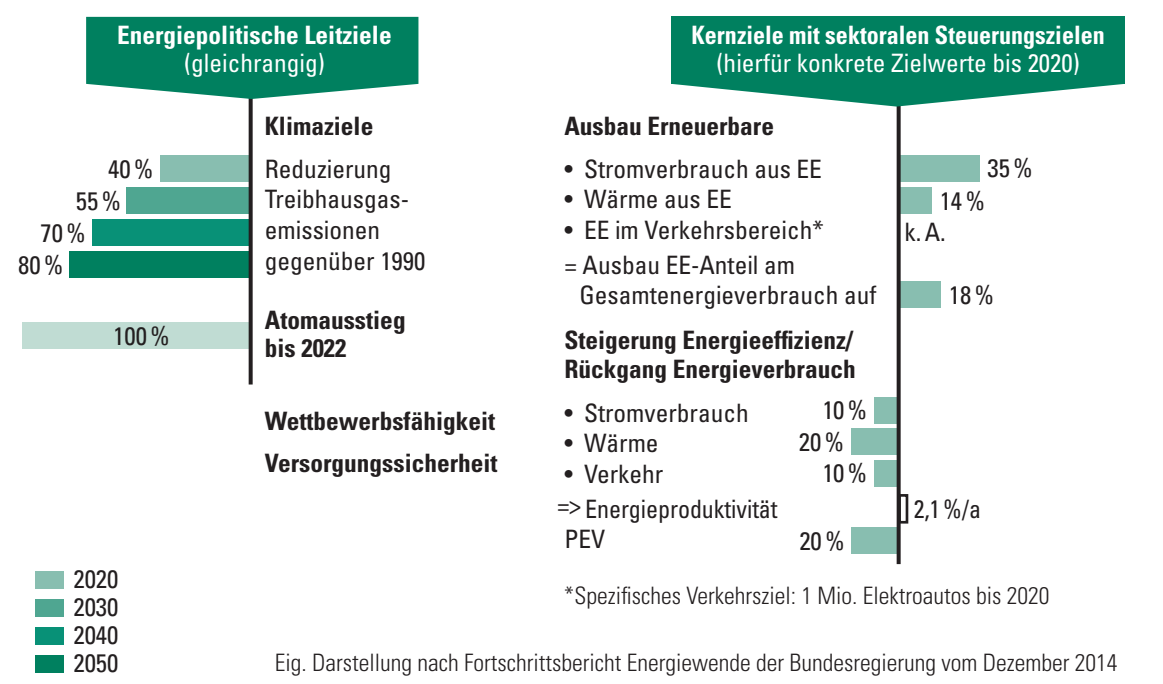


Quellen: Fortschrittsbericht Energiewende der Bundesregierung vom Dezember 2014; UBA, 2/2016; AGEB, 3/2016

2012 auch der Luftverkehr), darunter praktisch die gesamte Kohlenutzung einschließlich aller Kohlenkraftwerke. In der derzeit laufenden Handelsperiode (2013 bis 2020) werden die Caps jährlich um 1,74 % verringert, mit der 4. Handelsperiode ab 2021 (bis 2030) wird der jährliche Reduktionsfaktor auf 2,2 % erhöht. Sollte die ab dem Jahr 2021 vorgesehene Rate der Reduktionen längerfristig stetig fortgeführt werden, fallen die im Rahmen des EU-ETS zulässigen Emissionen im Jahr 2058 auf null zurück. Bis wann in diesem Rahmen noch konventionelle Kraftwerke und speziell Kohlenkraftwerke – ohne CCS oder künftig gegebenenfalls gar CO_2-Nutzung – zum Zuge kommen können, hängt davon ab, inwieweit die verbleibenden CO_2-Kontingente des EU-ETS durch Sonderregelungen zum Schutz für bestimmte Sektoren oder Länder aufgezehrt werden. Über die darauf zielenden Regelungen ab dem Jahr 2021 wird bereits heftig diskutiert. Beispielsweise hat die deutsche Stahlindustrie im Jahr 2016 vor einer Existenzbedrohung für den Stahlstandort Deutschland und mit ihm für die inländischen Kokereien gewarnt, sollten ihr durch bislang diskutierte Verschärfungen des EU-ETS bei einschlägigen Sonderregelungen Zusatzkosten von 1 Mrd. € oder mehr entstehen. Das zeigt, um welche wirtschaftlichen Konflikte und Größenordnungen es hier geht. Auf der anderen Seite hat die EU-Kommission in ihren im Jahr 2015 vorgelegten Vorschlägen zur ETS-Reform den weiterhin aktuellen Vorschlag einer Marktstabilitätsreserve ab dem Jahr 2018 konkretisiert, mit der im Handel zunächst überzählige Emissionsberechtigungen absorbiert werden sollen, um diese zwecks Stabilisierung von Mengen und Preisen später wieder in das EU-ETS zurückzuführen. Dieser Ansatz erscheint konstruktiv.

Von großer Bedeutung für den deutschen Strommarkt sind auch die im Jahr 2016 auf den Weg gebrachten Veränderungen des erst im Jahr 2014 zuletzt novellierten EEG. Mit dem EEG 2016, dem Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und weiteren Änderungen des Rechts für erneuerbare Energien, soll die Förderung des regenerativen Stroms ab dem Jahr 2017 in drei Stufen auf Ausschreibungsverfahren umgestellt werden. So sollen der Wettbewerb belebt, die Förderkosten gedämpft und die politisch vorgegebenen langfristigen Korridore für den Ausbau der erneuerbaren Energien zielgenauer eingehalten werden können, wobei der Fokus auf Windkraft und Solarstrom gelegt wird. In die EEG-Förderung ist auch die Grubengasverstromung weiter einbezogen, die allerdings nicht Gegenstand des Ausschreibungssystems werden soll, was die Frage der

Das Energiekonzept der Bundesregierung: Neue „Zielarchitektur"/Systematisierung des Zielsystems



Eig. Darstellung nach Fortschrittsbericht Energiewende der Bundesregierung vom Dezember 2014

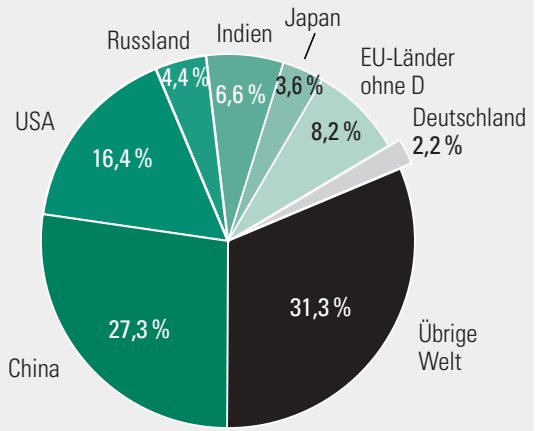
Anschlussperspektive stellt. Teil des EEG 2016 ist außerdem das neue Spezialgesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See, um auch den Ausbau der Offshore-Windkraft zielgenauer zu regeln. Abzuwarten bleibt, inwieweit die mit der Reform angestrebten Ziele tatsächlich erreicht werden. Während es mit dem EEG bislang unstreitig gelungen ist, den politisch wie auch gesellschaftlich breit gewünschten Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung kräftig voranzubringen und frühere Ausbauziele sogar zu übererfüllen, gehören die daraus resultierende Kostenentwicklung und weitere Strompreisbelastungen immer mehr zu den wesentlichen Problemfeldern der Energiewende. So ist die EEG-Umlage im Jahr 2016 erneut erhöht worden, und zwar von 6,17 auf 6,35 Ct/kWh, womit sie sich noch weiter von der politischen Zusage der damaligen Bundesregierung im Jahr 2011 entfernt hat, die EEG-Umlage bei dem seinerzeit gültigen Umlagesatz von 3,5 Ct/kWh zu stabilisieren. Doch nicht allein durch die EEG-Umlage sind die „Stromzusatzkosten" im Jahr 2016 auf den neuen Rekordanteil von 54 % angestiegen. Die höheren Kosten sind, wie der BDEW errechnet hat, auch eine Folge staatlich regulierter Netzentgelte und weiterer staatlicher Strompreisbelastungen, wie Umlagen für die Konzessionsabgabe, KWK-Förderung und Offshore-Haftung sowie Stromsteuer und Mehrwertsteuer. Infolgedessen zahlen private Haushalt wie auch viele gewerbliche Unternehmen in Deutschland zunehmend höhere Strompreise als ihre europäischen Nachbarn, obwohl die Preise für Strom im Großhandel deutlich rückläufig sind. Dabei ist die soziale und regionale Lastenverteilung auf nationaler Ebene recht ungleich. Die Differenzkosten in den EEG-Vergütungen, also das, was die Ökostromproduzenten mehr an Erlösen erhalten als den bloßen Marktpreis, steigen Jahr für Jahr an und belaufen sich im Jahr 2016 insgesamt auf fast 24 Mrd. €, ein Vielfaches dessen, was für die heimische Steinkohle heute und auch früher jährlich gewährt worden ist. Schon bis zum Jahr 2015 sind via EEG kumuliert seit dem Jahr 2000 beinahe genauso hohe Subventionen allein für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gewährt worden wie seit dem Jahr 1960 für den deutschen Steinkohlenbergbau und dessen sozialverträgliche Anpassung insgesamt.

Ungeachtet dessen bleiben die Zielsetzungen des Energiekonzepts von 2010 weiterhin die offiziellen Ziele der Energiewende in Deutschland und damit die Leitlinien der nationalen Energie- und Klimapolitik. Diese Ziele fokussieren sich im Zeithorizont bis zum Jahr 2050 auf die Reduktion der inländi-

CO_2–Emissionen in der Welt

CO_2-Emissionen 2015: 33,5 Mrd. t CO_2

Zuwachs seit 1990 (Basisjahr Kyoto-Abkommen): 53,9 %, jahresdurchschnittlich: 1,7 %



Quellen: BP 6/2016; eig. Berechnungen GVSt

schen Treibhausgasemissionen sowie des Energie- und Stromverbrauchs einerseits und auf den Ausbau der erneuerbaren Energien am Energie- und Stromverbrauch andererseits, dies jeweils mit politisch vorgegebenen Planzielen für jede Dekade. Die mit dem ersten Fortschrittsbericht zur Energiewende Ende des Jahres 2014 von der Bundesregierung vorgelegte neue „Zielarchitektur" hat diese Ziele klarer systematisiert. Als energiepolitische „Leitziele" wurden die Klimaziele, der Atomausstieg bis zum Jahr 2022, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit formuliert. Der Ausbau der Erneuerbaren und die Steigerung der Energieeffizienz werden als „Kernziele" für die Umsetzung der Leitziele eingeordnet, sie haben also mehr einen instrumentellen Charakter. Spezifische energiepolitische Ziele für die fossilen Energieträger Mineralöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle, auf die heute zusammen noch 80 % des PEV und mehr als die Hälfte der Stromerzeugung entfallen, gibt es dagegen nicht mehr, jedenfalls nicht als Leit- oder Kernziele.

Der Leitzielcharakter der Klimaziele wird indessen durch den neuen Nationalen Klimaschutzplan 2050 unterstrichen. Damit will die Bundesregierung den deutschen Beitrag zur Umsetzung des im Dezember 2015 in Paris vereinbarten und im April 2016 bei der UN in New York unterzeichneten neuen Weltklimaabkommens auf nationaler Ebene leisten. Das Pariser Abkommen setzt für die Beteiligten das völkerrechtliche verbindliche Ziel, die anthropogene Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen, möglichst sogar auf 1,5 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit. Dazu soll in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts globale „Klimaneutralität" erreicht werden, was eine weltweite Energiewende verlangt. Den Unterzeichnerstaaten werden keine direkten Maßnahmenverpflichtungen auferlegt, es ist auch kein globales Instrument wie etwa eine weltweite CO_2-Steuer vorgesehen worden, sondern jedes Land soll seinen Beitrag zur gemeinschaftlichen globalen Klimaschutzzielsetzung durch national bestimmte, aber im Zeitablauf stetig zu verstärkende Maßnahmen leisten. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung nunmehr den Nationalen Klimaschutzplan 2050 erarbeitet, der ambitionierte und langfristig orientierte Klimaschutzmaßnahmen in fast allen Bereichen vorsieht.

Die Steinkohlenseite hatte im Vorfeld in Übereinstimmung mit der Braunkohle, der Industrie insgesamt sowie der IG BCE dafür plädiert, auf politisch motivierte Ausstiegspfade für einzelne Energieträger zu verzichten und die systemischen Beiträge auch der fossilen Energien und speziell der Kohle im Energieversorgungssystem vorurteilsfrei zu diskutieren. Nach Paris sollte es keine Renationalisierung des Klimaschutzes mehr geben, sondern ein international abgestimmtes Vorgehen ohne nationale Sonderwege. Deutschland sollte zugleich die europäische Integration beachten und daher die Synchronisation mit den EU-Klimazielen für die Zeit nach 2020 in den Vordergrund stellen. Auf europäischer Ebene ist das EU-ETS das zentrale Instrument zur nachhaltigen Minderung von Treibhausgasemissionen, das möglichst sorgsam weiterzuentwickeln ist und zusätzliche Sektoren einbeziehen sollte. In den bereits vom EU-ETS erfassten Sektoren sind dagegen nationale Klimaschutz-Sondereingriffe kontraproduktiv, weil wirkungslos oder verteuernd.

Gerade in der Klimapolitik erscheint es vernünftig, auf Sicht zu fahren und konkrete neue Maßnahmen allenfalls im Horizont bis zum Jahr 2030 zu beschließen. Es sollten nicht jetzt schon irreversible Festlegungen bis zum Jahr 2050 getroffen werden – schon gar nicht, ohne deren Kosten und Folgewirkungen sowie den weiteren energietechnologischen Fortschritt genauer abschätzen zu können und ohne näher zu wissen, welche klimapolitischen Wege in anderen Ländern beschritten werden. Das Gebot der Verhältnismäßigkeit gilt auch für die Klimavorsorge, die eine globale Herausforderung ist und bleibt. Ob speziell Deutschland mit seinem Anteil von wenig mehr als 2 % am weltweiten CO_2-Ausstoß politisch

gesetzte nationale Ziele bzw. Zwischenziele etwas früher oder später erreicht, ist für einen nachhaltigen Klimaschutz nicht maßgeblich. Wohl aber, ob es erfolgreich gelingt, die Neuausrichtung des Energiesystems hin nicht nur zu einer klima- und umweltverträglicheren, sondern auch weiterhin zu einer jederzeit zuverlässigen und dabei für alle Teile der Bevölkerung bezahlbaren Energieversorgung zu bewerkstelligen. Dies hätte eine echte internationale Vorbildfunktion, ist aber national keineswegs garantiert.

Klar ist, dass der Klimaschutz praktisch alle Wirtschafts- und Lebensbereiche berührt und die ehrgeizigen nationalen Reduktionsziele auf die Dauer überall drastische Veränderungen verlangen, nicht nur in der Energieversorgung oder gar nur bei der Kohlenutzung, sondern auch in der Landwirtschaft, in der Industrie, im Verkehr und nicht zuletzt im gesamten Gebäudesektor, also praktisch an und in jedem Haus.

Das hat wirtschaftliche und soziale Auswirkungen, die oft nicht hinreichend klar sind oder deutlich gemacht werden. So berücksichtigen zum Beispiel Vorschläge, aus klimapolitischen Gründen die Kohleverstromung in Deutschland „deutlich vor 2050" zu beenden, wie sie etwa zu Jahresbeginn 2016 die grüne Denkfabrik Agora Energiewende vorgelegt hat, nur unzureichend die ökonomischen Auswirkungen im deutschen wie auch im europäischen Strommarkt. Das hat eine Szenarienstudie der Energieexperten der ewi Energy Research & Scenarios im Mai 2016 ergeben. Bereits ein auf das Jahr 2045 vorgezogener Kohleausstieg würde demnach ab dem Jahr 2020 gerechnet zu Mehrkosten von knapp 72 Mrd. € im europäischen Strommarkt führen. Die vollständige Beendigung der Stromerzeugung aus Steinkohle und Braunkohle würde die Kraftwerksbetreiber und – über höhere Großhandelspreise für Strom – ebenso die Endkunden belasten (circa 1,80 €/kWh mehr). In dieser Rechnung sind steigende Brennstoffkosten (Gas) und Kapitalkosten für den Bau zusätzlicher Gaskraftwerke bei Abschreibung bestehender Kohlenkraftwerke ebenso berücksichtigt wie eingesparte CO_2-Zertifikatekosten bzw. die Zugewinne für die Produzenten von Erdgas und erneuerbaren Energien sowie Stromangebote aus dem europäischen Ausland.

Die CO_2-Emissionen in Europa würden sich effektiv nur verringern, wenn die bislang für die Kohleverstromung in Deutschland eingesetzten Zertifikate stillgelegt werden, was mit dem bestehenden ETS nicht vereinbar ist. Wenn eine derartige Änderung in der EU von Deutschland politisch durchgesetzt werden könnte, hätte dies allerdings einen Anstieg der CO_2-Preise zur Folge. Ewi Energy Research & Scenarios hat errechnet, dass die CO_2-Vermeidungskosten eines deutschen Kohleausstiegs bei circa 113 €/t liegen würden, was in etwa dem Zwanzigfachen der derzeitigen CO_2-Preise im ETS entspricht.

Kohle als Brücke für die Energiewende

Der Energieträger Kohle, sei es Steinkohle oder Braunkohle, ist für die Energiewende als Brückentechnologie unverzichtbar. Betrachtet man die Anteile von Braun- und Steinkohle in der Stromerzeugung zusammen, so ist die „Kohle" noch immer die Nr. 1 in der Stromerzeugung in Deutschland (Anteil im Jahr 2015 an der inländischen Bruttostromerzeugung: 42 %) wie auch weltweit (Anteil 40 %). Die Kohle wird auch beim planmäßigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung noch auf absehbare Zeit eine tragende Säule der laufenden Stromproduktion darstellen und selbst danach, wenn ihr laufender Beitrag im Umfang schwindet, im Mix mit anderen Energieträgern die wichtige Funktion der Ausgleichs- und Reservekapazität für den fluktuierenden Wind- und Solarstrom ausüben. Diese Brückenfunktion muss sie so lange erfüllen, wie die Übertragungs- und Verteilnetze zum Transport des regenerativen Stroms nicht hinreichend ausgebaut sind und es an wirtschaftlich tragbaren großtechnischen Stromspeicherkapazitäten mangelt, damit auch anhaltende Zeiten schwacher Wind- und Solarstromproduktion ausgeglichen werden können. Der Ausbau der Erneuerbaren muss mit dem Netzausbau synchronisiert und von einem adäquaten Ausbau der Speicherkapazitäten flankiert werden, nur dann kann der Umbau auf eine weitgehend regenerativ basierte Stromerzeugung ohne Gefährdung der Versorgungssicherheit gelingen.

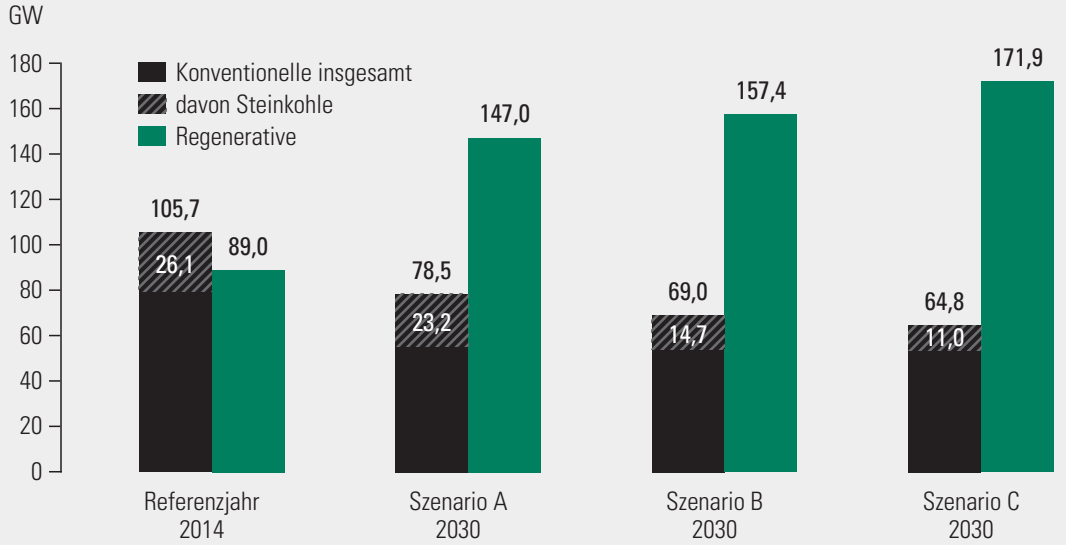
Dies erfordert nun insbesondere eine große und systematische Initiative im Bereich der Speichertechnologie, die über die reine Forschungsförderung hinausgeht und alle Potenziale und Optionen einbezieht – von Pumpspeichern über „Power-to-Gas" bis zu Batteriespeichern. Das vorrangige energiepolitische Ziel muss hier darin bestehen, belastbare Lösungen für das Problem zu entwickeln, wie unter Umständen mehrere Wochen trüber Flauten in kalten Jahreszeiten überbrückt werden können und sich zugleich bei gegenläufigen Witterungsbedingungen Versorgungsüberschüsse vermeiden lassen, die die Netze überlasten. Bis eine solche Lösung gefunden ist, wird weiter auch Strom aus Kohle für die Transformation der deutschen Stromversorgung gebraucht. Dies ist die Folge des planmäßigen Ausstiegs aus der Nutzung der Kernkraft bis zum Jahr 2022 sowie der ehrgeizigen Ausbauziele für die Stromerzeugung aus

erneuerbaren Energien mit Konzentration auf die Förderung der stark volatilen Windkraft und Photovoltaik, die nur geringe Grade an gesicherter Leistung aufweisen. Nach den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz der eingesetzten unterschiedlichen Stromerzeugungsanlagen im Jahr 2015 lag die „gesicherte", also rund um die Uhr an jedem Tag verlässlich abrufbare Leistung bei Wind- und Solarstrom nur bei maximal 1 %. Genau deswegen bleibt bis auf Weiteres ein zweites „konventionelles", auf Stein- und Braunkohle und/oder Gas basiertes Stromversorgungssystem unabdingbar, um die Versorgung mit Strom jederzeit zu gewährleisten und etwaige Stromlücken zu schließen sowie die für ein stabiles Stromnetz erforderliche Regelleistung und die synchronisierten Systemdienstleistungen wie die 50-Hz-Frequenzsicherung zu erbringen. Dieses zweite konventionelle Stromsystem erfordert ständig verfügbare, aber sehr flexible Kraftwerke. Der früher zeitweise vorhandene und heute oft noch unterstellte Flexibilitätsvorteil von Gaskraftwerken ist inzwischen durch die neuere technologische Entwicklung im Bereich der Kohlenkraftwerke nicht mehr immer gegeben. Moderne Kohlenkraftwerke sind den Gasanlagen inzwischen sowohl von der Laständerungsgeschwindigkeit als auch von der Mindestlast her teilweise sogar überlegen und kombinieren zunehmend günstiges Teillastverhalten mit betrieblicher Flexibilität. Das gilt keineswegs nur für Neubauten, sondern auch für modernisierte Bestandskraftwerke auf Kohlebasis (Retrofit). Die Kohle weist zudem gegenüber dem Erdgas nach wie vor einen beträchtlichen Brennstoffpreisvorteil auf. Im Jahr 2015 betrug der durchschnittliche BAFA-Preis für Kraftwerkskohlenimporte nach Deutschland 68 €/t SKE, Erdgaslieferungen an Kraftwerke kosteten im Schnitt 228 €/t SKE. Im Verlauf des Jahres 2016 hat sich diese enorme Preisschere bei sinkenden Einfuhrpreisen beider Energieträger und moderat gestiegenen CO_2-Preisen keineswegs geschlossen.

Unverändert gilt außerdem, dass die Kohle teilweise aus sicheren heimischen Quellen – die Braunkohle vollständig, die Steinkohle noch mit einem gewissen Anteil bis zum Jahr 2018 – gewonnen wird oder aus einem regional diversifizierten und logistisch sehr flexiblen Weltmarkt importiert werden kann. Beim Erdgas dagegen besteht eine hohe Importabhängigkeit aus relativ wenigen Liefer- und Transitregionen mit weitaus weniger flexibler Infrastruktur. Daher sind beim Erdgas, dessen wichtigster Beitrag ohnehin in der Versorgung des Wärmemarkts liegt, die Preis- und Versorgungsrisiken größer. Deswegen sprechen nach wie vor viele stichhaltige energiewirtschaftliche und politische Gründe für den Erhalt der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle. Zwar wird die inländische Erzeugungskapazität auf Basis von Kohle im Zuge der Energiewende immer mehr zurückgehen, doch sie wird auf

Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber für inländische Stromerzeugungskapazitäten 2030

Installierte Erzeugungsleistung in Deutschland 2014 und künftig (Szenarien)



Quelle: Bundesnetzagentur, 2016

absehbare Zeit, das heißt in dem einigermaßen überschaubaren Zeitraum bis zum Jahr 2030 nicht verschwinden, sondern weiter gebraucht werden und einen erheblichen Beitrag leisten. Das belegt nicht zuletzt der Anfang 2016 von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern vorgelegte Entwurf des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber werden darin drei mögliche Szenarien der künftigen inländischen Stromerzeugungskapazitäten für das Zieljahr 2030 beschrieben unter Berücksichtigung der politisch vorgegebenen Korridore für den Ausbau der erneuerbaren Energien einschließlich der Offshore-Windkraft. Die mit dem Energiekonzept verfolgten Klimaschutzziele gelten dabei als einzuhaltende Rahmenbedingungen. Daraufhin sind in diesem Szenariorahmen die Erzeugungs- und Lastsituation im Hinblick auf Varianten des künftig zu erwartenden Stromverbrauchs, der Stromproduktion und des Austausches mit den europäischen Nachbarländern sowie des Einsatzes von Speichern und neuen Stromanwendungen einschließlich der verstärkten Nutzung von Strom im Verkehrs- und Wärmesektor modelliert worden. Dabei wird mit Blick auf das politisch weiterhin gesetzte Stromeinsparungsziel dennoch ein insgesamt geringerer Stromverbrauch als heute unterstellt. Ohne entsprechende Erfolge bei der Verbesserung der Energieeffizienz müssten ein höherer Stromverbrauch und damit eventuell auch mehr Erzeugungskapazität zugrunde gelegt werden.

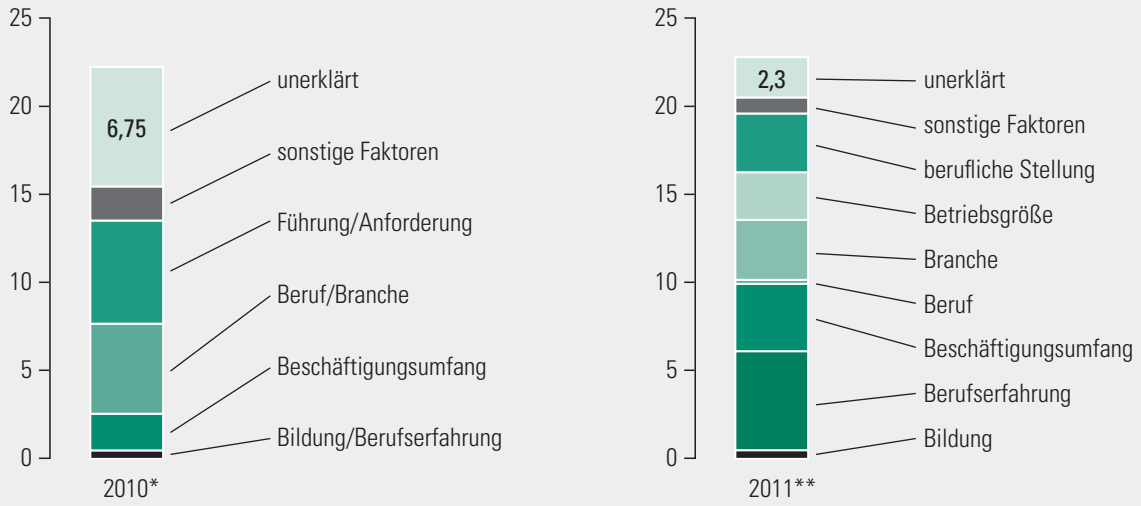
Nach diesen szenarischen Annahmen geht die konventionelle Erzeugungsleistung im Zeitraum von 2014 bis 2030 insgesamt von knapp 106 GW auf 65 bis 79 GW zurück, die regenerative Erzeugungsleistung nimmt von 89 GW auf 147 bis 172 GW zu. Dabei verringert sich die Kapazität auf Steinkohlenbasis von bisher rund 26 GW je nach Szenario auf 11 bis 23 GW, also um bis zu 58 %. Demgemäß werden sich auch die CO_2-Emissionen aus der Steinkohlenverstromung bis zum Jahr 2030 sogar noch mehr als die Leistung vermindern, tendenziell durch geringere Auslastung und gesteigerte Wirkungsrade der Kraftwerke sowie Einsatz hocheffizienter KWK. Wie neuere Untersuchungen zum Vergleich der direkten und auch der indirekten Treibhausgasemissionen von Kohle- und Gaskraftwerken gezeigt haben, würde eine Verdrängung von Steinkohle durch Gas in der Stromerzeugung auch klimapolitisch keinen Vorteil bringen. GuD-Anlagen auf Erdgasbasis weisen zwar theoretisch einen großen Effizienzvorsprung aus, doch dieser gilt nur bei voller Wärmeauskopplung und gleichzeitiger Stromerzeugung im Volllastbetrieb. Unter den Bedingungen der Energiewende sind bis auf einige Sonderfälle mit hinreichendem Wärmebedarf jedoch für Kohle- wie Gasanlagen zunehmend nur Teillastbetriebe realistisch. Im Teillastbetrieb sind auf der Gasseite die offenen Gasturbinen den GuD-Anlagen aufgrund höherer Flexibilität wirtschaftlich überlegen. Doch wiederum im Vergleich zu modernen Steinkohlenkraftwerken bieten Gasturbinen selbst im Volllastbetrieb in einer Gesamtbetrachtung bei erheblich höheren Kosten keine Emissionseinsparung, im Teillastbetrieb schneiden sie in der Emissionsbilanz sogar deutlich schlechter ab. Das Erdgas stellt deshalb in der Stromerzeugung im Rahmen der Energiewende unter keinem energiepolitischen Gesichtspunkt eine wirkliche Alternative zur Kohle dar. Der Beitrag der Kohle und speziell der Steinkohle wird zwar perspektivisch zurückgehen, doch er bleibt im Bereich der Stromerzeugung nicht nur eine gegenüber dem Gas klar vorteilhafte, sondern auch im Verbund mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien noch viele Jahre zuverlässig gangbare und deswegen notwendige Brücke zur Energiewende.

Kapitel 2
Recht, soziale Sicherung und Umweltfragen

Foto: Jochen Tack / Stiftung Zollverein

Entgeltgleichheit – Erläuterung der Lohndifferenz zwischen Männern und Frauen

Lohndifferenz in Prozent – unterschiedliche Analysen



Quellen: * Statistisches Bundesamt (2013); ** HWWI auf Basis des SOEPv.29 gender pay gap

Arbeits-, sozial- und tarifrechtliche Rahmenbedingungen

Tarifregelung zu Deputaten

Im Hinblick auf die Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus und der damit einhergehenden Einstellung der Förderung der deutschen Steinkohle zum 31. Dezember 2018 war es aus Sicht der Tarifpartner notwendig, eine Anschlussregelung zu treffen.

Die IG BCE und der GVSt haben sich nach schwierigen Vorverhandlungen am 29. April 2015 auf ein Gesamtpaket zum Thema Hausbrand verständigt. Der Naturalbezug von Steinkohle bleibt danach unverändert bis zur endgültigen Einstellung der Förderung Ende 2018 möglich. Die Neuregelung sieht vor, dass nach Einstellung der Förderung der Anspruch auf Hausbrandkohlen ab dem 1. Januar 2019 entfällt und durch die Zahlung von Energiebeihilfe ersetzt wird. Aktive Beschäftigte erhalten anstelle ihrer bisherigen Festbrennstofflieferung dann eine Energiebeihilfe.

Darüber hinaus haben die Tarifvertragsparteien auch von der ihnen eingeräumten betriebsrentenrechtlichen Möglichkeit Gebrauch gemacht, die Abfindung der bisher an ehemalige Beschäftigte bzw. deren Witwer und Witwen gezahlten Energiebeihilfe zu ermöglichen.

Die weiter bestehenden Ansprüche der derzeit aktiven Beschäftigten können ebenfalls finanziell abgefunden werden. Dies kann jeweils zu dem Zeitpunkt erfolgen, wenn sie endgültig in den Ruhestand treten.

Zwischenzeitlich haben einige der von diesen tarifvertraglichen Regelungen Betroffenen Klagen bei verschiedenen Arbeitsgerichten erhoben, die sich entweder gegen die Umstellung der Gewährung von Hausbrandkohlen auf Energiebeihilfe ab dem 1. Januar 2019 oder gegen die Abfindung des Deputatanspruchs durch Einmalzahlung wenden. Es steht zu erwarten, dass diese Rechtsstreitigkeiten am Ende höchstrichterlich durch das Bundesarbeitsgericht in Erfurt geklärt werden müssen.

Wir gehen weiterhin davon aus, dass die Regelungen Bestand haben werden, da sie in rechtlich zuverlässiger Weise eine für alle Beteiligten ausgewogene Lösung darstellen.

Lohngerechtigkeit

Die Bundesregierung arbeitet weiter an der Umsetzung der arbeits- und sozialrechtlichen Vereinbarungen des Koalitionsvertrags.

Das Bundesfamilienministerium hat im Dezember 2015 den Referentenentwurf für ein „Gesetz für mehr Lohngerechtigkeit

zwischen Frauen und Männern", dessen wesentlicher Teil das Entgeltgleichheitsgesetz beinhaltet, veröffentlicht. Das Gesetz soll Ende 2016 in Kraft treten.

Die geplanten Regelungen im Entgeltgleichheitsgesetz sehen unter anderem für Unternehmen mit in der Regel mindestens 500 Beschäftigten die Verpflichtung vor, alle drei Jahre (tarifgebundene Unternehmen alle fünf Jahre) unter Anwendung verbindlicher Prüfverfahren die Entgeltsysteme in ihrem Unternehmen auf die Einhaltung des Entgeltgleichheitsgebots zu überprüfen, einen Ergebnisbericht zu erstellen und diesen durch Aushang zu veröffentlichen. Über objektive Anhaltspunkte für Benachteiligungen, die unmittelbar auf tarifrechtliche Entgeltregelungen zurückzuführen sind, sind die Tarifvertragsparteien zu informieren. Festgestellte Benachteiligungen, die auf betriebliche oder individuelle Entgeltregelungen zurückzuführen sind, sind unverzüglich zu beseitigen. Ferner sollen Unternehmen ab 500 Beschäftigten verpflichtet werden, nach Durchführung eines betrieblichen Entgeltprüfverfahrens im Lagebericht zur Frauenförderung und Entgeltgleichheit zu berichten. Verpflichtende Angaben sollen insbesondere Angaben zu Entgeltregelungen und Arbeitsbewertungsverfahren sowie Angaben zur Entgelteinstufung von Tätigkeiten im Unternehmen, die überwiegend Frauen oder Männer übernehmen, sein.

Vorausgesetzt das Gesetz würde – wie derzeit geplant – Ende 2016 in Kraft treten, so hätten tarifgebundene Unternehmen mit mehr als 500 Beschäftigten erstmals im Jahr 2019 ein Entgeltprüfverfahren durchzuführen. In Unternehmen mit weniger als 500 Beschäftigten kann der Betriebsrat unter bestimmten Voraussetzungen ein Arbeitsbewertungsverfahren verlangen. Mit Auslaufen des Steinkohlenbergbaus Ende 2018 sinkt die Zahl der Beschäftigten deutlich. Ab dem Jahr 2019 werden nur noch Mitarbeiter für den unmittelbaren Rückbau und die damit zusammenhängenden Abschlusstätigkeiten sowie Ewigkeitslasten beschäftigt werden. Es bleibt abzuwarten, wie viele Mitarbeiter das Unternehmen RAG nach Auslaufen des Steinkohlenbergbaus durch geänderte Strukturen und Organisationen im Jahr 2019 beschäftigen wird und ob die vorgenannten zwingenden Vorschriften des Entgeltgleichheitsgesetzes unverändert in Kraft treten und dann auf die RAG Anwendung finden werden.

Des Weiteren sieht der Referentenentwurf die Einführung eines individuellen Auskunftsanspruchs der Beschäftigten vor, mit dem sie die Einhaltung von Entgeltgleichheit überprüfen können. Insbesondere sollen die Kriterien und Verfahren für die Festlegung des jeweiligen Entgelts sowie das Durchschnittsentgelt und die Entgeltspanne einer Gruppe von mindestens fünf Beschäftigten des anderen Geschlechts mit gleicher oder gleichwertiger Tätigkeit dargestellt werden müssen. Der Auskunftsanspruch ist innerhalb eines Monats durch den Arbeitgeber schriftlich zu erfüllen. Darüber hinaus sollen Arbeitgeber zukünftig verpflichtet sein, ein Mindestentgelt im Stellenangebot anzugeben. Soweit Arbeitgeber über das angegebene Mindestentgelt hinaus auch mehr zahlen würden, haben sie dies ebenfalls in der Stellenausschreibung anzugeben.

Die Entgeltprüfpflicht sowie die Berichtspflicht über das Prüfergebnis führen für die Unternehmen zu einem bürokratischen Mehraufwand. Die Personalabteilungen werden mit einer Fülle von zeitaufwändigen Aufgaben zur Ermittlung und Aufbereitung von Daten befasst. Dabei ist zweifelhaft, ob dieser Zeitaufwand gerechtfertigt ist. Die um strukturelle Ursachen, insbesondere unterschiedliche Bildung, Berufs- und Branchenwahl, Berufserfahrung, Betriebszughörigkeit, Betriebsgröße, berufliche Stellung, Beschäftigungsumfang und Erwerbsunterbrechungen, zum Beispiel aufgrund familiärer Verpflichtungen, bereinigte Entgeltlücke beträgt nur 2 %. Erfahrungen in anderen Ländern, die Arbeitsbewertungsverfahren verpflichtend eingeführt haben, zeigen, dass sich die prozentuale Entgeltlücke durch das Verfahren nicht oder nur marginal verändert hat. Deshalb sollte der Staat vielmehr Maßnahmen umsetzen, die Frauen tatsächlich unterstützen können, ihre berufliche Karriere voranzutreiben. Dazu gehören auch individuelle Entwicklungs- und Förder- sowie Unterstützungsgespräche sowie Weiterbildungs- und Fördermaßnahmen und nicht zuletzt eine gute Kinderbetreuung.

Flankierend zu dem Gesetzesvorhaben hat die Bundesregierung gemeinsam mit den Tarifpartnern eine Initiative gestartet, um die Muster von struktureller Entgeltungleichheit in Tarifverträgen zu erkennen und zu überwinden. Ein erster Schritt ist der Sozialpartnerdialog, der mit Arbeitgeberverbänden und Gewerkschaften im April 2016 gestartet wurde. Dadurch soll weiteres Engagement auf einer untergesetzlichen Ebene zusammen mit der Wirtschaft und den Gewerkschaften ermöglicht werden.

Die RAG und ihre Beteiligungsgesellschaften – die ausschließlich unmittelbar tarifgebunden sind – beachten bereits seit vielen Jahren den arbeitsrechtlichen Gleichbehandlungsgrundsatz und haben Regelungen, in denen gegebenenfalls eine Entgeltungleichheit zu erkennen war, bereits angepasst.

Durch das Gesetz werden die Unternehmen durch ein weiteres Verfahren im Betrieb verpflichtet, die Regelungen, die in einer gut gelebten Sozialpartnerschaft austariert wurden, noch einmal zu überprüfen. Das kann zu Unfrieden in der Belegschaft führen, da tarifvertragliche Regelungen gegebenenfalls in Frage gestellt werden. Tarifverträge haben auch eine Friedensfunktion. Dies ist ein hohes Gut und sollte nicht durch Überprüfungsmaßnahmen der Unternehmen in Frage gestellt werden. Dies gilt insbesondere auch für einen individuellen Auskunftsanspruch von Beschäftigten. In tarifgebundenen Unternehmen muss es ausreichen, die Beschäftigten auf die Regelungen in Tarifverträgen zu verweisen. Sollte ein Arbeitsbewertungsverfahren verpflichtend für Unternehmen (auch für tarifgebundene) eingeführt werden, müssen die Unternehmen zumindest frei sein, das für ihre betrieblichen Anforderungen günstigste Verfahren zu wählen, und sollten nicht zur Anwendung eines bestimmten Verfahrens gedrängt werden.

Arbeitnehmerüberlassung und Werkverträge

In ihrem Koalitionsvertrag hatten sich CDU/CSU und SPD darüber hinaus darauf verständigt, den „Missbrauch von Werkvertragsgestaltungen zu verhindern" und die Arbeitnehmerüberlassung weiterzuentwickeln. Als Missbrauch von Werkverträgen wird in diesem Zusammenhang der Einsatz von Werkverträgen statt der Nutzung genehmigungspflichtiger Arbeitnehmerüberlassung bezeichnet. Nach langer und intensiver politischer Diskussion wurde am 1. Juni 2016 der Kabinettsentwurf des Gesetzes zur Änderung des Arbeitnehmerüberlassungsgesetzes (AÜG) und anderer Gesetze vorgelegt. Das Gesetz soll planmäßig am 1. Januar 2017 in Kraft treten.

Die geplanten Änderungen im AÜG sehen unter anderem vor, dass Arbeitnehmerüberlassung künftig zwingend offengelegt und verdeckte Arbeitnehmerüberlassung sanktioniert wird. Die Überlassung von Leiharbeitnehmern soll in dem Vertrag zwischen Verleiher und Entleiher ausdrücklich als Arbeitnehmerüberlassung zu bezeichnen und die Person des Leiharbeitnehmers unter Bezugnahme auf diesen Vertrag zu konkretisieren sein.

Durch Einführung einer arbeitnehmerbezogenen Höchstüberlassungsdauer von 18 aufeinanderfolgenden Monaten bei demselben Entleiher soll der Zeitraum der „vorübergehenden" Überlassung nunmehr konkret gesetzlich geregelt werden. Der Zeitraum vorheriger Überlassungen desselben Leiharbeitnehmers durch denselben Entleiher ist dabei vollständig anzurechnen, wenn zwischen den Einsätzen jeweils nicht mehr als drei Monate liegen. Verstöße gegen die oben genannte Offenlegungspflicht sowie die Höchstüberlassungsdauer führen zur Unwirksamkeit der Arbeitsverträge zwischen Verleiher und Leiharbeitnehmer. Es wird ein Arbeitsverhältnis zwischen Leiharbeitnehmer und Entleiher von Gesetzes wegen fingiert, soweit der Leiharbeitnehmer dem nicht widerspricht. Sie können zudem als Ordnungswidrigkeit geahndet werden.

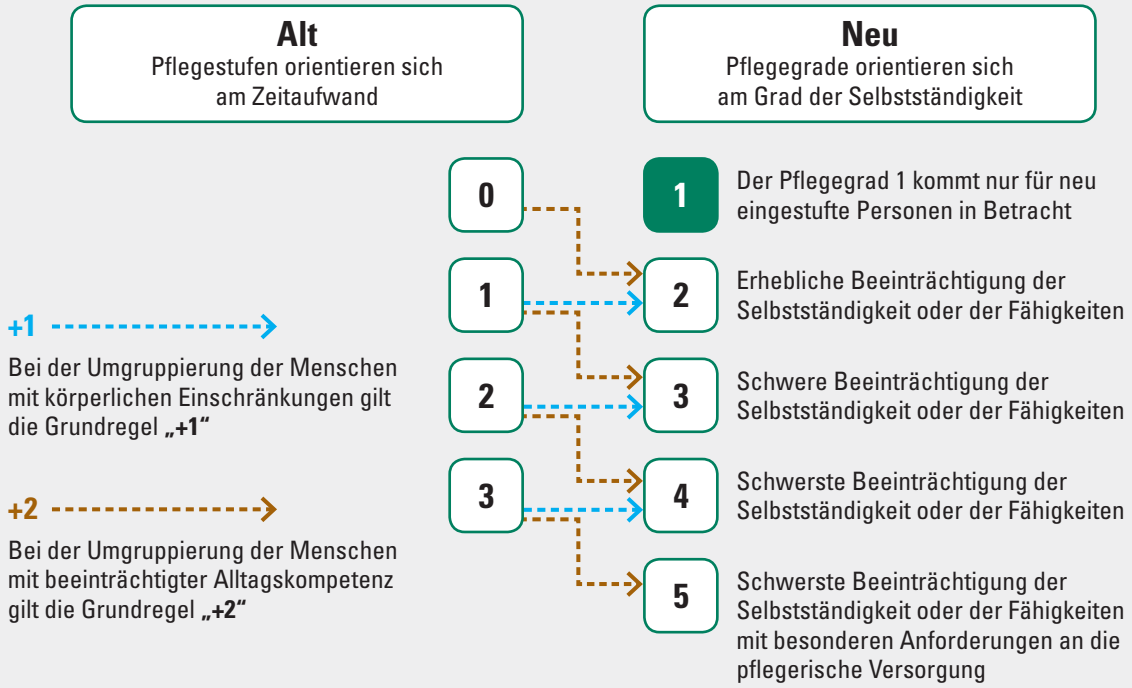
Als positiv ist zu bewerten, dass der Gesetzentwurf ausdrücklich die Möglichkeit vorsieht, durch einen Tarifvertrag von Tarifvertragsparteien der Einsatzbranche oder aufgrund eines solchen Tarifvertrags durch Betriebsvereinbarung eine längere als 18 Monate währende Höchstüberlassungsdauer festzulegen. Dies ermöglicht dem Steinkohlenbergbau, die gegebenenfalls auch konzerninterne Arbeitnehmerüberlassung durch einen Tarifvertrag zu gestalten und weiterhin als notwendiges und bewährtes personalpolitisches Instrument im Auslaufprozess beibehalten zu können.

Der bisher auf verschiedene Vorschriften des AÜG verteilte Gleichstellungsgrundsatz soll zudem systematisch zusammengefasst und dahingehend ergänzt werden, dass Leiharbeitskräfte nach neun Monaten Anspruch auf das Arbeitsentgelt haben, das vergleichbare Stammarbeitnehmer des Entleihers in dessen Betrieb erhalten („Equal Pay"). Eine darüber hinausgehende Abweichung vom Gleichstellungsgrundsatz ist hinsichtlich des Arbeitsentgelts zukünftig nur noch möglich, wenn für das Arbeitsverhältnis ein Branchenzuschlagstarifvertrag gilt, der nach einer Einarbeitungszeit von längstens sechs Wochen eine stufenweise Heranführung des Arbeitsentgelts an „Equal Pay" vorsieht. Das von den Tarifvertragsparteien als vergleichbar festgelegte Arbeitsentgelt müssen die Leiharbeitskräfte dann spätestens nach 15 Monaten erreichen.

Darüber hinaus ist die Festlegung vorgesehen, dass Leiharbeitnehmer bei den betriebsverfassungsrechtlichen und den für die Unternehmensmitbestimmung geltenden Schwellenwerten beim Entleiher zu berücksichtigen sind, soweit die Gesamtdauer der Überlassung sechs Monate übersteigt. Die Unterrichtungsrechte des Betriebsrats gegenüber dem Arbeitgeber sollen zukünftig unter anderem auch den zeitlichen Umfang des Einsatzes, den Einsatzort und die Arbeitsaufgaben umfassen.

Die vorgesehenen gesetzlichen Regelungen zur tarifvertraglichen Gestaltung der Höchstüberlassungsdauer sowie zum „Equal Pay" stellen zwar eine deutliche Verbesserung gegenüber dem ursprünglichen Referentenentwurf dar. Zu begrüßen ist auch, dass die ursprünglichen Vorschläge zur gesetzlichen

Überleitung Pflegestufen in Pflegegrade



Quelle: Bundesministerium für Gesundheit, 2016

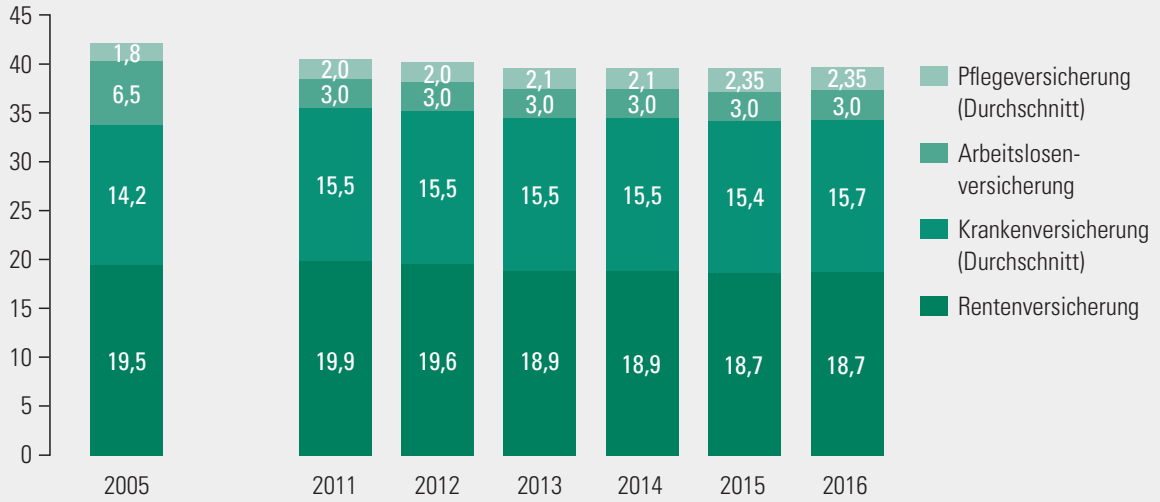
Bestimmung von Kriterien für das Vorliegen eines Arbeitsverhältnisses bzw. eines Werkvertrags keine Umsetzung mehr erfahren. Dennoch finden sich noch viele Regelungen, die das notwendige Flexibilisierungsinstrument Arbeitnehmerüberlassung unnötig erschweren.

Pflegestärkungsgesetze

Auf dem sozialpolitischen Gebiet hat sich die große Koalition zum Ziel gesetzt, die gesetzliche Pflegeversicherung in der laufenden Legislaturperiode umfassend zu reformieren. Die Reform erfolgt in mehreren Schritten: Bereits zum 1. Januar 2015 ist das Erste Pflegestärkungsgesetz (PSG I) in Kraft getreten. Mit dem Zweiten Pflegestärkungsgesetz (PSG II) tritt mit der Einführung eines neuen Pflegebedürftigkeitsbegriffs und einem neuen Begutachtungsverfahren zum 1. Januar 2017 die große Reform der gesetzlichen Pflegeversicherung in Kraft. Die bisherigen drei Pflegestufen werden dann durch fünf Pflegegrade abgelöst. Einige Regelungen des PSG II (Verbesserungen hinsichtlich der Beratung Pflegebedürftiger und ihrer Angehörigen, der ärztlichen Versorgung der Bewohner in Pflegeheimen sowie der Zugang von Pflegebedürftigen zu Maßnahmen der Rehabilitation) sind bereits zum 1. Januar 2016 in Kraft getreten. Mit dem Dritten Pflegestärkungsgesetz (PSG III), das planmäßig zum 1. Januar 2017 in Kraft treten wird, soll die Rolle der Kommunen in der Pflege gestärkt werden.

Anknüpfungspunkt des neuen Pflegebedürftigkeitsbegriffs, der mit dem PSG II eingeführt wird, ist der Maßstab des Grads der Selbstständigkeit eines Menschen bei der Durchführung von Aktivitäten oder der Gestaltung von Lebensbereichen und der Abhängigkeit von personeller Hilfe in allen relevanten Bereichen der elementaren Lebensführung und nicht mehr – wie nach geltendem Recht – der Faktor „Zeit“, der den Umfang der notwendigen Pflege umreißt. Berücksichtigt werden neben körperlichen und psychischen auch kognitive Beeinträchtigungen. Mithilfe des Neuen Begutachtungsassessments (NBA) wird zukünftig ermittelt, wie selbstständig eine Person ist. Die Beurteilung erfolgt anhand der Prüfung von sechs Lebensbereichen (Modulen). Die Ergebnisse der Beurteilung der einzelnen Module werden über eine Bewertungsmatrix transferiert. Aus der Summe der jeweils gewichteten Punktwerte ergibt sich die Zuordnung in einen Pflegegrad. Das neue NBA soll zu einer gerechteren Einstufung von Pflegebedürftigen führen,

Entwicklung des Gesamt-Sozialversicherungsbeitrags*



* Summe der Beiträge in Renten-, Kranken-, Arbeitslosen- u. Pflegeversicherung (Arbeitgeber- und Arbeitnehmeranteil) in % des sozialversicherungspflichtigen Entgelts.

Quellen: DRV KBS; Bundesanzeiger 2015

insbesondere zu einer verbesserten Einstufung von Menschen mit demenziellen Erkrankungen.

Die Pflegebedürftigen, die bis Ende des Jahres 2016 nach dem derzeitigen System in drei Pflegestufen eingeordnet sind, sollen durch Überleitungsregelungen nahtlos und ohne finanzielle Nachteile in das neue System übergeleitet werden. Im Juni 2016 wurden die neuen Begutachtungsrichtlinien genehmigt, derzeit wird die neue Begutachtungssoftware erprobt und die Gutachter werden geschult. Zu mehr Planbarkeit auf Seiten der Versicherten und ihrer Angehörigen sowie zu mehr Markttransparenz führt die Einführung eines einrichtungseinheitlichen Eigenanteils bei stationärer Pflege (derzeit erhöht sich der Eigenanteil bei Einstufung in eine höhere Pflegestufe). Pflegende Angehörige werden zukünftig unter bestimmten Voraussetzungen in der Arbeitslosen- und Rentenversicherung versichert sein. Mit der Reform zum 1. Januar 2017 erhöht sich der Beitragssatz der gesetzlichen Pflegeversicherung um 0,2 Prozentpunkte auf dann 2,55 % bzw. 2,8 % für Kinderlose. Der Gesamtsozialversicherungsbeitrag verbleibt wegen der Entlastungen in der Rentenversicherung unter 40 %, durch diese Mehrbelastung sinkt er jedoch nicht weiter.

Mit Inkrafttreten der gesetzlichen Pflegeversicherung im Jahr 1995 haben sich die Kommunen aus der Daseinsvorsorgeaufgabe mit Blick auf die Pflege immer mehr zurückgezogen. Eine Bund-Länder-Arbeitsgruppe hatte den Arbeitsauftrag erhalten, die stärkere Einbindung der Kommunen in die Strukturen der Pflege sowie die Weiterentwicklung von Sozialräumen zur Sicherstellung des Verbleibs pflegebedürftiger Menschen in ihrem gewohnten Umfeld zu erarbeiten. Das Bundeskabinett hat am 28. Juni 2016 den Entwurf eines Dritten Pflegestärkungsgesetzes (PSG III), mit dem entsprechend der Empfehlungen der Arbeitsgruppe die Rolle der Kommunen und der Länder in der Pflege gestärkt werden soll, beschlossen. Der Entwurf des PSG III sieht vor, dass die Länder die Möglichkeit erhalten, sektorenübergreifende Landespflegeausschüsse auf Landesebene sowie unter anderem in den Landkreisen regionale Pflegeausschüsse einrichten zu können, die Vorschläge zur Weiterentwicklung der pflegerischen Infrastruktur (Verbesserung der sektorenübergreifenden Versorgung sowie zum Abbau von Über-, Unter- und Fehlversorgung) abgeben. Die Pflegekassen sollen die Empfehlungen bei den Vertragsverhandlungen berücksichtigen müssen. Ferner wird ein Initiativrecht der Kommunen zur Errichtung von Pflegestützpunkten eingeführt. Die Kosten – und dies ist kritisch zu sehen – sollen je zu einem Drittel von den Kommunen sowie von der gesetzlichen Krankenversicherung sowie Pflegeversicherung getragen werden. Darüber hinaus sollen Modellvorhaben zur kommunalen Beratung Pflegebedürftiger und ihrer Angehörigen erprobt

werden. Dazu soll in bis zu 60 Modellkommunen über einen Zeitraum von fünf Jahren ein ganzheitlicher Beratungsansatz erprobt werden, der die Beratungsaufgaben der Pflegekassen mit den kommunalen Aufgaben verknüpfen soll.

Alterssicherung und betriebliche Altersversorgung
Die Debatte um die Ausgestaltung der Alterssicherung konzentriert sich derzeit auf zwei Schwerpunkte. Die große Koalition hat sich sowohl die Weiterentwicklung der gesetzlichen Rente als auch eine Verbesserung in der betrieblichen Altersversorgung zum Ziel gesetzt.

Bei der gesetzlichen Rentenversicherung findet sich der begrüßenswerte Ansatz, den Wechsel vom Berufsleben in den Ruhestand flexibler auszugestalten. Hierzu soll zunächst die bereits bestehende Möglichkeit, eine Teilzeitbeschäftigung vor Erreichen der Regelaltersgrenze durch eine Teilrente zu ergänzen, vereinfacht werden. Die bestehenden festen Teilstufen sollen wegfallen und stattdessen 40 % des die Hinzuverdienstgrenze von jährlich 6 300 € übersteigenden Betrags abgezogen werden. Darüber hinaus soll der weitere Aufbau von Rentenansprüchen verbessert werden. Wer eine vorgezogene Vollrente wegen Alters bezieht und weiter arbeitet, soll künftig regelmäßig auch seinen Rentenanspruch erhöhen, da er bis zum Erreichen der Regelaltersgrenze versicherungspflichtig bleibt. Nach Erreichen der Regelaltersgrenze soll künftig die Möglichkeit bestehen, auf die dann bestehende Versicherungsfreiheit zu verzichten und durch den weiteren Erwerb von Entgeltpunkten den Rentenanspruch zu erhöhen. Diese Maßnahmen werden durch weitere Elemente ergänzt, um eine Flexibilisierung zu unterstützen. So soll es künftig fünf Jahre früher als derzeit, nämlich bereits ab dem 50. Lebensjahr, möglich sein, zusätzlich Beiträge in die Rentenversicherung einzuzahlen, um Rentenabschläge auszugleichen, die mit einer geplanten vorzeitigen Inanspruchnahme einer Altersrente verbunden wären. Darüber hinaus soll der aktuell bestehende isolierte Arbeitgeberbeitrag für Beschäftigte nach Erreichen der Regelaltersgrenze für fünf Jahre entfallen. Um die Arbeitsfähigkeit der Beschäftigten zu erhalten und zu verbessern, sollen auch die Präventions- und Rehabilitationsaktivitäten der Rentenversicherungsträger gestärkt und ausgeweitet werden.

Diese Planungen zeigen angesichts des demografischen Wandels in die richtige Richtung, gehen aber nicht weit genug. Um das Ziel zu erreichen, den fließenden Wechsel älterer Beschäftigter vom aktiven Berufsleben in den Ruhestand attraktiv zu gestalten, sollte auf Hinzuverdienstgrenzen verzichtet werden, und zwar auch vor Erreichen der Regelaltersgrenze. Diese Lösung, die keine Mehrkosten für die gesetzliche Rentenversicherung mit sich bringen würde, hätte auch den Vorteil, dass der bürokratische Aufwand zur Berechnung und Überwachung des zulässigen Hinzuverdienstes entfallen könnte.

Hingegen sollte auf die im Koalitionsvertrag vorgesehene und mittlerweile auch innerhalb der Koalition umstrittene Solidarische Lebensleistungsrente verzichtet werden. Wer weniger als 30 Rentenentgeltpunkte für sein Alterseinkommen erworben hat, dessen Entgeltpunkte sollen aufgewertet oder mit einem Zuschlag begünstigt werden, um eine Gesamtsumme von 30 Entgeltpunkten zu erhalten. Voraussetzung ist, dass mindestens 40 Jahre Beiträge in die gesetzliche Rentenversicherung eingezahlt wurden. Diese Rentenaufwertung wäre – auch nach Auffassung der Deutschen Rentenversicherung – jedoch kein geeignetes Instrument, um zielgenau drohende Altersarmut abzuwenden. Zum einen sind Beschäftigte, die 40 Jahre lang Beiträge eingezahlt haben, nur selten von Altersarmut betroffen. Außerdem bedeutet eine niedrige gesetzliche Rente nicht unbedingt, dass deren Empfänger auch von Armut betroffen sind. Denn das ist man im Sinne der Grundsicherung – und der Bezug dieser Leistung soll ja vermieden werden – nur dann, wenn kein weiteres Einkommen und Vermögen im Haushalt vorliegt. Will man Streuverluste und Mitnahmeeffekte vermeiden und zielgenau Altersarmut auf diesem Wege verhindern, so müsste die Rentenversicherung eine Bedürftigkeitsprüfung durchführen. Dies bedeutet einen großen Aufwand und würde eine Vermischung des Versicherungsprinzips der Rente mit dem Fürsorgeprinzip mit sich bringen. Insofern ist es erfreulich, dass innerhalb der Koalition eine erneute Diskussion geführt wird, ob der Koalitionsvertrag hier unverändert zur Umsetzung gelangen soll.

Parallel wird derzeit darüber debattiert, ob die bestehende gesetzliche Zielsetzung, das Rentenniveau zu senken (auf mindestens 46 % bis 2020 bzw. 43 % im Jahr 2030), aufgegeben werden soll. Diese Zielsetzung, die nach aktuellen Prognosen eingehalten werden kann, soll dabei helfen, den Beitragssatz auf maximal 20 % (2020) bzw. 22 % (2030) zu begrenzen. Diese wesentlichen Grundentscheidungen, ebenso wie die Anhebung der Regelaltersgrenze auf 67 Jahre bis zum Jahr 2029, sollten nicht in Frage gestellt werden. Die Weichenstellungen waren richtig und sind es angesichts des demografischen Wandels auch heute noch. Im Übrigen zeigt sich, dass sich in den letzten Jahren die Beschäftigungschancen Älterer spürbar verbessert haben, ein wichtiger und notwendiger Beitrag zur Begrenzung der Auswirkungen der älter werdenden

Gesellschaft. Verbunden mit den Maßnahmen zur Sicherung der Beschäftigung für den Einzelnen durch bessere Prävention und Rehabilitation können so die Ziele einer demografiefesten Alterssicherung erreicht werden.

Im Übrigen, und das gilt weiterhin für die sogenannte Mütterrente und die „Rente mit 63" wie auch für die solidarische Lebensleistungsrente, dürfen für das Erreichen von gesellschaftspolitischen Zielen keine Versichertenbeiträge zum Einsatz kommen. Soweit sich der Gesetzgeber für die Einführung solcher Leistungen entscheidet, sind diese durch Steuermittel zu finanzieren.

Die Diskussion um die gesetzliche Rentenversicherung ist mit Überlegungen zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung gekoppelt. Hier hat es sich die Große Koalition insbesondere zum Ziel gesetzt, die Verbreitung der Betriebsrenten besonders in den KMU zu erhöhen. Nach vielen Diskussionen, insbesondere in den letzten beiden Jahren, und der Einholung gutachterlicher Expertise hat das BMAS in diesem Sommer einen „Zielgruppendialog betriebliche Altersversorgung" mit Vertretern der Sozialpartner durchgeführt. Ziel des BMAS ist es, noch im Jahr 2016 ein Gesetzespaket zur Stärkung der Betriebsrente zu verabschieden.

Wichtigstes Element der BMAS-Vorschläge ist die Einführung des sogenannten Sozialpartnermodells Betriebsrente, mit dem die Tarifpartner eine gemeinsame Einrichtung gründen können, über die eine betriebliche Altersversorgung abgewickelt wird. Bei der Ausgestaltung soll den Tarifparteien ein großer Spielraum eingeräumt werden. Insbesondere wird auch eine reine Beitragszusage diskutiert, die keine bestimmte Betriebsrentenhöhe garantiert. Wenn die betriebliche Altersversorgung über eine solche Einrichtung durchgeführt wird, soll die derzeit bestehende Haftung des Arbeitgebers für die Betriebsrentenzahlungen entfallen. Gerade Letzteres soll dazu dienen, den KMU die Teilnahme an einem solchen Modell zu erleichtern und Hemmschwellen bei der Etablierung der betrieblichen Altersversorgung zu überwinden. Dennoch verbleiben bei diesem Vorschlag noch offene Fragen. Ungeklärt ist derzeit, ob und gegebenenfalls wie bereits bestehende Versorgungszusagen in eine solche Einrichtung überführt werden können. Auch die Insolvenzsicherung – bisher über den Pensionssicherungsverein auf Gegenseitigkeit (PSVaG) – ist noch ungeklärt. Dieser jedoch sollte die Insolvenzsicherung nicht übernehmen, da das abzusichernde kapitalgedeckte Sozialpartnermodell andere Risiken, insbesondere Anlagerisiken, birgt als das derzeit vom PSVaG abgesicherte Insolvenzrisiko des einzelnen Arbeitgebers. Es bleibt abzuwarten, ob das Sozialpartnermodell tatsächlich das Ziel erreicht, auch ohne das Instrument der Allgemeinverbindlichkeitserklärung von Tarifverträgen zu einer weiteren Verbreitung der betrieblichen Altersversorgung beizutragen, und wie sich dieses Modell auf die anderen, etablierten und bewährten Versorgungswege auswirkt.

Für die bestehenden Versorgungswege sind punktuelle Verbesserungen vorgesehen. So wird derzeit eine direkte Förderung der arbeitgeberfinanzierten betrieblichen Altersversorgung für Bezieher geringer Einkommen diskutiert, die auf dem Wege einer Erstattung von rund einem Drittel des Arbeitgeberbeitrags über das Lohnsteuerabzugsverfahren erfolgen soll. Der steuerfreie Dotierungsrahmen soll einheitlich auf 6,5 % der Beitragsbemessungsgrenze festgelegt werden (bisher 4 % zzgl. 1800 € Erhöhungsbetrag) und bei betrieblicher Altersversorgung mit Riesterförderung soll die Belastung mit Kranken- und Pflegeversicherungsbeiträgen sowohl in der Anspar- als auch in der Leistungsphase beseitigt werden.

Diese Einzelpunkte gehen in die richtige Richtung, sollten aber weiter ergänzt werden. So wäre die Erweiterung der vorgesehenen Förderung über die arbeitgeberfinanzierten Zusagen hinaus auch für die Entgeltumwandlung sinnvoll, um die Anreize für Geringverdiener weiter zu verbessern. Bedauerlich ist, dass die aktuell vorgesehenen Maßnahmen nicht dazu genutzt werden, die Grenzen für die Steuer- und die Sozialabgabenfreiheit zu harmonisieren.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die betriebliche Altersvorsorge im Paket der Alterssicherung insgesamt eine immer bedeutendere Rolle einnimmt. Die vorgelegten Vorschläge deuten schon in die Richtung, dass hier die Wirtschaft zunehmend in die Pflicht genommen werden soll, um die Altersvorsorge künftig abzusichern. Dies zeigte sich auch in den Diskussionen der letzten Jahre, vor allem mit dem wiederkehrenden Vorschlag einer verpflichtenden betrieblichen Altersversorgung (zum Beispiel im Jahr 2015 im beschlossenen Grundsatzprogramm der CDA), teils verbunden mit einer Abwahlmöglichkeit („opting out"). Es steht zu befürchten, dass eine zunehmende Regulierung dieses ursprünglich freiwilligen Modells zu einer Beschädigung der erfolgreichen betrieblichen Altersversorgung führt. Bisher ist diese Form der Alterssicherung – für die die Arbeitgeber allein haften – erfolgreich und kann durch die Verbesserung der Rahmenbedingungen weiter optimiert werden.

Plakatmotiv aus der RAG Arbeitsschutzkampagne „Sicherheit! Denk daran, bevor du loslegst“.

Arbeitsschutz

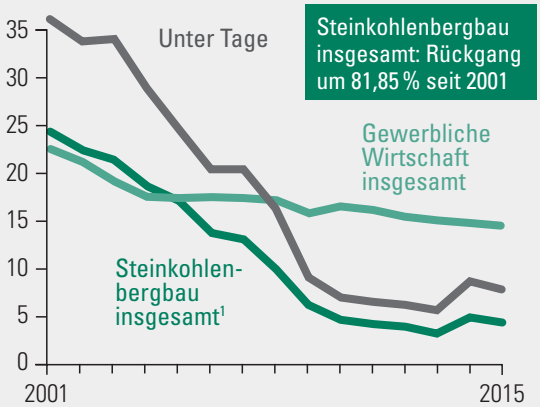
Der deutsche Steinkohlenbergbau zählt in Bezug auf Unfallzahlen zu den sichersten Industriebranchen überhaupt und ist gleichzeitig der sicherste Steinkohlenbergbau weltweit. Dies gilt sowohl für die Arbeit unter Tage als auch über Tage. Trotz dieser erfreulichen Entwicklung wird die RAG auch in den kommenden Jahren ihr Engagement in der Arbeitssicherheit weiter intensivieren, um damit auch den Herausforderungen des Auslaufbergbaus weiter begegnen zu können. Hier gilt es, insbesondere die Veränderungen in der Personalstruktur, die aufgrund des kontinuierlichen Ausscheidens von Mitarbeitern zur Bildung neuer Teams führt, sowie den vermehrten Einsatz von Partnerfirmen zu berücksichtigen.

Dass das Konzept Rechnung trägt, zeigt sich auch anhand von Zahlen: So lag die Unfallkennziffer bei der RAG für alle unter Bergaufsicht stehenden Unternehmensteile im vergangenen Jahr bei 4,41 Unfällen je eine Million geleisteter Arbeitsstunden und damit um 0,5 Punkte unter dem Wert des Jahres 2014. Unter Tage fiel die Quote auf 7,81 (Vorjahr: 8,62).

Um auch in der Auslaufphase des deutschen Steinkohlenbergbaus das sehr niedrige Niveau der Unfallzahlen weiter zu senken und die Arbeitsfähigkeit der Beschäftigten zu sichern, hat die RAG im Jahr 2016 ihre neue Arbeitsschutzkampagne „Sicherheit! Denk daran, bevor du loslegst“ gestartet. Diese steht bis zur Fördereinstellung der letzten Steinkohlenbergwerke Prosper-Haniel und Ibbenbüren Ende des Jahres 2018 für die Verlässlichkeit und das Verantwortungsbewusstsein des deutschen Steinkohlenbergbaus im Umgang mit seinen Mitarbeitern. Die Arbeitsschutzkampagne thematisiert die sechs Unfallschwerpunkte Fahrung, Handling, Wegeunfälle, fallende und abgleitende Gegenstände, Transport unter und über Tage sowie weitere Risiken. Hierbei spielt insbesondere die Verzahnung von Führung, Kommunikationsmaßnahmen, Schulungen und Veranstaltungen eine wesentliche Rolle. Deshalb ergänzen zahlreiche weitere Elemente das Kommunikationsangebot: Plakate, Vorsatzkarten, Videosequenzen für Wartezonen, Weiterbildungsmaßnahmen, Podiumsdiskussionen, Commitment Acts,

Entwicklung der Unfallzahlen

Unfälle
(Gesamtzahl je 1 Mio. Arbeitsstunden)



[1] unter Bergaufsicht stehende Unternehmensteile

Quellen: DGUV; RAG

Gesprächsrunden mit Sicherheitsverantwortlichen sowie spezielle Veranstaltungen wie die sogenannten AGU-Tage. In regelmäßigen Abständen ist die Arbeitsschutzkampagne auch Thema des RAG-Mitarbeitermagazins „Steinkohle". Sie setzt damit auf die direkte Ansprache der Belegschaft und appelliert an die Verantwortung, die jeder Mitarbeiter für sich selbst und seine Kollegen trägt.

Gesundheitsschutz

Neben dem Arbeitsschutz kommt auch dem Gesundheitsschutz im deutschen Steinkohlenbergbau mit einer zusehends älter werdenden Belegschaft eine verantwortungsvolle Rolle zu. Und auch hier steht die Arbeitsfähigkeit der Beschäftigten im Fokus. Das betriebliche Gesundheitsmanagement der RAG zeichnet sich durch individuelle Präventionskonzepte sowie Beratungs- und Betreuungsleistungen auf Grundlage aktueller wissenschaftlicher Gesundheitsforschung aus und leistet einen maßgeblichen Beitrag dazu, die Gesundheit der Mitarbeiter nicht nur zu erhalten und wiederherzustellen, sondern auch aktiv zu fördern. So konnte bei der RAG im Jahr 2015 eine „Gesundheitsquote" von 93,8 % erreicht werden. Die Gesundheitsquote, nicht zu verwechseln mit dem „Krankenstand", fokussiert den Gesundheitszustand der Belegschaft und spiegelt damit die Erfolge der betrieblichen Gesundheitsförderung wider.

Die Idee der betrieblichen Gesundheitsförderung erschöpft sich nicht in einer dauerhaften Betreuung sportlicher Aktivitäten oder der Aufklärung im Gesundheitswissen. Vielmehr ist das eigentliche Ziel immer der im Sinne seiner eigenen Gesundheit mündige Mitarbeiter. Dieser bekommt durch den integrativen Ansatz der systematischen Bündelung von Angeboten der Prävention, Rehabilitation und Integration ein auf seine Bedürfnisse zugeschnittenes Angebot und wird damit in seiner Leistungsfähigkeit und Motivation nachhaltig gestärkt. Die präventive Strategie richtet sich an die gesunden und motivierten Mitarbeiter, die das Rückgrat des Betriebs bilden. Die korrektive Strategie nimmt die Mitarbeiter in den Fokus, die höhere Krankheitsrisiken aufweisen. Für beide strategischen Ansätze stehen der RAG eine Vielzahl an Instrumenten zur Verfügung.

Eines der Instrumente des betrieblichen Gesundheitsmanagements stellt der APUC-Regelkreis (Analyse, Planung, Umsetzung, Controlling) dar, der sowohl zur passgenauen Planung verschiedenster Maßnahmen als auch zur Offenlegung betrieblicher Gesundheitsrisiken eingesetzt wird. Im ersten Schritt umfasst die Ist-Analyse die Sammlung aller gesundheitsrelevanten Informationen (Gesundheitsberichterstattung, Fehlzeitenanalyse, Gefährdungsbeurteilung, Gesundheitszirkel) im Unternehmen. In einem zweiten Schritt werden in einer Planungsphase auf Grundlage der gesammelten Informationen Ziele, Handlungsfelder und Maßnahmenpakete festgelegt. Schließlich werden in einem dritten Schritt diese Maßnahmenpakete umgesetzt. Eine Festlegung von Verantwortlichkeiten im Sinne der Betriebshierarchie ist dabei unerlässlich und wird sichergestellt. Im letzten vierten Schritt werden die zuvor festgelegten Ziele auf den Grad der Erfüllung hin überprüft. Das Prinzip des APUC-Regelkreises lautet daher: Weg vom Gießkannenprinzip, hin zu gezielter Interventionsarbeit.

Die strategischen Entscheidungen im betrieblichen Gesundheitsmanagement der RAG werden im sogenannten Konzernausschuss AGU bzw. in dessen Arbeitsgruppe Betriebliches Gesundheitsmanagement gefällt. Externe Referenten der Knappschaft-Bahn-See (KBS) sowie der Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie (BG RCI) sind ebenfalls Mitglieder dieser Arbeitsgruppe und informieren über die aktuellen Entwicklungen im Gesundheits- und Arbeitsschutz.

Umweltschutz

Quecksilberemissionen

Derzeit wird von einigen Seiten eine massive Gesundheitsgefährdung durch Quecksilber aus Kohlenkraftwerken beklagt. Quecksilber ist überall vorhanden und kommt in den Medien Luft, Boden, Wasser und auch in Pflanzen und Tieren sowie Lebensmitteln vor. Deswegen werden Grenzwerte zur Vermeidung von Schadstoffanreicherungen aufgestellt, die es einzuhalten gilt. Die Quecksilberbelastungen in der Luft, in Gewässern und Lebensmitteln werden durch regelmäßige Monitorings erfasst.

Quecksilber ist ein prioritärer Stoff mit weltweiter Verbreitung. Die Emissionsquellen sind sowohl anthropogen als auch global, natürlich und historisch. Von den weltweiten Gesamtemissionen haben die anthropogenen Emissionen lediglich einen Anteil von rund 30 %. Der Hauptanteil der nicht zu beeinflussenden Emissionsmengen stammt zu 10 % aus natürlichen Quellen (Vulkane, Waldbrände und Bodenerosionen) und zu 60 % aus der Remobilisierung historischer Quecksilbereinträge/-ablagerungen, die aus dem Wasser oder dem Boden wieder in die Luft freigesetzt werden. Diese Re-Emissionen sind durch anthropogene Aktivitäten in den zurückliegenden circa 200 Jahren verursacht worden. Die anthropogenen globalen Emissionen werden vom UNEP Global

Quecksilberbelastungen in der Luft, in Gewässern und in Lebensmitteln

Luftkonzentration	
Luftqualitätsstandard der Weltgesundheitsorganisation (WHO)/ Orientierungswert zur Bewertung der gesundheitlichen Wirkung von langfristiger inhalativer Exposition, festgelegt von der Bund-/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz (LAI)	bundesweite Hintergrundmessungen des Umweltbundesamts (UBA)
50 ng/m³ Luft	1 bis 2 ng/m³ Luft
Deposition (Quecksilber im Staubniederschlag)	
TA Luft Immissionswert	Messprogramm des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV)
1 µg/(m² · d)	0,03 µg/(m² · d)
Lebensmittel, Fisch	
EG-Verordnung 1881/2006 Fischereierzeugnisse allgemein	Lebensmittelkontrolluntersuchungen
0,5 mg/kg Fisch (Frischgewicht)	eingehalten
bestimmte Raubfische	
1,0 mg/kg Fisch (Frischgewicht)	eingehalten
Gewässer, Brasse	
zur Beurteilung der Gewässerqualität gilt für Quecksilber eine UQN	Gewässer-Messstellen
20 µg/kg Fisch (Frischgewicht)	Überschreitung der UQN
Gewässer, Schwebstoff	
zulässige Höchstkonzentration (ZHK)	Gewässer-Messstellen
0,07 µg/l	ZHK wird eingehalten

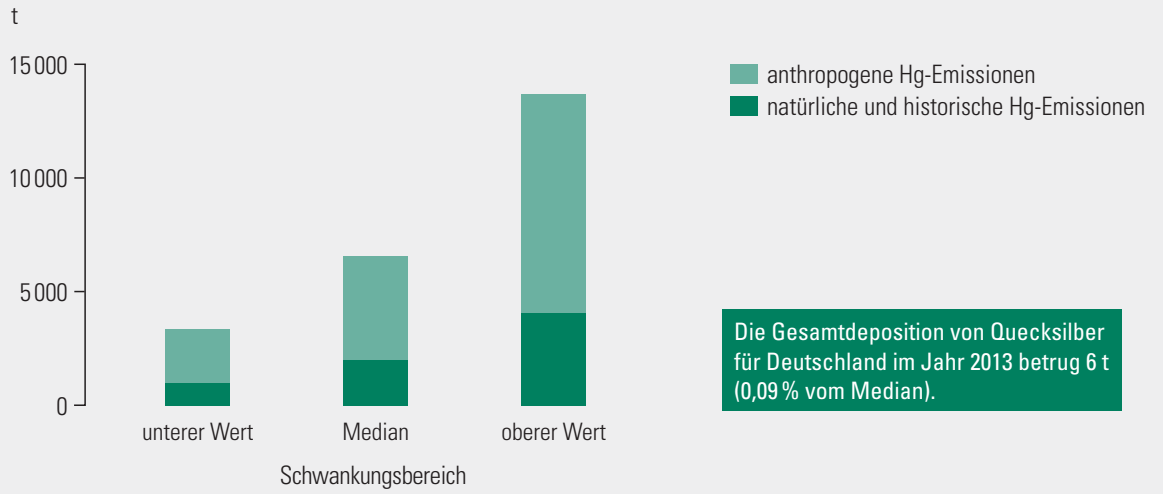
Mercury Assessment (2013) für das Jahr 2010 mit 1960 t angegeben, die Abschätzungen sind jedoch mit einer hohen Unsicherheit behaftet, der Schwankungsbereich reicht von 1010 t bis 4070 t. Hauptemittent ist mit 37 % die Goldgewinnung, gefolgt von der Kohlenverbrennung mit 24 % aufgrund der großen Massenströme.

Bezogen auf die globalen Gesamtemissionen beträgt der Anteil der in Deutschland verursachten Quecksilberemissionen rund 0,15 %, aus Kohlenkraftwerken in Deutschland stammen rund 0,1 %.

Die Gesamtdeposition von Quecksilber für Deutschland betrug 6,11 t im Jahr 2013, davon entstammen nur rund 37 % aus Deutschland selbst (Bundestagsdrucksache 18/7940).

In früheren Jahren war es durchaus üblich, Abwässer aus der Produktion mit freigesetztem Quecksilber in die Flüsse einzuleiten. Nicht erst mit Beginn der Chlor-Alkali-Produktion oder der Dentalamalgamherstellung entstanden Quecksilberemissionen. Bereits im Altertum wurde Quecksilber als Heilmittel gegen verschiedene Krankheiten verwendet. Ab dem 16. Jahrhundert wurde Quecksilber bedeutungsvoll für die Gewinnung von Silber aus Silbererzen und später für die Goldgewinnung. Um 1720 entwickelte Fahrenheit das erste brauchbare Quecksilberthermometer und im 18. Jahrhundert verwendeten Hutmacher Quecksilbersalze zur Herstellung der damals modischen Kastorhüte aus Biberhaar. Des Weiteren fand Quecksilber Anwendung in Desinfektionsmitteln und Beizmitteln für Saatgut. Aufgrund seiner elektrischen Leitfähigkeit und hohen Oberflächenspannung wurde es in Queck-

Weltweite Quecksilberemissionen im Jahr 2013



Quellen: UNEP Global Mercury Assessment, 2013; eigene Berechnungen

silberschaltern als Kontaktwerkstoff verwendet. Erst in den 1950er Jahren wurde die Gefahr von Quecksilber durch die sogenannte Minamata-Krankheit bekannt, bei der tausende Menschen in der japanischen Stadt Minamata an chronischer Quecksilbervergiftung erkrankten und teilweise starben, nachdem ein Chemiebetrieb quecksilberhaltige Abwässer in die Yatsushiro-See eingeleitet hatte.

Die Einträge der Quecksilberemissionen in die deutschen Gewässer sind in den letzten 30 Jahren in erheblichem Maß gesunken. Demgegenüber wurden in den Jahren 2014 und 2015 Studien/Gutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen erstellt, die aufzeigen sollen, welchen Anteil jedes Kohlenkraftwerk in Deutschland an den jährlichen Quecksilberemissionen hat. Obwohl die Einträge immens zurückgegangen sind, werden Grenzwertforderungen gestellt, die weit unter den derzeit gültigen und auch weit unter den voraussichtlich ab dem Jahr 2021 in Europa geltenden BVT-Vorgaben liegen. Das Thema wurde auch in den Medien aufgegriffen, mit panikmachenden Überschriften, wie zum Beispiel „Quecksilber belastet Gewässer schwer – Schuld sind Emissionen aus Kohlenkraftwerken", „Ist Fisch noch genießbar?", „NRW-Gewässer mit Quecksilber verseucht" und „Unfassbar giftig – Kohlenkraftwerke schleudern riesige Mengen Quecksilber in die Luft".

Fakt ist hingegen, dass nach Aussage der nordrhein-westfälischen Landesregierung über den Aufnahmepfad Luft keine gesundheitlichen Gefährdungen erfolgen und kein Lebensmittel im Zeitraum von 2012 bis 2015 aufgrund von Quecksilber beanstandet werden musste. Sowohl die Lebensmittelgrenzwerte für Quecksilber in Fried- und Raubfischen (500 bzw. 1000 µg/kg) als auch alle anderen einschlägigen Grenzwerte werden eingehalten. Die Beprobungen in den Binnengewässern Rhein, Saar und Donau zeigen Quecksilberkonzentrationen im Schwebstoff ausnahmslos im niedrigen Konzentrationsbereich (< 0,5 mg/kg). Höhere Konzentrationen finden sich in Elbe und Saale/Mulde bei einer Konzentrationsabnahme von bis zu 88 % in den letzten zehn Jahren.

Die europäische Richtlinie über Umweltqualitätsnormen im Bereich der Wasserpolitik (2013/39/EU) fordert für Quecksilber und Quecksilberverbindungen die Einhaltung einer Umweltqualitätsnorm in Biota (Biota-UQN) von 20 µg/kg Frischgewicht. Die Biota-UQN für Quecksilber bezieht sich auf Fische und dient dem Schutz höherer Lebewesen (Säugetiere, Greifvögel) vor Anreicherungen über die Nahrungskette. Die unterschiedlichen Ernährungsgewohnheiten der Otter und Seeadler, die im Vergleich zum Menschen bezogen auf ihr Körpergewicht wesentlich mehr Fisch zu sich nehmen, bedingen, dass die entsprechenden Werte für die Biota um den Faktor 25 bzw. 50 niedriger liegen als in Lebensmitteln. Dieser niedrig angesetzte Wert fließt in die chemische Bewertung des Gewässerzustands ein und wird dauerhaft und flächendeckend überschritten – und zwar um den Faktor 5 bis 15 der UQN. Das heißt aber

wiederum, dass die Werte um ein Vielfaches unter den Lebensmittelgrenzwerten liegen.

Für Gewässerproben wird die zur Familie der Karpfenfische gehörende Brasse genutzt. Sie ist weit verbreitet und dient deswegen als Bioindikator. Die Brasse bevorzugt Gewässer mit schlammigem Grund, bei der Nahrungssuche durchwühlt sie im weichen Schlamm den Boden. Hierbei werden auch die historischen Quecksilberablagerungen aufgewühlt. Eine Biota-UQN von 20 µg/kg kann mit dem Bioindikator Brasse demnach schwerlich erreicht werden. Denn die Remobilisierung kann heute nicht mehr verhindert oder verringert werden, es sei denn, die Altlasten der Sedimente würden ausgetauscht oder behandelt. So warnen aber zum Beispiel auch die Umweltverbände wie der BUND vor Flussvertiefungen. Durch die Baggerarbeiten an der Gewässersohle werden die in der Vergangenheit aus Industrie- und Bergbautätigkeiten sowie Abwässern in Flüsse eingeleiteten und nun abgelagerten Stoffe wie das Quecksilber erneut im Gewässer freigesetzt.

Auch die Autoren des Gutachtens „Quecksilber-Minderungsstrategie für Nordrhein-Westfalen" vom April 2016 hegen Zweifel, ob die Biota-UQN jemals erreicht werden kann: „Bei entsprechender Reduzierung (und allen anderen Maßnahmen, die dafür erforderlich sind) kann die Biota-UQN prinzipiell erreicht werden, soweit überwiegend luftgetragene Quecksilberbelastungen vorliegen und keine relevante Remobilisierung historischer Quecksilbereinträge aus Gewässersedimenten erfolgt."

Im ersten Bericht des Umweltbundesamts (UBA) „Vergleich der EU-UQN für Quecksilber in biologischen Matrizes mit der Belastungssituation in deutschen Oberflächengewässern – Stand der Belastung und Vorschläge für Handlungsoptionen" aus dem Jahr 2010 wurde neben der Brasse und dem Schwebstoff auch die Dreikantmuschel untersucht. Sie dient unter anderem der Brasse als Nahrungsquelle, ist weit verbreitet und aufgrund der intensiven Exposition gegenüber Schadstoffen ein häufig verwendeter Organismus für passives und aktives Monitoring. Die Untersuchungen ergaben Quecksilberkonzentrationen zwischen 10 und 50 µg/kg Frischgewicht. Die Werte lagen also um den Faktor 10 niedriger als in Brassen und überschritten die Biota-UQN maximal um den Faktor 2,5. Mehr als die Hälfte der Messwerte hielt die Biota-UQN ein. Im zweiten Bericht des UBA aus dem Jahr 2015 zur UQN in deutschen Gewässern wird die Dreikantmuschel nicht mehr erwähnt.

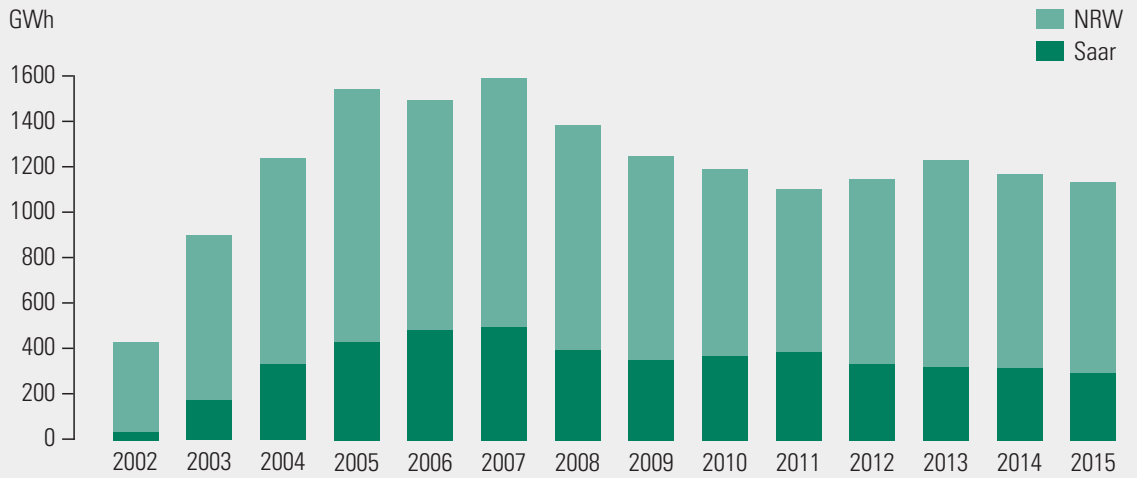
Ausgehend von den emittierten Quecksilberfrachten der Kohlenkraftwerke ist eine Gefahr für Mensch und Umwelt nicht gegeben. Selbst bei einer Nullemission aus den Kraftwerken kann die Biota-UQN in vielen Gewässern nicht erreicht werden, denn es sind vorrangig die globalen und natürlichen Quecksilberemissionen und erst recht die Remobilisierung historischer Quecksilberablagerungen maßgebend. Die Biota-UQN bezieht sich gemäß Richtlinie über Umweltqualitätsnormen auf Fische allgemein. Selbst wenn man die Höhe der Biota-UQN als angemessen betrachtet, scheint zumindest die schlammaufwühlende Brasse als Bioindikator für einen guten chemischen Zustand eines Gewässers ungeeignet zu sein.

Strom- und Wärmebeitrag von Grubengas in Nordrhein-Westfalen und im Saarland

Grubengasverwertung ist eine umweltverträgliche Form der Nutzung des Energieträgers Methan und leistet einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz. Die Umwandlung des methanhaltigen Grubengases in Strom und Wärme verhindert, dass Methan, das um ein Vielfaches klimaschädlicher als Kohlendioxid ist, in die Atmosphäre gelangt. Darüber hinaus wird der Einsatz eines ansonsten erforderlichen anderen Energieträgers vermieden. Eine Grubengasverwertungsanlage mit einer installierten Leistung von 1,35 MW vermeidet durch die Methanverbrennung und Substitution anderer Brennstoffe jedes Jahr zwischen 45 000 und 52 000 t CO_2-Emissionsäquivalente. Mit der gewonnenen Strommenge können rund 310 000 und mit der gewonnenen Wärmemenge rund 30 000 Haushalte versorgt werden.

Im Jahr 2015 waren in Nordrhein-Westfalen und im Saarland 124 Grubengas-Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von knapp 222 MW installiert, die Strom und Wärme aus Grubengas produzierten und in das Netz einspeisten. Gegenüber dem Vorjahr war die Stromerzeugung mit 1 136 Mio. kWh auf einem hohen Niveau geringfügig niedriger. Die Wärmeabgabe konnte hingegen nochmals auf rund 419 Mio. kWh gesteigert werden und übertraf damit den letztjährigen Höchststand. Eine effiziente Energieträgerausnutzung durch Wärmeauskopplung wird derzeit an 9 von 30 Standorten im Ruhrgebiet aufgrund der gegebenen erforderlichen Nähe zu Nah- oder Fernwärmenetzen bereits schon praktiziert und ist an sieben weiteren Standorten möglich. Im Saarland wird aus allen Grubengasverwertungsanlagen auch Wärme ausgekoppelt. Rund 0,6 % des gesamten Strombedarfs von Nordrhein-Westfalen konnten im Jahr 2015 aus Grubengas gedeckt werden. Damit hatte Grubengas einen Anteil von 5 % am erneuerbaren Strom. Die vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die

Stromerzeugung aus Grubengas



Strom- und Wärmeerzeugung aus Grubengas beliefen sich auf rund 4,7 Mio. t CO_2-Äquivalente.

Grubengasverwertung über das Jahr 2021 hinaus gestalten

In Nordrhein-Westfalen wurden in den Jahren 2000 bis 2004 über 100 modulare BHKW angeschafft und mit Grubengas in Betrieb genommen. Im Saarland waren es bis zum Jahr 2007 insgesamt 27 Gasmotoren an sieben Standorten, von denen heute noch 18 Motoren an fünf Standorten betrieben werden. Bundesweit gibt es seit dem Jahr 2007 keine Inbetriebnahmen mehr von neuen Grubengasanlagen größer 1 MW_{el}. Grund hierfür sind die zu niedrig angesetzten Vergütungssätze im derzeitigen und neuen EEG für diese Anlagen.

Die Vergütung spiegelt das unternehmerische Risiko bei der Installation einer neuen Anlage insbesondere in Verbindung mit den hohen Explorationsrisiken nicht wider. Zu den derzeitigen Marktpreisen für Strom – ohne eine EEG-Förderung – ist ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der bestehenden BHKW über den derzeitigen Förderzeitraum hinaus nicht möglich, da die Betriebskosten die Erlöse übersteigen. Der bestehende Anlagenpark wird in Abhängigkeit der jeweiligen Erstinbetriebnahme zwischen den Jahren 2021 und 2024 aus der EEG-Förderung fallen, da die Vergütungsdauer nach dem EEG nach 20 Jahren endet. Somit ist mit einer Stilllegung aller Grubengasverwertungsanlagen nach dem Auslaufen der jeweiligen EEG-Förderdauer zu rechnen. Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 wurden in Deutschland insgesamt rund 63 Mio. t CO_2-Emissionsäquivalente auf Basis von Grubengas-Verwertungsanlagen, die im Rahmen des EEG betrieben werden, vermieden. Oberhalb des jeweiligen Grubenwasserspiegels gibt es noch viel Flöz führendes Karbongebirge, sodass auch über das Jahr 2024 hinaus Grubengasemissionen zu erwarten sind. Diese würden über viele Jahre eine klimaschädigende Belastung der Atmosphäre verursachen, sofern das Grubengas nicht einer energetischen Verwertung zugeführt wird. Aus Klimaschutzgründen sollte daher Grubengas weiterhin in der EEG-Gesetzgebung eine angemessene Berücksichtigung finden.

Da Neu- oder Ersatzanlagen bei der Förderhöhe im derzeitigen EEG unwirtschaftlich sind, muss in Kürze eine angemessene Förderung zum Weiterbetrieb der „Altanlagen" mit Grubengasverwertung nach dem Auslaufen der alten EEG-Förderung entwickelt werden. Die notwendige Förderhöhe ergibt sich aus den stetig steigenden Betriebskosten, den zunehmenden Auflagen durch Netzbetreiber und Behörden, den verschärften technischen Anschlussbedingungen, steigenden Umweltanforderungen und den höheren technischen Aufwendungen, damit auch Grubengas mit niedrigen Methangehalten verwertet werden kann. Die bestehenden Anlagen könnten auch nach Auslaufen der Förderdauer von 20 Jahren in weiten Teilen weiter genutzt werden. Die Vergütung für neue Anlagen größer 1 MW_{el} sollte – im Hinblick auf das unternehmerische Risiko – so angepasst werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet werden kann. Des Weiteren sollte die Förderdauer bestehender Anlagen über den Zeitraum von derzeit 20 Jahren hinaus verlängert werden.

Vollzugsempfehlung Formaldehyd

Nachdem die EU-Kommission Formaldehyd als „wahrscheinlich beim Menschen karzinogen" eingestuft hatte, musste die LAI (Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz) für Feuerungsanlagen und Industrieprozesse eine deutschlandweit einheitliche Vollzugsempfehlung zu Formaldehydemissionen festlegen. Die Vollzugsempfehlung Formaldehyd wurde von den Umweltministern im Umlaufverfahren verabschiedet und auf der LAI-Internetseite mit Stand vom 9. Dezember 2015 veröffentlicht. Sie ist zum 1. Januar 2016 in Kraft getreten. Das Dokument ergänzt und aktualisiert die entsprechenden Regelungen der Technischen Anleitung Luft (TA Luft) mit Maßnahmen zur Begrenzung und Vermeidung der Formaldehydemissionen durch technische Anlagen. Die Neueinstufung von Formaldehyd als karzinogene Substanz hat durch die Verschärfung der Emissionsgrenzwerte große Auswirkungen auf eine Vielzahl genehmigungspflichtiger Anlagen und bedeutet einen erheblichen Nachrüstungsaufwand für mit Grubengas, Erdgas, Biogas oder Klärgas betriebene Verbrennungsmotoranlagen. Die LAI legt in der Vollzugsempfehlung einen neuen allgemeinen Emissionswert für Formaldehyd im Abgas von 5 mg/m³ vor. Für bestimmte Anlagenarten und Altanlagen wurden abweichende Regelungen getroffen, die im Rahmen der geplanten Novellierung der TA Luft in diese übernommen werden.

Biomassepark Hugo in Gelsenkirchen – regionale Wertschöpfung mit Vergangenheit und Zukunft

Auf dem Standort des ehemaligen Bergwerks Hugo 2/5/8 in Gelsenkirchen-Buer entwickelt die RAG Montan Immobilien GmbH den Biomassepark Hugo. Es ist die erste großflächige Kurzumtriebsplantage in einem europäischen Ballungsraum auf einem ehemals bergbaulich genutzten Areal. Auf einer Fläche von circa 22 ha entsteht eine Parkanlage mit schnell wachsenden Gehölzen. Die Umsetzung der Maßnahme erfolgt in enger Zusammenarbeit zwischen der RAG, der RAG Montan Immobilien, der Stadt Gelsenkirchen, dem nordrhein-westfälischen Umweltministerium und dem Landesbetrieb Wald und Holz NRW. Die Plattform Urbane Waldnutzung und die Ruhr-Universität Bochum übernehmen die wissenschaftliche Begleitung der Maßnahme. Hierbei wird untersucht, wie durch den Biomasseanbau die ehemals bergbaulich genutzte Fläche sowohl räumlich als auch sozial wieder in das städtische Umfeld von Gelsenkirchen eingebunden werden kann.

Der Biomassepark verfolgt unterschiedliche Ziele. Einerseits dient er der Umsetzung der Strategie „Biomasse.2020.NRW", in der es darum geht, den erneuerbaren Energieträger nachhaltig im Bundesland auszubauen und zugleich den Anspruch an Umwelt- und Naturschutz sicherzustellen. Gleichzeitig stellt er einen neuen Typ von Grünfläche im öffentlichen Raum dar, der für Projekte der Umweltbildung und für Freizeit- und Erholungsnutzung offensteht.

Rund 130 Jahre trugen das Bergwerk Hugo und seine späteren Verbundbergwerke zur Wirtschaftskraft in Gelsenkirchen bei. Die heimische Steinkohle versorgte Haushalte und Industrie mit der nötigen Energie für eine moderne Infrastruktur. Im Jahr 2000 stellte das Verbundbergwerk Ewald-Hugo seine Förderung ein. Das ehemalige Bergwerksgelände nun nach-

Im Biomassepark Hugo wurde ein Umweltinfopfad eröffnet

haltig zu nutzen, bedeutet gestaltende Verantwortung für die nachfolgenden Generationen. Förderte Hugo gestern noch die Steinkohle, streng genommen auch ein Produkt aus Biomasse, so liefert der Standort morgen den nachwachsenden Rohstoff Energieholz.

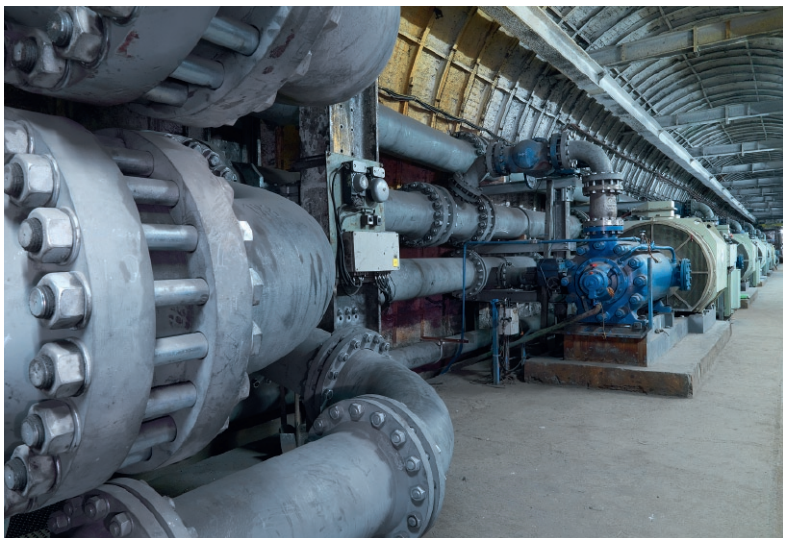
Im Rahmen der Auftaktwoche zur klimametropole RUHR 2022 sagte NRW-Umweltminister Johannes Remmel, dass „der Biomassepark Hugo beispielgebend bezüglich des Klimaschutzes, der Rückgewinnung von Flächen und von Stadtteilerneuerung ist". Der RAG-Vorstandsvorsitzende Bernd Tönjes ergänzte, „dass der Bergbau über zahlreiche weitere Flächen verfügt, um erneuerbare Energien zu erzeugen und bereitzustellen".

Grubenwasser sowie Betriebs- und Reststoffe unter Tage

In der Vergangenheit kamen Polychlorierte Biphenyle (PCB) aufgrund ihrer chemischen und physikalischen Eigenschaften – nicht brennbar, hoher Siedepunkt, hohe Viskosität, thermische Stabilität, chemische Resistenz – vielerorts in der Industrie zum Einsatz. So wurden PCB vor allem in Transformatoren, elektrischen Kondensatoren sowie als Weichmacher in Lacken, Dichtungsmassen, Isoliermitteln und Kunststoffen verwendet und haben sich überall auf der Erde ausgebreitet. Sowohl in der Atmosphäre, in Gewässern als auch im Boden sind sie nachweisbar.

Im deutschen Steinkohlenbergbau kamen in den 1970er und 1980er Jahren mehrere Tausend Tonnen PCB-haltiger Flüssigkeiten unter Tage zum Einsatz, nachdem dieser Einsatz aufgrund einer EU-Empfehlung bergbehördlich vorgeschrieben worden war (nach § 38 BVOStat und Brandschutzrichtlinien). Hintergrund dieser Anordnung war seinerzeit ein schweres Brandunglück in einem belgischen Steinkohlenbergwerk und die daraus resultierende Erkenntnis, aus Sicherheitsgründen allein nicht brennbare Hydraulikflüssigkeiten zum Einsatz kommen zu lassen. Nachdem feststand, dass von PCB Gesundheitsgefahren ausgehen, wurde der Einsatz im deutschen Steinkohlenbergbau ab dem Jahr 1984 eingestellt. Bis zu diesem Zeitpunkt hatte sich nicht verhindern lassen, dass es unter Tage zu Flüssigkeitsverlusten durch Leckagen, Defekte oder maschinelles Abspritzen aus Sicherheitsgründen gekommen war. Wie viel PCB unter Tage verblieben sind, ist heute nicht mehr exakt zu ermitteln. Ausgelaufene Hydraulikflüssigkeiten, vor allem in Abbaubetrieben, gelangten nach und nach mit der Förderung nach über Tage. Eine absichtliche Entsorgung der Flüssigkeiten unter Tage fand nicht statt.

Zum verantwortungsvollen Umgang des deutschen Steinkohlenbergbaus mit den Altlasten der vergangenen Jahrzehnte, wie eben PCB, gehört, dass die RAG in der Frage des Gewässerschutzes eng mit den Behörden zusammenarbeitet. Die RAG und die Aufsichtsbehörden lassen das Grubenwasser regelmäßig durch unabhängige akkreditierte Messinstitute prüfen. Die Umsetzung des Grubenwasserkonzepts wird nur dann in der geplanten Weise erfolgen, wenn aufgrund wissenschaftlich fundierter Erkenntnisse eine Gefährdung des Grund- und Trinkwassers ausgeschlossen werden kann. Zur



Pumpenkammer der zentralen Grubenwasserhaltung auf dem Welterbe Zollverein

Überprüfung der Grubenwasserqualität auf die Anforderungen der gesetzlichen Vorschriften, insbesondere nach der Wasserrahmenrichtlinie, hat die RAG gemeinsam mit dem Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) einen sogenannten Parameterkatalog erarbeitet. Die Daten dieses Monitorings werden seitens des LANUV ausgewertet, um den Einfluss von Grubenwasser auf den Zustand von Gewässern zu beurteilen. Hinsichtlich des abgepumpten und in die Flüsse geleiteten Grubenwassers gilt also höchste Sicherheit.

Eine der bedeutendsten Ewigkeitsaufgaben der RAG nach der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus in den Kohlenrevieren Ruhr, Saar und Ibbenbüren stellt die Grubenwasserhaltung dar. Durch die Verringerung der Grubenwasserhaltungsstandorte und die Einleitung des Grubenwassers in größere Flüsse wie Rhein, Saar und Ems sollen rund 360 km Bach- und Flussläufe vom Grubenwasser entlastet werden. Geplant ist unter anderem, die Emscher komplett vom Grubenwasser freizuhalten und die kleineren Nebengewässer so zu entlasten, dass eine Verbesserung der Wasserqualität und die naturnahe Umgestaltung erfolgt.

In den Medien werden kontroverse Diskussionen geführt, ob ein Grubenwasseranstieg aufgrund des seinerzeitigen Einsatzes von PCB unter Tage zu einer Gefährdung des Grund- und insbesondere des Trinkwassers führen könnte. Gleiches gilt für die Verbringung von Reststoffen unter Tage. Vor fast 30 Jahren hatte die RAG in enger Abstimmung mit der Bergbehörde begonnen, verschiedene Möglichkeiten zur Verwertung von Produktions- und Verbrennungsrückständen unter Tage zu prüfen. Es ging einerseits darum, die Arbeit unter Tage sicherer zu machen. Dazu sollten die Hohlräume, die hinter dem Steinkohlenabbau entstehen, geschlossen werden, um die Wetterführung und den Brandschutz zu verbessern und unter Umständen bergbauliche Auswirkungen an der Tagesoberfläche zu reduzieren. Andererseits bestand die Notwendigkeit, Reststoffe aus der Industrie sicher zu lagern. Grundlegende Untersuchungen wurden deshalb etwa durch das Land Nordrhein-Westfalen in Form einer entsprechenden Machbarkeitsstudie, aber auch durch das Unternehmen selbst in Form eines Universitätsgutachtens (Bonn) in Auftrag gegeben.

Bei den für eine solche Verwertung von der Bergbehörde zugelassenen Stoffen handelte es sich neben Kraftwerksrückständen um Rückstände aus der Stahl- und Zementproduktion, aus der Hausmüll- und Klärschlammverbrennung sowie um Altsande aus dem Gießereibetrieb. Die Anforderungen an eine Reststoffverwertung sahen entweder eine sogenannte immissionsneutrale Verbringung (die Eigenschaften der Reststoffe gleichen denen des umgebenden Gesteins) oder aber den vollständigen Einschluss vor (das Material wird dauerhaft von der Biosphäre ferngehalten). Von den eingelagerten Stoffen gehen keine Risiken für die Umwelt aus. Darauf wurde damals besonderer Wert gelegt.

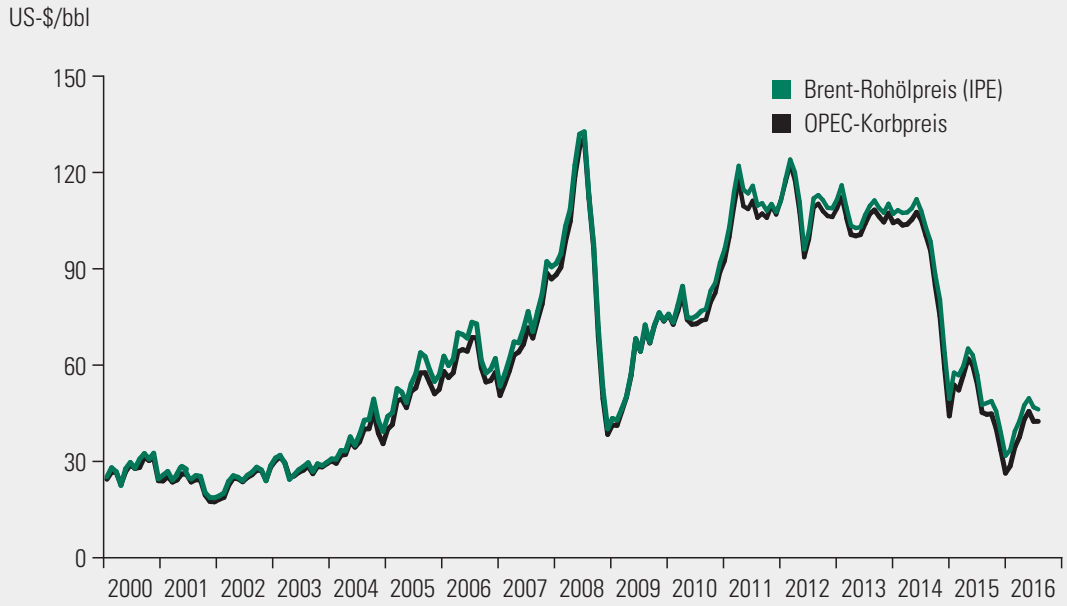
Für die RAG hatte der Schutz des Grund- und Trinkwassers immer höchste Priorität. Entsprechend ihrem Anspruch, Verantwortung für einen nachhaltigen Umgang mit den Folgen des Bergbaus zu übernehmen, wird die RAG auch in Zukunft dafür Sorge tragen, dass vom Grubenwasser keine Gefahren für Mensch und Natur ausgehen.

Kapitel 3
Internationale Energiemärkte

Foto: Jochen Tack / Stiftung Zollverein

Herbert
steag
FERNWÄRME

Preisentwicklungen: Brent-Rohöl (IPE) und Rohöl OPEC-Korb



Quellen: IPE; OPEC

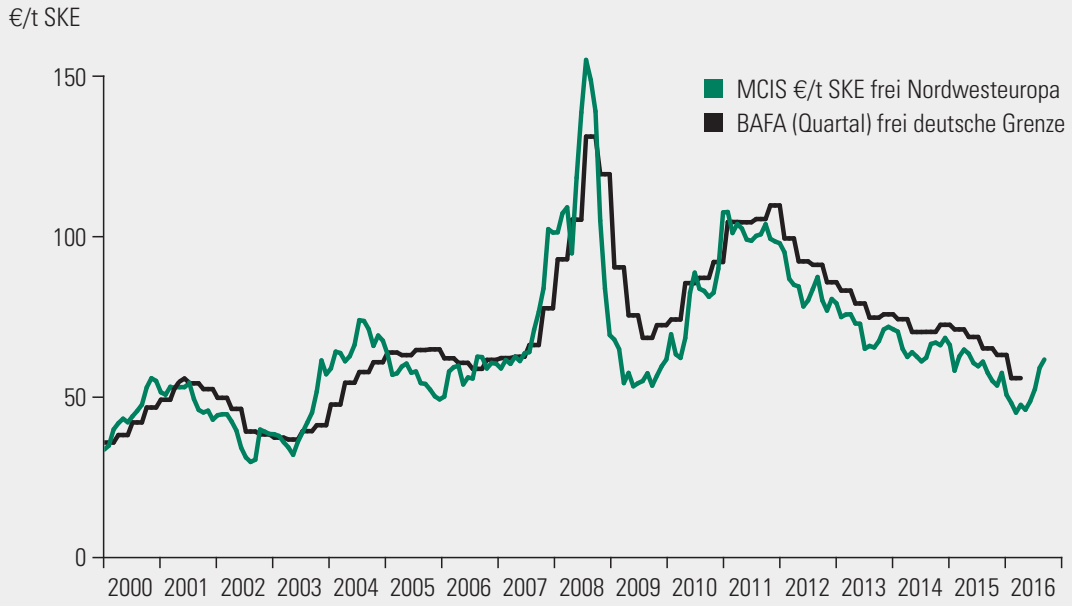
Weltweite Energietrends

Drastischer Rohstoffpreisverfall

Besonders erwähnenswert, und deshalb an erster Stelle zu nennen, ist der starke Preisverfall bei Energierohstoffen im vergangenen Jahr. Gemessen an der Preisentwicklung für Kraftwerkskohle begann der bisher dritte aufgezeichnete Rohstoff-Superzyklus gegen Ende 2006 und hielt ungefähr bis Ende 2012 an. Ausgelöst wurde der Superzyklus bzw. die Verlängerung des vorherigen Zyklus durch den steigenden Rohstoffhunger und Nachholbedarf der Schwellenländer, zunächst Chinas und später Indiens und weiterer Länder. Der Superzyklus wurde in den Jahren 2008 und 2009 durch die globale Finanzkrise zwar zeitweilig unterbrochen und gebremst, aber nicht gestoppt, und setzte sich in den Folgejahren auf etwas geringerem Niveau fort. Zu Beginn löste diese Hochpreisphase fast aller mineralischen und energetischen Rohstoffe die historisch höchsten Investitionsaktivitäten der weltweiten Rohstoff- und Bergbauindustrie aus. In dieser „Goldgräberstimmung" schaukelten sich steile Preisanstiege, hohe Gewinne sowie attraktive Dividendenausschüttungen und überproportionale Kostensteigerungen gegenseitig hoch. Mit den Preisanstiegen wurden schließlich auch weiterentwickelte Produktions- und Förderverfahren, wie das Fracking von Schieferöl und -gas, insbesondere in den USA wettbewerbsfähig und führten letztendlich zum sogenannten Fracking-Boom. In der Rückschau wurde durch diese Entwicklungen der Grundstein für die heutigen Überkapazitäten gelegt.

Der Preis für Rohöl, welcher von vielen Analysten als Energieleitwährung mit Einfluss auf den gesamten Energiepreiskomplex gedeutet wird, entwickelte sich im Trend infolge eines weltweiten Rohölangebotsüberhangs im Jahr 2014 stark rückläufig. Ausgehend von einem Niveau oberhalb der Marke von 100 US-$ im August 2014 ging der Preis sowohl von Brent-Rohöl (Ölleitsorte für Nordwesteuropa) als auch der OPEC-Korbpreis (Durchschnittspreis von 13 OPEC-Rohölsorten) bis zum Jahresende 2014 um 38 bzw. 41 % zurück. Im vergangenen Jahr beschleunigte sich der Rohölpreisverfall infolge des weiter anwachsenden Angebotsüberhangs. Die OPEC-Länder konnten sich in mehreren Konferenzen nicht auf Fördermengenkürzungen einigen und der Iran kurbelte nach Beilegung seines Atomstreits mit dem Westen seine Rohölförderung wieder kräftig an. Auf der anderen Seite wurde das Ölangebot durch Förderausfälle in Libyen und Nigeria etwas geschmälert. Entlastung brachte zwar auch die unter dem starken Kostendruck sinkende US-Schieferölproduktion. Diese dürfte aber ab einem Preisniveau von geschätzt 60 bis 80 US-$/bbl wieder stärker

Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle frei Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze



Quellen: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 1/2000 bis 7/2016; BAFA, Drittlandskohlepreise nach Quartalen

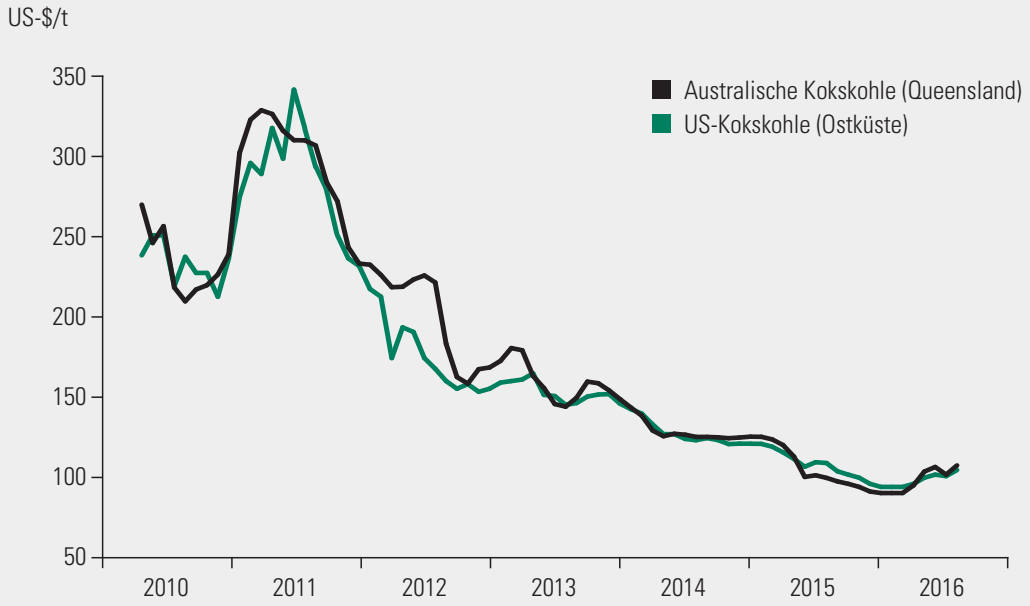
in den Markt einfließen und infolgedessen einen eventuellen zukünftigen Ölpreisanstieg deckeln. Im Januar 2015 fiel der Brent-Rohölpreis erstmals seit Anfang 2009 wieder unter die Marke von 50 US-$/bbl und flachte bis Anfang 2016 um weitere 36 % bis auf knapp 32 US $/bbl ab. Im Lauf dieses Jahres erholte sich die Brent-Rohölnotierung infolge einiger temporärer Angebotsstörungen – zum Beispiel durch Waldbrände in Kanada – wieder und bewegte sich im Juni 2016 auf einem Niveau von knapp über 50 US-$/bbl.

Ab 2013/2014 schwächte sich die Rohstoffnachfrage international ab und das Blatt begann sich zu wenden. Je nach Rohstoff und abhängig von den jeweiligen Marktsituationen setzte der Anpassungsprozess verzögert ein. Beispielsweise gaben im Jahr 2013 die Preise von Kraftwerkskohle (ab Januar), australischer Premium-Kokskohle (ab April) und Steinkohlenkoks (ab Mai) deutlich nach. Ende des Jahres 2015 rutschte der Monatsdurchschnitt der Preise für Kraftwerkskohle frei Nordwesteuropa erstmals seit September 2003 mit 48,19 US-$/t (= 51,68 US-$/t SKE) wieder unter 50 US-$/t. Danach stiegen sie wieder leicht an, hielten sich aber bis Mitte 2016 unterhalb von 60 US-$/t. Spiegelbildlich zur krisenhaften Entwicklung der weltweiten Stahlindustrie mit hohen Überkapazitäten, teils verursacht durch hohe chinesische Stahlexporte, fielen auch die Preise für Kokskohle zum Ende des Jahres 2015 auf knapp über 80 US-$/t für US-amerikanische bzw. auf rund 77 US-$/t für australische Premium-Kokskohle, jeweils ab Verladehafen. Auch hier setzte Anfang bis Mitte 2016 wieder eine leichte Erholung ein.

Abkühlung der Weltkonjunktur – BRICS-Staaten unter den Erwartungen

In der zweiten Jahreshälfte 2015 hatte sich die Weltkonjunktur leicht abgekühlt, sodass nach Einschätzung des Instituts für Weltwirtschaft in Kiel im Gesamtjahr ein globales Wirtschaftswachstum (Veränderungsrate des realen BIP) von 3,1 % erreicht wurde. Im Vergleich zu den Vorjahren (2012 bis 2014 mit jeweils +3,3 %) ist damit eine etwas flachere Entwicklung zu verzeichnen. Ursächlich für die Abkühlung waren zum Teil geopolitische Krisen, Sanktionen gegen Russland und vor allem der immense Rohstoffpreisverfall, dessen negative Folgen für die Rohstofflieferanten den Preisvorteilen für die Unternehmen und Verbraucher entgegenstehen. In den bedeutendsten Ölverbrauchsregionen USA, Japan, Europa, China und Indien waren insbesondere die niedrigen Ölpreise vorteilhaft und wurden dort als eine Art von Konjunkturpro-

Preisentwicklungen: Hochqualitative Kokskohle ab Australien und USA



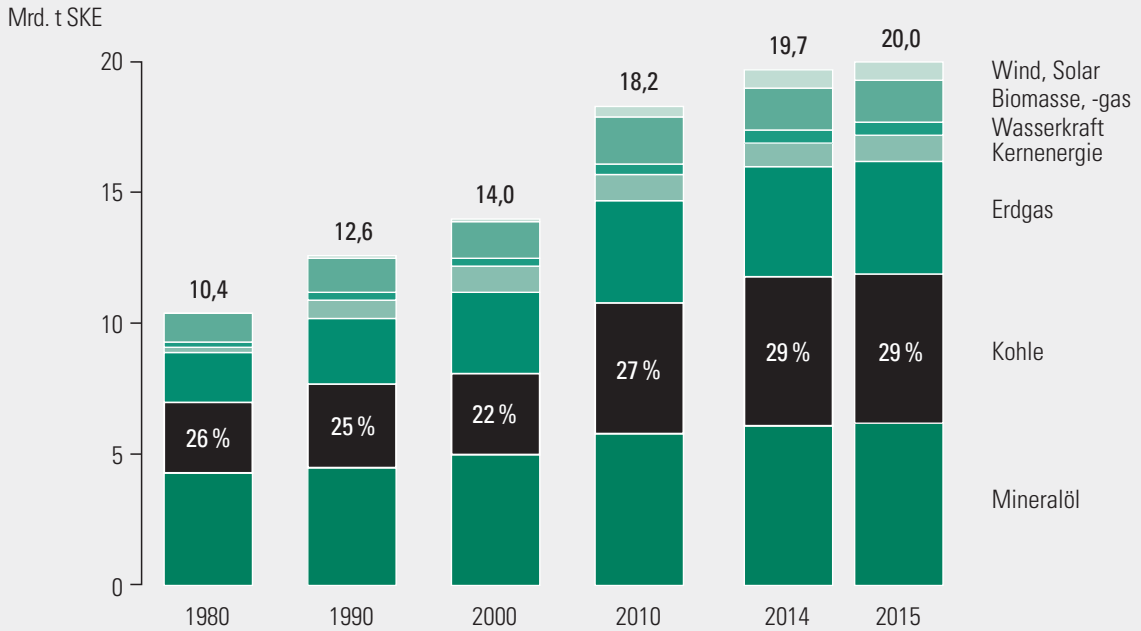
Quellen: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 4/2010 bis 9/2016

gramm begrüßt. Schwellenländer wie Russland, Brasilien und Südafrika, die zur Finanzierung ihrer Staatshaushalte dringend auf Einnahmen aus Rohstoffexporten angewiesen sind, gerieten dagegen unter Druck.

Das durchschnittliche Wirtschaftswachstum in den Industriestaaten war mit 1,9 % erwartungsgemäß, wie auch schon in den Jahren zuvor, eher mäßig. Die USA lagen mit 2,4 % über diesem Durchschnitt, die Länder der Eurozone mit 1,7 % darunter. Für viele überraschend kam im vergangenen Jahr aber das relativ schwache wirtschaftliche Abschneiden einiger Schwellenländer, insbesondere der sogenannten BRICS-Staaten mit Ausnahme Indiens. BRIC war ursprünglich eine Wortschöpfung im Rahmen einer Marketingstrategie für Finanzanlageprodukte der US-Investmentbank Goldman Sachs und wurde im Jahr 2011 um ein „S" für Südafrika erweitert. Diese Staatengruppe aufstrebender Volkswirtschaften galt lange Zeit als Garant für hohes und stetiges Wachstum. Dies zog internationale Anleger wie Unternehmen gleichermaßen an und ließ sie die hohen Risiken vernachlässigen, die Rohstoffmärkten zu eigen sind. Mit der Rohstoffpreis-Baisse zeigt sich, dass einige dieser Staaten die hohen Einnahmen aus Rohstoffexporten während des Rohstoff-Superzyklus nicht nachhaltig angelegt haben. Notwendige Strukturinvestitionen und Diversifikationen auf andere Wirtschaftszweige außerhalb der Rohstoffindustrie unterblieben. Neben BRICS-Ländern wie Russland und Brasilien betraf dies beispielsweise auch das mit Rohstoffen reich gesegnete Venezuela. Dieses Land verfügt über die höchsten Rohölreserven der Welt und drohte im Frühjahr 2016 trotzdem oder eben deshalb in den Staatsbankrott und politische Unruhen abzugleiten.

Anders als in der Dekade zuvor war das Wachstum Chinas in den vergangenen Jahren nicht mehr so kräftig und die Volksrepublik fiel als Wachstumslokomotive für die globale Wirtschaftsleistung infolge hoher Überkapazitäten und Verschuldung zunehmend aus. Nach zweistelliger Wachstumsrate im Jahr 2010 glitt das Wachstum des chinesischen BIP erst allmählich, später deutlich ab, sank im Jahr 2012 auf unter 8 % und im vergangenen Jahr auf unter 7 %. Russlands Wirtschaft, beeinträchtigt durch westliche Sanktionen und wegbrechende Einnahmen infolge des beträchtlichen Rohstoffpreisverfalls, stürzte mit einem Minuswachstum von 3,8 % (nach +0,8 % im Jahr 2014) deutlich in eine Rezession. Mit dem Wegbrechen vor allem von Einnahmen aus dem Erdölgeschäft geriet auch Brasilien mit ebenfalls –3,8 % (nach Nullwachstum im Jahr

Welt-Primärenergieverbrauch nach Energieträgern



Quellen: Weltenergierat Deutschland, 2016; BP Statistical Review 2016; DOE-EIA-IEO 2016; eigene Berechnungen

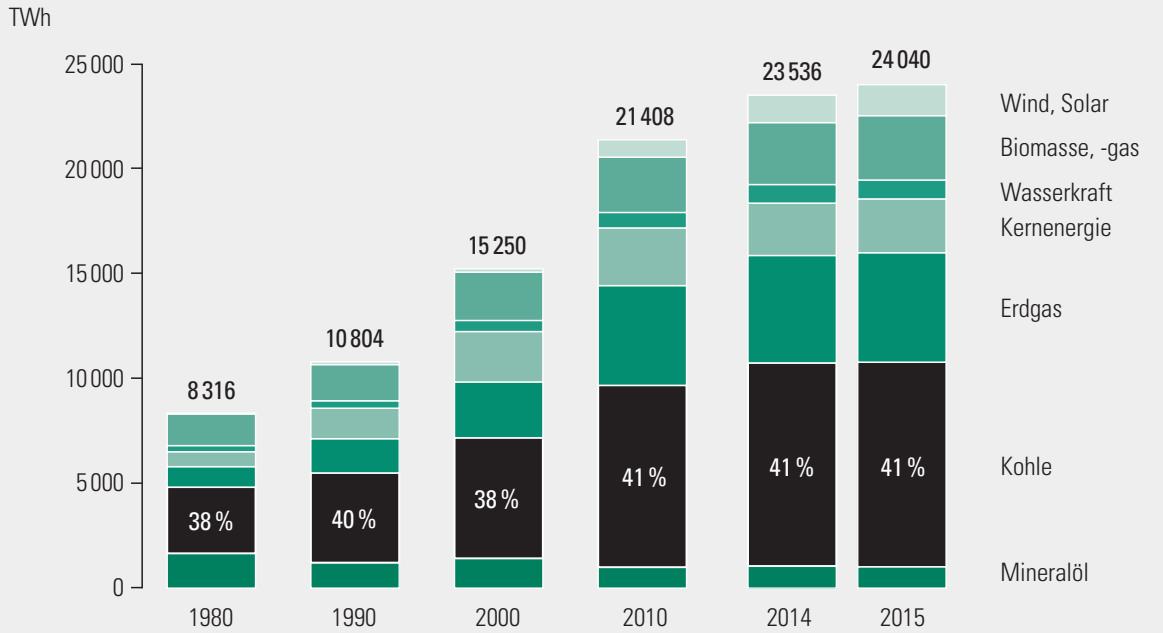
zuvor) in eine Wirtschaftskrise, die im Frühjahr 2016 in eine Regierungskrise mündete. Im Sommer dieses Jahres schlug zudem eine Korruptionsaffäre um den staatlich kontrollierten Ölkonzern Petrobras immer höhere Wogen und brachte die Übergangsregierung in Bedrängnis. Auch die Republik Südafrika (RSA) hat mit großen Strukturproblemen, erheblichen bürokratischen Hemmschwellen und landesweiten Streikwellen zu kämpfen. Im Jahr 2015 konnte eine Rezession gerade noch abgewendet werden. Im ersten Quartal 2016 aber schrumpfte die Wirtschaftsleistung des Landes bereits um 1,2 %. In Indien verlief die Wirtschaftsentwicklung dagegen recht positiv. Als weltweit viertgrößtes Ölverbrauchsland profitierte Indien in hohem Maß von den niedrigen Ölpreisen. Entsprechend war Indien das BRICS-Land mit der höchsten Wirtschaftswachstumsrate (7,4 % im Haushaltsjahr 2014/2015 nach 7,2 % im Vorjahr).

Kohle behauptet im Jahr 2015 dominante Stellung in der globalen Energie- und Stromversorgung

Nach ersten Schätzungen auf Basis von Berechnungen des Weltenergierats Deutschland ist der globale PEV im Jahr 2015 um 1,5 % auf rund 20 Mrd. t SKE gestiegen. Davon entfielen 81 % auf die fossilen Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle (Braun- und Steinkohlen), 14 % auf erneuerbare Energieträger sowie knapp 5 % auf die Kernenergie. Bedeutendster Energieträger blieb das Erdöl, dessen Verbrauch sich gegenüber dem Vorjahr um 1,7 % auf 6,2 Mrd. t SKE erhöhte – sein Anteil am gesamten globalen PEV betrug 31 %. Der Verbrauchszuwachs von Kohle war mit 0,4 % auf 5,7 Mrd. t SKE erheblich flacher als in den Vorjahren, machte sie aber mit einem Anteil von knapp 29 % erneut zum wichtigsten globalen Primärenergieträger nach dem Erdöl. Das Erdgas bildete mit 21 % die drittwichtigste Säule zur Deckung des weltweiten Energieverbrauchs. Hierbei war ein Zuwachs von 1,3 % auf 4,3 Mrd. t SKE zu verzeichnen. Am stärksten nahm der Beitrag erneuerbarer Energieträger (ohne Biomasse und Wasserkraft) zu, der um mehr als 10 % anstieg, anteilig am Gesamtverbrauch aber nur knapp 4 % ausmachte. Alle erneuerbaren Energieträger zusammengenommen erreichten mit knapp 0,8 Mrd. t SKE einen Anteil von über 14 %. Der später erschienene BP Statistical Review of World Energy 2016 ging von abweichenden Grundannahmen aus und rechnete bei einem deutlich geringeren PEV-Verbrauchszuwachs in Höhe von 1 % mit einem Rückgang von 1,8 % bei der Kohle.

Vor allem in der weltweiten Stromerzeugung spielt Kohle eine wichtige Rolle. Mehr als 41 % der globalen Nettostromerzeu-

Welt-Nettostromerzeugung nach Energieträgern



Quellen: Weltenergierat Deutschland, 2016; IEA World Energy Outlook 2015; BP Statistical Review 2016; eigene Berechnungen

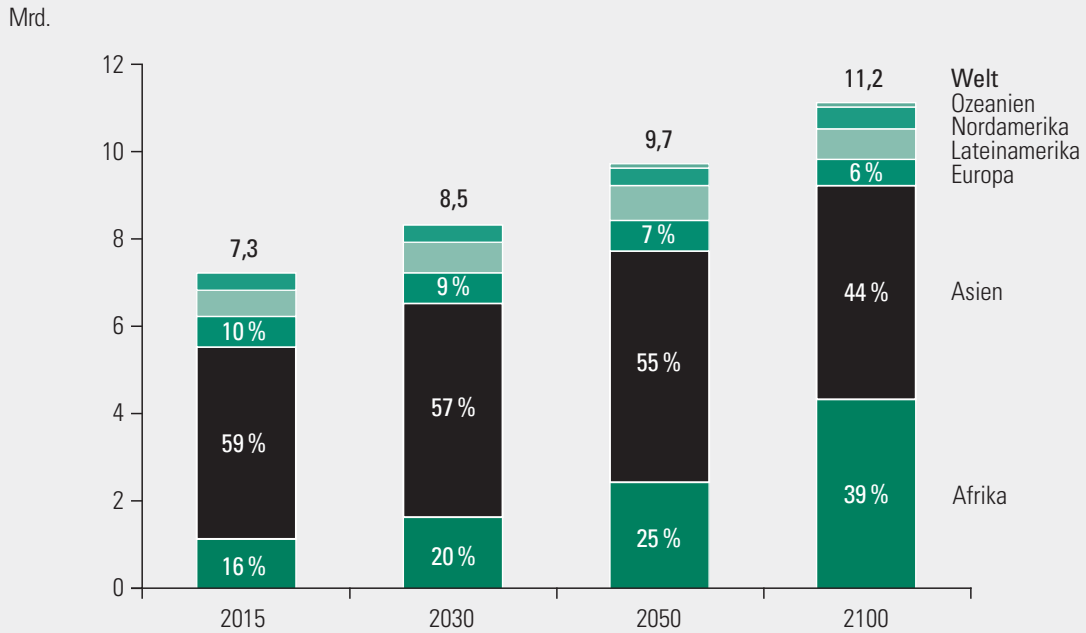
gung im Jahr 2015 wurden durch Kohlenkraftwerke erbracht. Kohle blieb damit mit weitem Abstand wichtigster Energieträger in diesem Kontext, gefolgt von den regenerativen Energien und Erdgas mit jeweils 22 %, Kernenergie mit 11 % und Erdöl mit 4 %. Insgesamt nahm die Weltnettostromerzeugung gegenüber dem Vorjahr um 2,1 % zu. Die höchsten Zuwachsraten entfielen dabei auf Windkraft- und Solaranlagen mit 13 % und auf biogene Energieträger mit 4 %. Der Einsatz von Erdgas erhöhte sich um 2 % und jener von Kohle um knapp 1 %.

Zunehmende Urbanisierung und Elektrifizierung einer wachsenden Weltbevölkerung

Die Stiftung Weltbevölkerung schätzt die Weltbevölkerung zum Jahresende 2015 auf rund 7,4 Mrd. Menschen. Gegenüber dem Vorjahr wäre dies ein Zuwachs um 1,1 % oder 83 Mio. Menschen. Das Wachstum fand erneut nahezu ausschließlich in den Entwicklungsländern statt. Zugleich nahm die Stadtbevölkerung zu, die Landbevölkerung entsprechend ab. Ungefähr gleicher Größenordnung (84 Mio.) war die Anzahl jener Menschen, die im Vergleich zum Vorjahr zusätzlich Zugang zu Elektrizität erhalten haben. Dies rechnete die Internationale Energieagentur (IEA) im Rahmen ihres World Energy Outlook (WEO) 2015 auf Basis von Daten des Jahres 2013 oder später (soweit verfügbar) hoch. Nach der zugrunde liegenden IEA WEO 2015 Electricity Access Database beträgt die globale Elektrifizierungsrate 83 %, bezogen auf die Stadtbevölkerung liegt sie bei 95 %, während bei der Landbevölkerung nur 70 % erreicht werden. Damit sind aber noch weltweit 17 % der Bevölkerung (1,2 Mrd. Menschen) ohne Stromversorgung. Der Großteil dieser Menschen (95 %) lebt in asiatischen und subsahara-afrikanischen Entwicklungsländern. In einigen Schwellenländern hat sich allerdings in den beiden vergangenen Dekaden viel getan. In China und Brasilien beispielsweise liegt die Elektrifizierungsrate bei annähernd 100 %, in Indien beläuft sie sich in der Stadtbevölkerung auf 96 % bzw. 74 % in der Landbevölkerung.

Die energiepolitischen Herausforderungen sind angesichts einer stetig wachsenden Weltbevölkerung enorm, insbesondere in den Entwicklungsländern. Einer aktuellen Prognose der UN Population Division zufolge wird die Weltbevölkerung jeweils im Vergleich zum Basisjahr 2015 um 16 % bis 2030, um 32 % bis 2050 und um 53 % bis 2100 angestiegen sein. Der Anteil der afrikanischen Bevölkerung an der Gesamtbevölkerung wird sich kontinuierlich erhöhen, jener der asiatischen Bevölkerung sukzessive abnehmen, ebenso der europäische

Bevölkerungsentwicklung nach Weltregionen



Quelle: World Population Prospects: The 2015 Revision, New York, United Nations

Anteil. Und die europäische Bevölkerung wird zudem – als einzige Bevölkerungsgruppe – auch absolut weniger werden und sich von heute 738 Mio. auf 646 Mio. Menschen im Jahr 2100 verringern. Gegenüber dem Basisjahr würde dies einen Rückgang um mehr als 12 % bedeuten.

Globale Klimaschutzvereinbarung – das Pariser Abkommen

Vor dem geschilderten Hintergrund der wahrscheinlichen Bevölkerungsentwicklung und ihrer ökonomischen und sozialen Herausforderungen erscheint es zumindest fraglich, ob die gesetzten Ziele des Pariser Abkommens im Rahmen der letztjährigen Weltklimakonferenz in Paris (COP21) gänzlich erfüllt werden können. Die klimapolitischen Vereinbarungen des Pariser Abkommens, die am 22. April 2016 in New York seitens der Vertreter von 175 Staaten feierlich unterzeichnet wurden, stellen im Wesentlichen auf ein Ziel des bekannten energiepolitischen Zieldreiecks ab – auf den Klimaschutz. Die beiden anderen Ziele Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit sowie andere Umweltziele fanden nur am Rande Berücksichtigung, etwa in Form von Transferzahlungen der Industrie- an die Entwicklungsländer. Die Dringlichkeit der Erfüllung des Klimaziels, formuliert als Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C (möglichst sogar 1,5 °C) gegenüber dem Stand der vorindustriellen Ära, wird indes nicht bestritten und wurde auch von allen Vertragsstaaten anerkannt. Diese verpflichten sich mit ihrer Unterzeichnung völkerrechtlich verbindlich, jeweils einen nationalen Klimabeitrag (Nationally Determined Contribution – NDC) zur Begrenzung ihrer Treibhausgasemissionen zu erarbeiten und entsprechende, sich schrittweise verschärfende Maßnahmen zu dessen Umsetzung zu ergreifen. Von besonderer Bedeutung in diesem Zusammenhang ist die Gewährleistung der sogenannten Treibhausgasneutralität. Um eine solche Treibhausgasneutralität zu gewährleisten, „dürfen in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts nicht mehr klimaschädliche Gase ausgestoßen werden, als der Atmosphäre durch sogenannte Senken, also etwa Wälder, entzogen werden". So heißt es in einer Interpretation des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Mit dieser Bedingung wird die Forderung verbunden, dass die Weltwirtschaft zunehmend „dekarbonisiert" wird, dass also die Emissionen von Treibhausgasen zügig und entschlossen reduziert werden. Paris hat auch klargestellt, dass die Zeit nationaler Alleingänge in der Klimapolitik vorbei ist und alle Staaten in der Verantwortung stehen.

Die IEA hat schon im Vorfeld des Pariser Abkommens die Erfüllbarkeit des Zwei-Grad-Ziels in Zweifel gezogen. Im Rahmen ihres WEO 2015 sowie eines Sonderberichts (IEA Special Report Energy and Climate Change) stellte sie Überlegungen an, in welcher Weise sich die globale Energiewirtschaft entwickeln müsste, um doch noch die Erderwärmung auf unter 2 °C zu begrenzen. Ein wichtiger Meilenstein auf dem Weg dorthin sei demnach die Erreichung des Scheitelpunkts der globalen CO_2-Emissionen – das heißt des absoluten Maximalwerts der jährlichen CO_2-Emissionen überhaupt – spätestens bis zum Jahr 2020. Dazu entwarf die IEA mit einem neuen „Bridge Scenario" einen möglichen, recht ambitionierten Entwicklungspfad, der dies gewährleisten würde. Diesem Szenario zufolge würde der Anteil fossiler Energien (Braun- und Steinkohle, Erdgas und Erdöl) am Gesamtaufkommen, ausgehend vom Basisjahr 2013 bis zum Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2030, beim PEV von 82 % auf 74 % und in der Stromerzeugung von 68 % auf 50 % sinken müssen. Gleichzeitig müsste sich der Anteil erneuerbarer Energieträger (Wasserkraft, biogene Energieträger, Solar- und Windenergie und andere) beim PEV von 14 % auf 20 % und im Rahmen der Stromerzeugung von 22 % auf 37 % erhöhen. In diesem Modell ist zudem ein moderater Ausbau der Kernenergie unterstellt. Selbst in einem solchen Szenario wäre der Einsatz von Kohle auch dann noch relativ beträchtlich und nicht verzichtbar. So würden im Jahr 2030 zur Deckung des Welt-PEV rund 4,9 Mrd. t SKE Kohle (2013: 5,7 Mrd. t SKE) gebraucht und die weltweite Stromerzeugung auf Basis von Kohle würde fast 7 500 TWh (2013: 9 600 TWh) betragen. Größere Potenziale zur Emissionsreduktion als durch Kohlenverzicht sieht das „Bridge Scenario" der IEA überdies in Effizienzverbesserungsmaßnahmen und der Verringerung der Methanemissionen bei der Öl- und Gasgewinnung.

Einpreisungen des CO_2-Gehalts als Risikokomponente

Die Finanzwelt reagiert in der Regel äußerst sensibel auf Nachrichten, Prognosen und Analysen, die ihre Anlageobjekte direkt oder indirekt betreffen. Als sich abzuzeichnen begann, dass die Pariser Weltklimakonferenz zu einer völkerrechtlich verbindlichen Klimaschutzvereinbarung führen könnte, wurden Diskussionen über den Ausstieg aus der Produktion, Nutzung und eben auch der Finanzierung fossiler Rohstoffe lauter und öffentlicher geführt, soweit sie denn mit der Emission von Treibhausgasen verbunden waren. In die gleiche Zeit fiel der schon erwähnte drastische Rohstoffpreisverfall. So trafen politischer Trend und wirtschaftliches Kalkül zusammen. Dies ließ die Rohstoff- und Bergbauaktien erheblich an Attraktivität verlieren und brachte später eine ganze Reihe ehemals sehr profitabler, international agierender Bergbaukonzerne in Bedrängnis. Mit dem Hinweis auf den Klimawandel verabschiedete sich als einer der ersten internationalen Großanleger der norwegische Staatsfonds, der größte Pensionsfonds der Welt, Ende Mai 2015 aus dem internationalen Kohlengeschäft. Der gleichen Argumentation folgte im März 2016 die Rockefeller-Stiftung, deren Reichtum sich im Wesentlichen auf dem Erdölgeschäft begründet. Der Rockefeller Family Fund kritisierte insbesondere das aus seiner Sicht moralisch verwerfliche (Verschleierungs-)Verhalten des Ölkonzerns Exxon Mobil in der Klimawandeldebatte und erklärte seinen Rücktritt aus Investments in fossilen Treibstoffen. Auch große Versicherungsunternehmen wie Allianz und AXA schlugen den gleichen Weg ein, indem sie im vergangenen Jahr ihren Ausstieg aus Kohlenunternehmen verkündeten. All das sind Belege für den Trend dieser Tage, fossile Energieträger mit zunehmender Tendenz als Risiko zu betrachten und als solches insbesondere bei Investitionsentscheidungen einzupreisen. Dabei geht es nicht allein um Kohle, sondern auch und in der Summe noch mehr um Öl und Gas.

Angesichts der langfristig als notwendig erachteten Umorientierung auf erneuerbare Energieträger erscheinen den Anlegern Investments in fossilen Energieträgern, die sich noch in ihren Lagerstätten befinden, zunehmend überbewertet zu sein. Würden die Anleger zu der Überzeugung gelangen, diese Rohstoffe infolge von stringenten Klimaschutzmaßnahmen nicht mehr fördern, nutzen oder verkaufen zu dürfen, könnte dies zu einer plötzlichen Korrektur und damit zum Platzen einer Überbewertungsblase führen. Weniger medial beachtet wird, dass der Transformationsprozess hin zu einer CO_2-freieren Energieversorgung Zeit und Anpassungsspielräume benötigt und dass auch die CO_2-Speicherung und -Nutzung Optionen bietet. Auch wird kaum darüber berichtet, dass zum Beispiel die Kohle als „Back-up der Erneuerbaren" in der Stromerzeugung noch lange eine Rolle wird spielen müssen.

Sozioökonomische Aspekte der Steinkohlennutzung

In der Dekarbonisierungsdebatte wird oft und gern vergessen, die sozioökonomischen Errungenschaften der Steinkohlenindustrie mit in die Waagschale zu werfen. Denn moderne Kohlenkraftwerke sind keine Gegner des Klimaschutzes, sondern wichtige Verbündete und Partner der regenerativen Energieträger in dem Bestreben, die globalen CO_2-Emissionen gerade in der Übergangsphase zwischen fossiler und regenerativer Stromerzeugung ökologisch und ökonomisch optimal zu reduzieren. Der Coal Industry Advisory Board (CIAB – beratender Ausschuss in Kohlenfragen der IEA) hat Mitte dieses Jahres hierzu die Studie „The Socio-economic Impacts

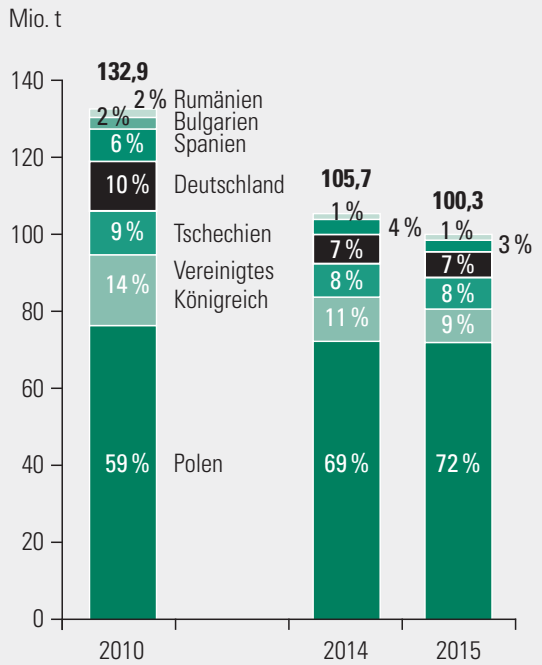
of Advanced Technology Coal-Fuelled Power Stations" veröffentlicht. Hierin werden unter anderem die positiven ökonomischen und strukturpolitischen Effekte fortgeschrittener Kraftwerkstechnik in modernen Braun- und Steinkohlenkraftwerken anhand von Fallbeispielen in Deutschland (Braunkohlenkraftwerk Neurath), Indien (Reliance Sasan Ultra Mega Power Project auf Basis von Steinkohle, sechs Blöcke mit einer Gesamtbruttoleistung von fast 4 GW) und China (Zhoushan Coal Power Station, vier Blöcke mit einer Gesamtbruttoleistung von rund 0,9 GW) aufgezeigt. Die folgenden Ausführungen zu den Studienergebnissen beziehen sich nur auf die beiden Steinkohlenprojekte.

Demnach generierte das indische Reliance Sasan Power Project – das weltgrößte Kohlenkraftwerk mit integrierter Supercritical-Technologie – direkte und indirekte ökonomische Effekte von 12 Mrd. US-$ während der Bauphase. Die reinen Baukosten betrugen dabei rund 4 Mrd. US-$ und stellen damit die bisher höchste Einzelinvestition in der indischen Elektrizitätswirtschaft dar. Für die Betriebszeit von geplant 25 Jahren werden zusätzlich Wertschöpfungen von 42,4 Mrd. US-$ erwartet, sodass daraus ein gesamtwirtschaftlicher Nutzen von 54,5 Mrd. US-$ resultiert. Das Projekt gab zudem während der Bauphase rund 21000 Menschen Arbeit. Über die gesamte Betriebszeit von 25 Jahren werden direkte und indirekte Arbeitsmarkteffekte von bis zu 20000 Arbeitsplätzen erwartet. Die verwendete Supercritical-Technologie spart gegenüber herkömmlicher Kraftwerkstechnik rund 2,9 Mio. t CO_2 ein.

Die chinesische Fallstudie bezieht sich nur auf den Block 4 des chinesischen Kohlenkraftwerks Zhoushan mit Advanced Coal Technology. Während der anderthalbjährigen Bauphase wurden 700 Menschen direkt beschäftigt, bei Projektkosten von 183 Mio. US-$. Während des Betriebs liegen die jährlichen Gesamtausgaben bei rund 97 Mio. US-$. Direkt beschäftigt werden dann 26 Mitarbeiter.

Ob Groß- oder Kleinprojekt, beide sollen zu verbesserten Wirkungsgraden und günstigen Strompreisen sowie zu weniger Emissionen und zu mehr Versorgungssicherheit führen. Beide stoßen erhebliche Investitionen in der gesamten Wertschöpfungskette von der Kohlengewinnung über Aufbereitung und Transport bis zur Nutzung an. Beide schaffen zusätzliche Einnahmen für die lokale Wirtschaft und die öffentlichen Haushalte. Das indische Projekt hat zudem auch überregional Bedeutung, versorgt es doch sieben indische Bundesstaaten mit Strom und teils auch Bevölkerungsgruppen, die zuvor noch keinen Zugang zu einer Stromversorgung hatten.

Steinkohlenförderung nach Herkunftsländern EU-28



Quelle: EURACOAL

Lage der Steinkohlenförderung und -nutzung in Europa

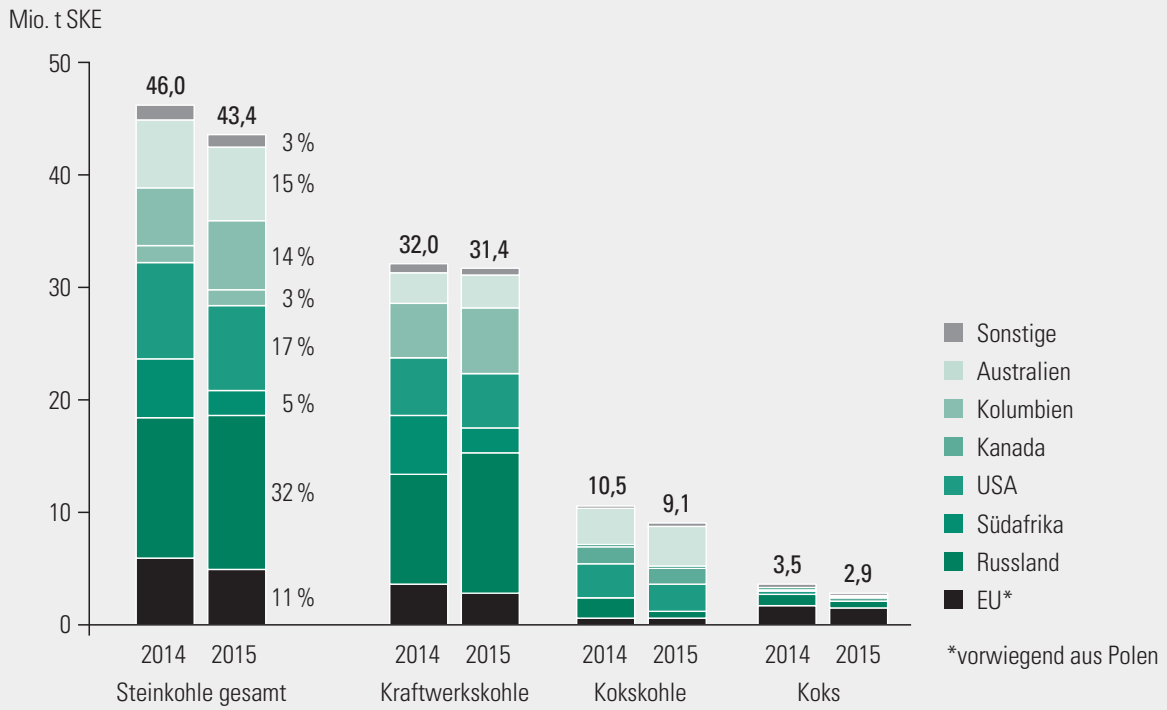
Steinkohlenförderung in der EU-28

In der EU haben vergleichsweise hohe Stromeinspeisungstarife und Vorrangregelungen für erneuerbare Energieträger, das ETS sowie zusätzlich erhobene CO_2-Steuern die Marktposition von Kohle im Allgemeinen und Steinkohle im Besonderen in den vergangenen Jahren sehr geschwächt. Ersten Schätzungen zufolge belief sich die europäische Steinkohlenförderung im Jahr 2015 auf rund 100 Mio. t. Gegenüber dem Vorjahr war dies ein Rückgang um 5,1 %. Als mit weitem Abstand bedeutendstes Förderland behielt Polen seine Förderung mit 72,2 Mio. t gegenüber dem Vorjahr fast unverändert bei. Die Förderung des Vereinigten Königreichs fiel hingegen um fast ein Viertel zurück. Die deutsche Produktion verringerte sich um annähernd 12 %. Spanien, wie Deutschland ebenfalls in einem Stilllegungsprozess seiner verbliebenen Steinkohlenbergwerke bis zum Jahr 2018, förderte im Jahr 2015 noch rund 3 Mio. t Steinkohle. Dies bedeutete einen Rückgang um mehr als 23 %.

Steinkohlenimporte der EU-28 unter besonderer Berücksichtigung Deutschlands

Die Steinkohlenimporte der EU-28 gingen im Jahr 2015 ebenfalls zurück, um 6,5 % gegenüber dem Vorjahr. Auffällig waren

Deutsche Steinkohlenimporte 2014/2015 inkl. Koks



Quelle: Statistisches Bundesamt, Erhebungen nach Energiestatistikgesetz, 6/2016

der Anstieg der spanischen Steinkohlenimporte um fast 30 % auf 19 Mio. t und die Importe Portugals, die sich um 25 % auf 5,5 Mio. t erhöhten. Von geringeren Zuwächsen bei den Einfuhren Irlands und Rumäniens sowie unveränderten Importen Kroatiens, der Tschechischen Republik, Frankreichs und Griechenlands abgesehen, lagen in den übrigen EU-Mitgliedstaaten die Steinkohleneinfuhren hingegen unter Vorjahresniveau. Den höchsten absoluten Rückgang hatte das Vereinigte Königreich zu verzeichnen. Dort verringerten sich die Steinkohlenimporte um mehr als 11 Mio. t oder 29 % auf 27 Mio. t.

Ausgehend von Daten des Statistischen Bundesamts nach Energiestatistikgesetz beliefen sich die deutschen Steinkohleneinfuhren im Jahr 2015 auf 43,4 Mio. t SKE. Davon waren 72 % Kraftwerkskohle, 21 % Kokskohle und 7 % Koks. Bei Kraftwerkskohle waren Russland (32 %), Kolumbien (18 %) und die USA (15 %) die drei wichtigsten Herkunftsländer. Bei Kokskohle dominierte Australien mit 39 %, gefolgt von den USA mit 27 % und Kanada mit 15 %. Die bedeutendsten deutschen Steinkohlenkoksimporte stammten zu mehr als der Hälfte aus EU-Ländern, wobei Polen mit weitem Abstand das wichtigste Lieferland war. Ein Fünftel der Koksimporte kam aus Russland und 10 % entfielen auf die USA.

Bedeutung von Steinkohle in der EU-Stromerzeugung

Derzeit wird Steinkohle in der EU noch gebraucht. Neben dem schrumpfenden Einsatz im Wärmemarkt und der Bedarfsdeckung der Stahlindustrie mit Kokskohle und Steinkohlenkoks findet sie insbesondere als Kraftwerkskohle in der Stromerzeugung Verwendung. Nach den Daten des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E) wurden 14 % der Nettostromerzeugung der EU-28 im Jahr 2015 allein durch Steinkohle gedeckt. Die Stromdarbietung aus Kraftwerken mit Mischbefeuerung, zum Beispiel mit Erdgas, teils auch mit Mineralöl, ist hierbei noch nicht mit erfasst. Diese hatte insgesamt einen Anteil von 5 %. Einen relativ hohen Stellenwert an der jeweiligen nationalen Nettostromerzeugung hatte Steinkohle insbesondere in Polen mit 45 % (69 TWh), Großbritannien mit 30 % (95 TWh), Portugal mit ebenfalls 30 % (14 TWh), Dänemark mit 25 % (6,9 TWh), Kroatien mit 22 % (2,1 TWh) sowie mit jeweils 18 % in Deutschland (107 TWh), Irland (4,8 TWh) und Spanien (49 TWh).

Die vergleichsweise hohen absoluten Stromdarbietungen auf Basis von Steinkohle in Deutschland, Großbritannien, Polen und Spanien kommen nicht von ungefähr. Diese vier Länder sind klassische Kohlenländer, mit langen Traditionen im Steinkohlenbergbau und großen Steinkohlenvorkommen, die im Lauf der Zeit immer mehr an Wettbewerbsfähigkeit gegenüber kostengünstigeren Anbietern einbüßten. Der subventionierte Steinkohlenbergbau in Spanien soll im Rahmen eines sukzessiv angelegten Ausstiegsplans, der zuvor zwischen der damaligen spanischen Regierung und der EU-Kommission ausgehandelt worden war, im Zeitraum von 2011 bis 2018 stillgelegt werden. Der hohe Preisrückgang bei Importsteinkohle machte jedoch Anfang 2016 Nachverhandlungen erforderlich. Ende Mai 2016 erteilte die EU-Kommission die Genehmigung für ein Beihilfepaket im Umfang von 2,13 Mrd. € zur wirtschaftlichen und sozialen Abfederung der Stilllegung von 26 nicht wettbewerbsfähigen spanischen Bergwerken. Auf die Lage der Steinkohle in Großbritannien und Polen wird im Folgenden näher eingegangen.

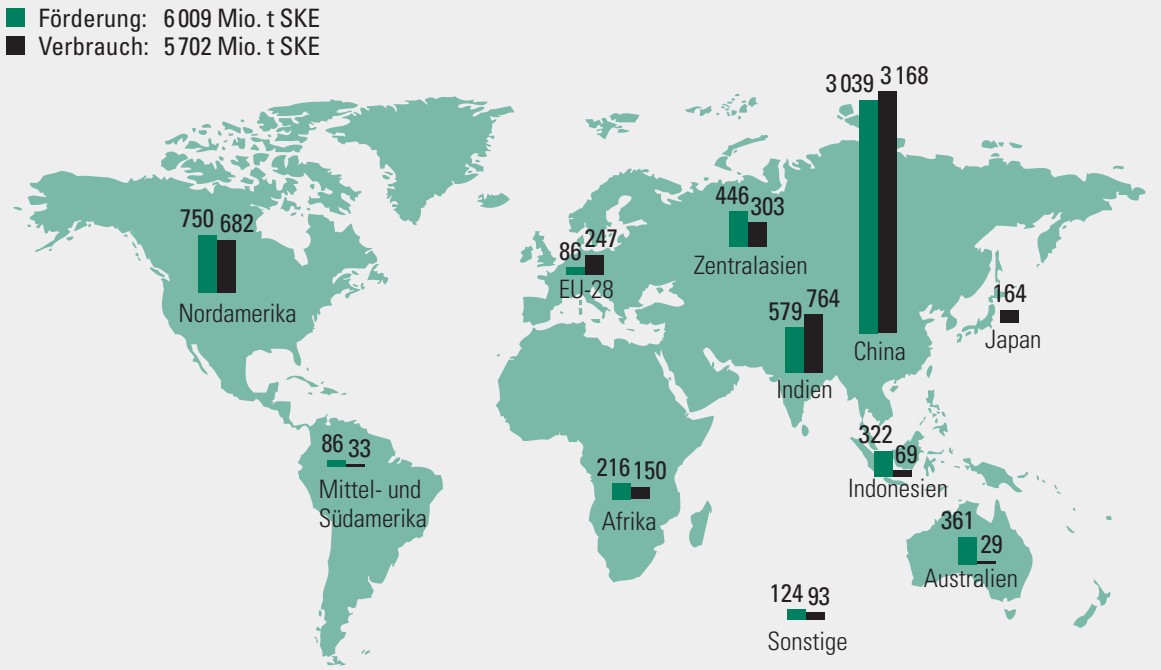
Kohlenindustrie im Vereinigten Königreich massiv unter Druck

Im vergleichsweise strukturschwachen nördlichen England sind im vergangenen Jahr die letzten drei verbliebenen britischen Untertage-Steinkohlenbergwerke stillgelegt worden. Diese wurden durch anhaltend niedrige Kraftwerkskohlenpreise in Nordwesteuropa und sich verschlechternde geologische Abbaubedingungen letztendlich zur Aufgabe gezwungen. Nach den Schließungen der Bergwerke Hatfield und Thoresby zur Jahresmitte 2015 verfuhren auch die restlichen 450 Bergleute in Knottingley zum Jahresende ihre letzte Schicht. Hatfield, ebenso wie Knottingley in der Nähe von Leeds gelegen, war einmal eines der größten Untertage-Steinkohlenbergwerke in Europa. Von einigen kleineren Tagebauen abgesehen, ist mit diesen drei Stilllegungen der britische Steinkohlenbergbau im Wesentlichen nun Geschichte. Aber auch für die britischen Kohlenkraftwerke sind die Bedingungen schwierig. Sie konnten nicht von den niedrigen Weltmarktpreisen für Importe profitieren, sahen sie sich doch seit April 2015 durch die Verdoppelung der britischen „Carbon Tax" (Kohlenstoffsteuer), die zusätzlich auf die Preise im Rahmen des Emissionshandelssystems aufgeschlagen wird, massiv unter Druck gesetzt. Marktanalysen zufolge führt diese Steuererhöhung vermehrt zu negativen „Clean Dark Spreads" und scheint damit das Ende der britischen Kohlenindustrie zu besiegeln. Ein „Clean Dark Spread" definiert sich als die Differenz aus Strompreis und Erzeugungskosten eines typischen Kohlenkraftwerks, die sich unter Zugrundelegung des Kohlenpreises, des CO_2-Emissionszertifikatepreises und des Kraftwerkswirkungsgrads ermitteln lassen. Dies führte in Großbritannien bei Kohlenkraftwerken zu einer Stilllegungswelle ohnegleichen. Verwiesen sei hier beispielsweise auf die Schließungen des Kohlenkraftwerks Ferrybridge C (1000 MW) in Yorkshire Anfang 2016 und des letzten schottischen Kohlenkraftwerks Longannet (2 400 MW) im März 2016 sowie auf die für diesen Sommer vorgesehene Abschaltung des Kraftwerks Rugeley (1000 MW) in den Midlands. Mitte November 2015 hatte die damalige Staatssekretärin des Ministeriums für Energie und Klimawandel Amber Rudd im Rahmen einer Grundsatzrede zur britischen Energie- und Klimapolitik angekündigt, dass bis voraussichtlich zum Jahr 2025 im Vereinigten Königreich alle Kohlenkraftwerke stillgelegt werden sollen. Dies betrifft allerdings nur Kraftwerke, die nicht über die Technik CCS (Carbon Capture and Storage) verfügen – also die Möglichkeit der Abscheidung und Einlagerung von CO_2. Das staatliche CCS-Demonstrationsprogramm ist aber eingestellt worden. Bereits im Jahr 2016 hat sich die britische Kohlenverstromung halbiert und ist etwa im Mai des Jahres zeitweise auf null zurückgefahren worden.

Wandel des polnischen Steinkohlenbergbaus

Stein- und Braunkohle haben in Polen sowohl gesamtwirtschaftlich als auch energiewirtschaftlich eine große Bedeutung, liefern sie zusammen doch knapp vier Fünftel der Stromerzeugung und die Hälfte der Heizenergie. Kaum im Oktober 2015 ins Amt gewählt, ging die neue Regierung Polens unter Führung der PIS-Partei (Partei „Gesetz und Gerechtigkeit" unter Vorsitz von Ministerpräsidentin Beata Szydlo) mit einer Veto-Androhung auf direkten Konfrontationskurs gegen die EU-Verhandlungsstrategie auf dem Weltklimagipfel in Paris. Später ist eine Klage gegen das EU-ETS angestrengt worden. Schon vor ihrer Wahl hatte sich die PIS-Partei öffentlich das Ziel gesetzt, den polnischen Kohlenbergbau vor dem Untergang zu bewahren. Zuvor hatte die Vorgängerregierung Anfang 2015 versucht, den Kohlenstaatskonzern Kompania Weglowa – größter Kohlenproduzent Europas mit rund 47 000 Beschäftigten – zu zerschlagen, was landesweit Protestwellen auslöste. Kurze Zeit danach zog die damalige Regierung unter Ministerpräsidentin Ewa Kopacz ihr Bergbaureformprogramm zurück. Dieses hatte vorgesehen, vier hochdefizitäre Steinkohlenbergwerke (von insgesamt 14 Bergwerken) abzuwickeln, was zunächst den Verlust von rund 5 000 Arbeitsplätzen bedeutet hätte. Mit Fortschreiten des internationalen Kohlenpreisverfalls und zunehmenden Kohlenimporten insbesondere aus Russland schrieben bis zum Frühjahr 2016

Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 2015



Quellen: VDKi; IEA; BP; DOE-EIA; WEC; spezifische Länderstatistiken

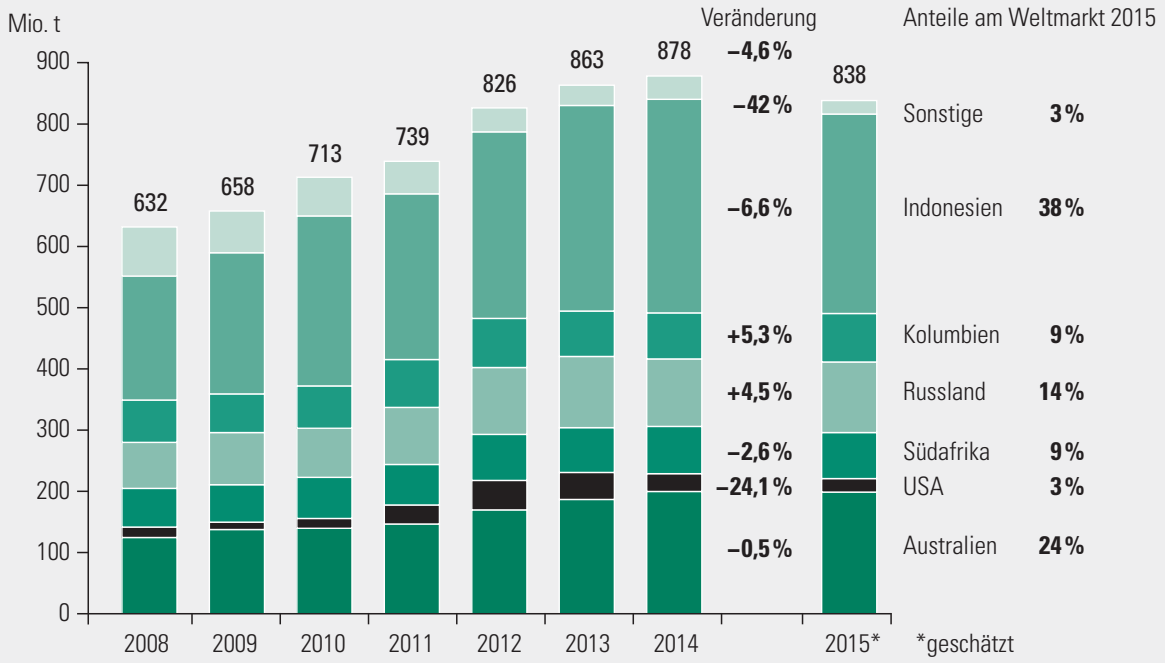
bereits elf Steinkohlenbergwerke Verluste, drei Bergwerke blieben (noch) rentabel. Zum 1. Mai 2016 wurden dann die elf defizitären Bergwerke mit sämtlichen Schulden in eine neue halbstaatliche Kohlengesellschaft überführt, in die „Polnische Kohle-Gruppe" (Polska Grupa Gornicza – PGG). Der Gründung der PGG waren Verständigungen zwischen Regierung, Gläubigern, Gewerkschaften, staatlichen Banken und Investitionsfonds sowie den teilstaatlichen Energiekonzernen PGE GiEK, Energa und PGNiG Termika unter der Vermittlung des Staates vorausgegangen. Aufgabe der PGG, die vom Modell her große Ähnlichkeit mit der damaligen Ruhrkohle AG in Deutschland hat, ist es, die Zahl der Bergwerke durch Zusammenlegung und Stilllegung von Teilkapazitäten von elf auf fünf zu verringern und eine Anpassung aus einer Hand zu gewährleisten. Dabei sollen rund 4 000 Arbeitsplätze ohne betriebsbedingte Kündigungen abgebaut, nicht mehr benötigte Kapazitäten in eine Umstrukturierungsgesellschaft eingebracht, die verbleibenden Bergwerke technologisch und organisatorisch integriert und die Entlohnungssysteme mit neuen Anreizregeln vereinheitlicht werden. Neben der PGG und der Restrukturierungsgesellschaft bestehen im polnischen Steinkohlenbergbau weitere acht Bergbauunternehmen mit 14 Bergwerken fort, die sich überwiegend in privater Hand befinden.

Steinkohlenweltmarkt

Weltsteinkohlenförderung im Jahr 2015 erstmals seit zwei Dekaden rückläufig

Nach Schätzungen des europäischen Kohlendachverbands EURACOAL war die weltweite Steinkohlenförderung im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr erstmals seit den frühen 90er Jahren des vergangenen Jahrhunderts wieder rückläufig. Im Vergleich zum Vorjahr verringerte sich die globale Steinkohlenförderung um jeweils circa 100 Mio. t Kraftwerkskohle und Kokskohle auf rund 7 Mrd. t, davon 6,1 Mrd. t (87 %) Kraftwerkskohle und 900 Mio. t (13 %) Kokskohle. Bezogen auf die Förderländer war die Entwicklung allerdings sehr unterschiedlich. In China sank die Kohlenförderung um 3,5 % auf knapp 3,7 Mrd. t, dies entspricht immer noch mehr als der Hälfte (53 %) der globalen Kohlenförderung. Australiens Förderung gab um 4,5 % auf 421 Mio. t nach. Indonesien senkte seine Kohlenproduktion um 14 % auf 392 Mio. t. In Südafrika war ebenfalls ein Rückgang um 3,4 % auf 252 Mio. t zu verzeichnen. Rückläufig war die Steinkohlenförderung

Seewärtige Kraftwerkskohlenexporte nach Lieferländern



Quellen: VDKi 2015; DOE-EIA 2015; eigene Berechnungen

zudem in Kolumbien mit 86 Mio. t (–3,5 %). Die Kohlenproduktion Indiens hingegen erhöhte sich um 6,9 % auf 494 Mio. t, entsprechend 7 % der Weltproduktion. Sie erreichte damit fast die für das Jahr 2015 von der Regierung gesetzte Zielvorgabe von 500 Mio. t. Auch Russland konnte seine Förderung ausweiten, um 4,2 % auf 373 Mio. t.

Sinkende Steinkohlenkoksproduktion

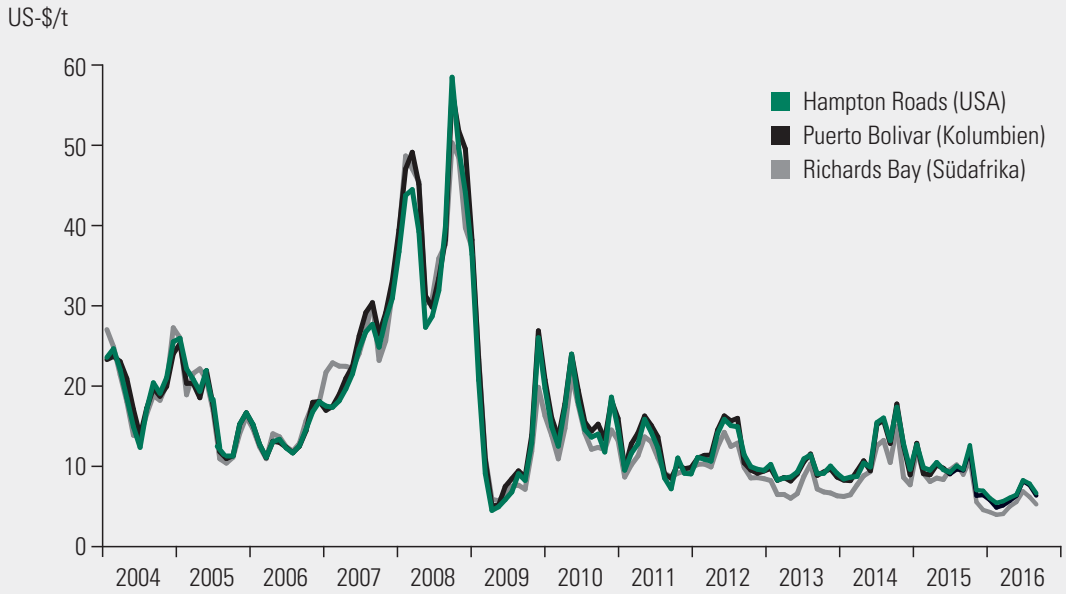
Die Weltsteinkohlenkoksproduktion im Jahr 2015 wird auf 652 Mio. t veranschlagt. Gegenüber dem Vorjahr wäre dies ein Rückgang um 4,8 %. Dieser geht somit konform zur weltweiten, durch hohe Überkapazitäten geprägten Weltrohstahlerzeugung im Jahr 2015, die um 2,9 % auf knapp 1,6 Mrd. t zurückging. Zum Vergleich: In Deutschland betrug die Steinkohlenkoksproduktion 8,8 Mio. t. Die deutsche Rohstahlerzeugung belief sich auf 42,7 Mio. t und bewegte sich damit nur knapp unter dem Vorjahresniveau.

Gewinner und Verlierer im seewärtigen Steinkohlenhandel

Auch der internationale seewärtige Steinkohlenhandel verminderte sich im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr, ersten Schätzungen zufolge um 7,3 % auf 1,1 Mrd. t. Davon entfielen 900 Mio. t auf den Kraftwerkskohlenmarkt, 200 Mio. t waren Kokskohle. Ursächlich für den Handelsrückgang waren zuletzt die geringere Nachfrage insbesondere Indiens und Chinas und weiterhin die hohen Angebotsüberkapazitäten.

Die Volksrepublik China allein drosselte ihre Steinkohlenimporte um mehr als 30 % (73 Mio. t). Zum Teil geschah dies, um die heimische Kohlenindustrie zu stützen. Teils war es aber auch eine Folge der niedrigeren Nachfrage. Dies betraf vor allem das Exportland Indonesien, dessen Kraftwerkskohlenexporte von vergleichsweise geringer Qualität sind und das deshalb Probleme mit den neuen chinesischen Qualitätsanforderungen für Kohlenimporte bekam. Zudem verlor die indonesische Kohle für Kunden im niedrigeren Preissegment – zum Beispiel für auf niedrige Preise bedachte indische Einkäufer – viel an Attraktivität, nachdem die Weltmarktpreise gerade für höhere Kohlenqualitäten stark gefallen sind. Entsprechend gingen die indonesischen Exporte um 32 Mio. t auf 325 Mio. t zurück. Rückläufig entwickelten sich auch die Exporte der USA, die aufgrund ihrer relativ hohen Produktionskosten immer weniger im internationalen Kohlenhandel wettbewerbsfähig

Preisentwicklungen: Capesize-Seefrachtraten nach Nordwesteuropa



Quellen: IHS McCloskey Coal Report, Ausgaben 1/2004 bis 8/2016

waren. Auch litten viele US-Kohlenproduzenten unter dem ungewöhnlich kalten Winter 2014/2015 und hatten deshalb Produktions- und Exportausfälle zu beklagen. So schwächten sich die US-amerikanischen Kohlenexporte um ein Fünftel auf 65 Mio. t ab. Australien konnte seine Exporte auf hohem Niveau halten und blieb mit 386 Mio. t das weltweit bedeutendste Steinkohlenexportland. Auch die südafrikanischen Exporte erreichten mit 76 Mio. t ihr Vorjahresniveau. Aufgrund des niedrigeren Kohlenpreisniveaus verringerten sich ihre Einnahmen allerdings beträchtlich. Russland und Kolumbien profitierten hingegen von der Abwertung ihrer nationalen Devisen (Rubel bzw. Pesos) gegenüber dem US-Dollar und bauten damit schon vorhandene Preisspielräume und damit Kostenvorteile gegenüber anderen Exportländern weiter aus. Russland erhöhte seine Steinkohlenexporte um 5 % auf 150 Mio. t und Kolumbien exportierte mit knapp 79 Mio. t rund 3,3 % mehr als im Vorjahr.

Fortschreitender Rückgang der Seefrachtraten

Naturgemäß spielen auch die Seefrachtraten im internationalen Seehandel von Kraftwerks- und Kokskohle eine große Rolle. Die hohe Hypothek von Schiffsneubauten, die in den Rohstoff-Boomjahren 2007 und 2008 geordert wurden, wirkt bis heute nach und führte zu hohen Überkapazitäten bei Massengutfrachtern. Im Jahr 2009 betrug der Ladungszuwachs bei Capesizern und Panamax-Frachtern zusammengenommen rund 13 % und erreichte 2010 mit 19 % sein Maximum. In den Folgejahren gaben die Zuwachsraten zwar nach und verringerten sich ab dem Jahr 2013 auf ein einstelliges Niveau. Das massive Schiffsraumüberangebot drückte dennoch das Frachtratenniveau von Massengutfrachtern auf Jahre hinaus massiv nach unten. Im Jahr 2015 rutschten die durchschnittlichen Capesize-Seefrachtraten der Destinationen Kolumbien, Südafrika und US-Ostküste mit Zielen im sogenannten ARA-Raum (ARA: Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) deutlich in den einstelligen Bereich und notierten in den ersten Monaten des Jahres 2016 mit Werten sogar unterhalb von 5 US-$/t. Dadurch wurden neue Möglichkeiten von Transportflüssen im internationalen Kohlenhandel geschaffen. So wurde beispielsweise auch kolumbianische Kraftwerkskohle für chinesische und südkoreanische Einkäufer attraktiv. Ursächlich für diese Entwicklung war, neben dem fortbestehenden Angebotsüberhang beim Schiffsraum, insbesondere der drastische Treibstoffkostenrückgang für Schiffsdiesel.

US-Kohlenproduzenten unter Druck

Die niedrigen Kohlenpreise und hohen Überkapazitäten zogen im internationalen Kohlenbergbau eine Welle von

Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie

Quelle: VDMA, 2015; Wert 2015 geschätzt auf Basis der ersten 9 Monate 2015

Produktionskürzungen und Marktaustritten nach sich. In den USA kamen für Kohlenkraftwerke noch strengere Emissionsgrenzwerte im Rahmen des seit dem Jahr 1970 geltenden „Clean Air Act" sowie der durch den Fracking-Boom ausgelöste drastische Preisverfall beim Konkurrenzenergieträger Erdgas hinzu. Zur Verschärfung des „Clean Air Act" durch das US-Umweltbundesamt (Environmental Protection Agency – EPA) sind mehrere Klagen anhängig, die aber erst nach der Amtszeit der Obama-Administration entschieden werden. Auch haben die Republikaner angekündigt, diese Regelung im Fall ihres Wahlsiegs kippen zu wollen. Letztendlich wurden aber bereits Fakten geschaffen. Kohle wurde aus der US-amerikanischen Stromerzeugung gedrängt – der Inlandsabsatz bei Kraftwerkskohle brach dramatisch ein. Die bei weitem wohl spektakulärste Folge war, dass der größte US-Kohlenproduzent Peabody Energy in Zahlungsschwierigkeiten geriet und sich nach Kapitel 11 des US-Insolvenzrechts unter Gläubigerschutz stellen lassen musste. Die Inanspruchnahme eines Insolvenzverfahrens nach „Chapter Eleven" bietet betroffenen Unternehmen die Chance, sich im Rahmen einer Schonfrist zu sanieren. Den Weg des „Chapter Eleven" hatten zuvor bereits vier andere namhafte US-Kohlenproduzenten über sich ergehen lassen müssen: Patriot Coal Corporation, Alpha Natural Resources, Arch Coal und Walter Energy.

Sinkende Investitionsbereitschaft der internationalen Bergbauindustrie

Vor dem Hintergrund des schon zum Jahresende 2012 einsetzenden Preisrückgangs bei fossilen Energierohstoffen hat die Investitionsbereitschaft der internationalen Bergbauindustrie stark gelitten. So haben sich die jährlichen Gesamtinvestitionen allein der vier weltgrößten Bergbaukonzerne – BHP Billiton, Rio Tinto, Anglo American und Glencore – von 55,8 Mrd. US-$ im Jahr 2012 auf geschätzt rund 26 Mrd. US-$ im Jahr 2015 mehr als halbiert. Ein Großteil dieses Rückgangs entfiel auf Kohlenförder- und -aufbereitungskapazitäten. Diese Entwicklung spiegelt sich auch in den weltweiten Exporterlösen von Bergbaumaschinen wider, die im Jahr 2014 um mehr als 10 % auf fast 28 Mrd. € einbrachen. Trotz eines Rückgangs blieben die USA das weltweit erfolgreichste Exportland für Bergbaumaschinen, mit rund 7,7 Mrd. € an Exporterlösen und 27,5 % Anteil am Gesamtmarkt. China konnte als einziges Exportland seine Erlöse steigern, um 5,1 % auf 4,1 Mrd. €, und erreichte mit einem Anteil von 14,6 % den zweiten Platz im Exportranking. Dem folgten Singapur mit 11,1 % und Deutschland mit 7 %. Die Produktionserlöse der deutschen Bergbaumaschinenindustrie verringerten sich im Jahr 2014 um 29 % auf rund 3,7 Mrd. €. Der Exportanteil betrug dabei rund 94 %. Im Jahr 2015 haben sich die deutschen Exporterlöse nochmals um 3,2 % verschlechtert.

Anhang

Foto: Jochen Tack / Stiftung Zollverein

Statistik

Weltenergieverbrauch

Jahr	Kernenergie	Nicht erneuerbare Energien: Kohle	Mineralöl	Erdgas	Erneuerbare Energien: Wasserkraft	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	964	5 395	5 876	3 985	429	2 041	18 690
2012	918	5 547	5 997	4 067	452	2 125	19 106
2013	924	5 618	6 033	4 148	466	2 200	19 389
2014	930	5 690	6 069	4 231	475	2 280	19 675
2015[1]	956	5 713	6 173	4 286	469	2 369	19 966
2020[2]	1 188	5 767	6 379	4 545	548	2 655	21 082
2040[2]	1 717	6 312	6 771	6 062	759	4 025	25 646

[1] geschätzt [2] Prognose

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

Quellen: BP Statistical Review, 2016; WEC Deutschland, 2016
New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA, 2014

Weltstromerzeugung

Jahr	Kohle	Kernenergie	Mineralöl	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	9 139	2 584	1 062	4 847	4 481	22 113
2012	9 204	2 461	1 144	5 104	4 808	22 722
2013	9 612	2 478	1 044	5 079	5 105	23 318
2014	9 702	2 501	1 054	5 127	5 153	23 536
2015[1]	9 770	2 571	1 021	5 224	5 455	24 040
2020[2]	10 171	3 186	836	5 798	7 231	27 222
2040[2]	11 868	4 606	533	9 008	13 429	39 444

[1] geschätzt [2] Prognose

Quellen: BP Statistical Review, 2016; WEC Deutschland, 2016;
New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA, 2015

Globale CO_2-Emissionen

Staatenverbund/ Region/Land	1990 (Basisjahr)	2000	2005	2010	2012	2013	2014	2015	Veränderungsraten 2015 zu 2014	Veränderungsraten 2015 zu 1990
	CO_2-Emissionen in Mio. t[2]								in %	
Annex-I-Staaten[1]	14 988,8	14 432,0	14 900,2	14 170,5	13 816,2	13 808,5	13 561,3	13 251,6	-2,3	-11,6
EU-28	4 442,0	4 143,0	4 270,5	3 917,6	3 727,4	3 645,6	3 451,9	3 489,8	1,1	-21,4
darunter EU-15[1]	*3 375,1*	*3 382,6*	*3 486,0*	*3 166,0*	*2 997,7*	*2 940,3*	*2 765,8*	*2 736,2*	*-1,1*	*-18,9*
darunter Deutschl.[1]	*1 042,1*	*891,5*	*861,7*	*829,4*	*821,7*	*841,4*	*794,2*	*753,6*	*-5,1*	*-27,7*
Australien[1]	276,1	346,6	380,4	399,4	397,8	389,8	380,9	400,2	5,1	44,9
Kanada[1]	459,0	567,7	576,7	554,4	550,5	556,6	557,1	532,5	-4,4	16,0
USA[1]	5 100,6	5 963,1	6 103,3	5 712,8	5 375,0	5 519,1	5 568,2	5 485,7	-1,5	7,6
Russland[1]	2 505,4	1 477,0	1 531,7	1 602,4	1 656,8	1 624,4	1 599,7	1 483,2	-7,3	-40,8
Ukraine[1]	718,9	293,5	320,6	289,7	302,7	288,1	236,1	195,1	-17,4	-72,9
Japan[1]	1 141,1	1 251,5	1 282,1	1 191,1	1 275,6	1 264,0	1 224,6	1 207,8	-1,4	5,8
Korea	229,3	437,7	469,1	564,5	592,9	598,5	598,9	648,7	8,3	182,9
Indien	580,5	978,1	1 191,1	1 749,3	1 954,0	2 034,0	2 198,8	2 218,4	0,9	282,2
VR China	2 277,7	3 350,3	5 444,3	7 294,9	8 250,8	8 478,2	8 552,6	9 153,9	7,0	301,9
(Übriges) Asien	697,8	1 162,1	1 448,4	1 662,7	1 744,5	1 783,5	1 841,5	2 402,0	30,4	244,2
Naher Osten	549,9	899,7	1 165,9	1 521,7	1 647,1	1 672,5	1 741,1	2 167,8	24,5	294,2
Afrika	545,0	684,0	829,0	982,3	1 032,4	1 045,0	1 071,7	1 201,9	12,1	120,6
Brasilien	192,4	303,6	322,7	388,5	440,2	474,4	493,7	487,8	-1,2	153,5
Mexiko	265,3	349,6	385,8	417,9	435,8	437,9	431,4	474,2	9,9	78,7
Übr. Lateinamerika	384,9	512,4	577,1	681,5	707,3	730,8	730,6	888,8	21,7	130,8
Sonstige	1 408,2	1 515,4	1 727,5	1 920,1	1 945,4	1 926,7	1 958,4	1 070,6	-45,3	-24,0
Welt	21 774,1	24 235,3	28 026,2	30 850,8	32 036,2	32 469,1	32 637,2	33 508,4	2,7	53,9

[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 9/2015; Werte 2015: BP Statistical Review, 2016; World Bank: Climate Change, 2016

Weltreserven an Kohle, Mineralöl und Erdgas im Jahr 2015

Region	Kohle	Mineralöl	Erdgas	Insgesamt
	Mrd. t SKE			
EU-28	20,8	1,2	1,5	23,5
Übriges Europa und Zentralasien[1]	136,1	31,2	65,7	233,0
Afrika	32,4	26,7	16,7	75,8
Naher Osten	1,1	167,5	94,8	263,4
Nordamerika[2]	156,2	49,7	15,2	221,1
Mittel- und Südamerika[3]	9,7	68,8	9,1	87,6
VR China	79,7	3,9	4,6	88,2
Indien	58,7	1,2	1,8	61,7
Indonesien	8,6	0,8	3,4	12,8
Ferner Osten	4,3	2,3	4,7	11,3
Australien[4]	50,0	0,8	4,1	54,9
Welt	557,6 49 %	354,1 31 %	221,6 20 %	1133,3 100 %

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

Quelle: BP Statistical Review, 2016

Weltreserven und -förderung von Steinkohle im Jahr 2014

Region	Reserven	Förderung
	Mrd. t	
EU-28	19,329	0,106
Übriges Europa	0,926	0,004
GUS	130,362	0,462
Afrika	13,150	0,266
Naher Osten	1,203	0,003
Vereinigte Staaten	222,641	0,835
Kanada	4,346	0,061
Übriges Nordamerika[1]	1,343	0,014
Kolumbien	4,881	0,089
Übriges Mittel- und Südamerika	4,062	0,011
VR China	124,059	3,725
Indien	85,562	0,612
Indonesien	17,394	0,411
Mongolei	1,170	0,018
Australien	62,095	0,441
Übriges Zentralasien / Ozeanien	6,137	0,096
Welt	698,660	7,153

[1] Mexiko, Grönland

Quelle: DERA/BGR, 2015

Primärenergieverbrauch in der EU-28*

Jahr	Kohle	Mineral-öl	Erdgas	Kern-energie	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
	Mio. t SKE					
2005	431	1 003	606	367	123	2 530
2010	402	814	631	342	261	2 450
2011	409	785	578	337	263	2 372
2012	420	752	561	329	285	2 347
2013	409	734	553	327	299	2 322
2014	284	382	845	494	290	2 295
2015[1]	277	375	858	517	304	2 331
2020[2]	350	662	531	322	370	2 235
2040[2]	144	448	546	290	541	1 969

* ab 2013 EU-28 [1] geschätzt [2] Prognose

Quelle: BP Statistical Review, 2016;
Prognosen: New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA, 2015

Kohlenförderung und Steinkohlenimporte in der EU-28* im Jahr 2015

Region	Förderung			Importe
	Stein-kohle	Braun-kohle	Ins-gesamt	Stein-kohle
	Mio. t SKE			
Polen	62	19	81	7
Vereinigtes Königreich	7	0	7	22
Deutschland	6	53	59	48
Tschechien	7	11	18	2
Spanien	3	–	3	16
Bulgarien	0	11	11	1
Rumänien	1	7	8	1
Griechenland	–	14	14	0
Ungarn	–	3	3	1
Slowenien	–	1	1	0
Slowakei	–	1	1	3
Kroatien	–	–	–	1
Italien	–	–	–	17
Frankreich	–	–	–	12
Niederlande	–	–	–	11
Finnland	–	–	–	3
Dänemark	–	–	–	2
Belgien	–	–	–	4
Schweden	–	–	–	2
Portugal	–	–	–	5
Österreich	–	–	–	3
Irland	–	–	–	2
EU-28	86	120	206	163

* EU-Beitritt Kroatiens am 1.7.2013

Quelle: EUROCOAL 2016

Stromerzeugung in der EU-28*

Jahr	Kohle[3]	Mineral-öl	Erdgas	Kern-energie	Wasserkraft u. Sonstige	Insgesamt
	TWh					
2005	990	160	660	930	440	3 180
2010	862	86	758	917	687	3 310
2011	884	74	696	907	696	3 257
2012	935	73	582	882	788	3 260
2013	905	61	507	877	875	3 225
2014	816	48	461	876	957	3 158
2015[1]	833	46	485	859	981	3 204
2020[2]	742	33	497	863	1 131	3 266
2040[2]	205	12	693	777	1 721	3 408

* ab 2013 EU-28 [1] geschätzt [2] Prognose
[3] Steinkohle, Braunkohle, Kohleanteile im Rahmen Mischfeuerung

Quellen: IEA WEO 2015; BP Statistical Review, 2016;
New-Policies-Szenario im World Energy Outlook der IEA, 2015

Nettostromerzeugung in der EU-28[1] nach Ländern und Energieträgern im Jahr 2015

	Kern-energie	Stein-kohle	Braun-kohle	Erd-gas	Mineral-öl	Sonst. fossile En.	Wind-kraft	Photo-voltaik	Biomasse	Sonst. Erneuerb.	Wasser-kraft	Sonstige	Gesamt	Fossile Energien	Erneuer-bare	Kern-energie
	TWh															
EU-28	814,0	416,2	295,4	401,6	33,7	159,6	305,5	102,3	118,6	14,9	357,8	11,8	3 031,5	1 306,6	899,1	814,0
Belgien	24,6	4,0	–	20,8	0,1	1,1	5,4	3,0	2,8	2,0	1,4	0,2	65,4	26,0	14,6	24,6
Bulgarien	14,3	1,0	18,8	1,3	–	–	1,4	1,4	0,2	–	6,2	–	44,6	21,1	9,2	14,3
Dänemark	–	6,9	–	3,5	0,1	–	14,1	0,6	2,3	–	0,0	–	27,5	10,5	17,0	0,0
Deutschland	86,8	107,1	143,1	53,2	5,2	10,9	75,7	35,2	38,5	1,2	23,7	0,0	580,6	319,5	174,3	86,8
Estland	–	–	–	–	–	7,6	0,7	–	0,8	–	0,0	–	9,1	7,6	1,5	0,0
Finnland	22,3	5,5	–	5,0	0,2	2,7	2,3	–	10,7	–	16,6	0,8	66,1	13,4	29,6	22,3
Frankreich	416,8	8,6	–	22,1	3,4	–	21,1	7,4	7,9	–	58,7	–	546,0	34,1	95,1	416,8
Griechenland	–	–	19,4	7,3	–	–	3,7	3,6	0,2	1,3	6,1	–	41,6	26,7	14,9	0,0
Irland	–	4,8	2,5	11,5	–	0,1	6,5	–	–	0,2	1,1	–	26,7	18,9	7,8	0,0
Italien	–	38,4	–	91,5	4,2	28,0	14,7	23,9	18,8	5,8	44,6	–	269,9	162,1	107,8	0,0
Kroatien	–	2,1	–	0,8	–	0,2	0,8	–	–	–	5,7	–	9,6	3,1	6,5	0,0
Lettland	–	–	–	2,0	–	0,6	0,1	–	0,4	0,4	1,9	–	5,4	2,6	2,8	0,0
Litauen	–	–	–	1,5	–	0,9	0,8	0,1	0,4	–	1,0	–	4,7	2,4	2,3	0,0
Luxemburg	–	–	–	0,8	–	–	0,1	0,1	0,1	–	1,5	0,1	2,7	0,8	1,8	0,0
Malta	–	–	–	–	1,9	0,2	0,0	0,0	0,0	–	–	–	2,2	2,2	0,0	0,0
Niederlande	4,0	–[2]	–	–[2]	–	88,4	7,1	0,1	4,0	–	0,1	–	103,7	88,4	11,3	4,0
Österreich	–	3,0	–	7,5	0,9	2,7	3,6	0,4	2,5	–	36,2	7,8	64,6	14,1	42,7	0,0
Polen	–	69,1	49,5	4,1	–	9,4	10,5	–	6,7	0,5	2,5	–	152,3	132,1	20,2	0,0
Portugal	–	13,7	–	9,8	0,1	0,2	11,3	0,8	2,6	–	9,6	–	48,1	23,8	24,3	0,0
Rumänien	10,7	1,7	14,5	4,5	–	4,3	7,0	2,0	0,5	–	16,5	–	61,7	25,0	26,0	10,7
Schweden	54,3	0,5	–	1,0	0,1	2,1	16,6	–	9,8	–	74,0	–	158,4	3,7	100,4	54,3
Slowakei	14,1	0,9	1,6	1,8	0,3	–	0,0	0,5	1,1	0,5	4,3	0,1	25,2	4,6	6,4	14,1
Slowenien	5,4	–	3,8	0,0	–	0,1	0,0	0,2	0,2	0,1	4,1	0,1	14,0	3,9	4,6	5,4
Spanien	54,8	48,6	4,5	48,6	13,0	–	48,1	13,3	4,6	0,0	30,8	1,3	267,6	114,7	96,8	54,8
Tschechien	25,3	4,8	32,2	4,9	0,0	0,1	0,6	2,2	1,9	2,4	3,0	–	77,4	42,0	10,1	25,3
Ungarn	14,9	0,5	5,5	3,2	–	–	0,7	0,0	1,6	0,5	0,2	–	27,1	9,2	3,0	14,9
Ver. Königreich	65,7	95,0	–	94,9	–	–	52,4	7,5	–	–	8,0	1,4	324,9	189,9	67,9	65,7
Zypern	–	–	–	–	4,2	–	0,2	–	–	–	–	–	4,4	4,2	0,2	0,0
	Anteile in %															
EU-28	27	14	10	13	1	5	10	3	4	0	12	1	100	43	29	27
Belgien	38	6	–	32	0	2	8	5	4	3	2	0	100	40	22	38
Bulgarien	32	2	42	3	–	–	3	3	0	0	14	1	100	47	20	32
Dänemark	–	25	–	13	0	–	52	2	8	–	0	–	100	38	62	0
Deutschland	15	18	25	9	1	2	13	6	7	0	4	0	100	55	30	15
Estland	–	–	–	–	–	83	8	–	9	–	0	–	100	83	17	0
Finnland	34	8	–	8	0	4	3	–	16	–	25	2	100	20	44	34
Frankreich	76	2	–	4	1	–	4	1	1	–	11	–	100	7	17	76
Griechenland	–	–	47	18	–	–	9	9	0	3	14	–	100	65	35	0
Irland	–	18	9	43	–	0	25	–	–	1	4	–	100	70	30	0
Italien	–	14	–	34	2	10	5	9	7	2	17	–	100	60	40	0
Kroatien	–	22	–	8	–	3	8	–	–	–	59	–	100	33	67	0
Lettland	–	–	–	37	–	12	2	–	7	7	35	–	100	49	51	0
Litauen	–	–	–	32	–	19	17	2	9	–	21	–	100	51	49	0
Luxemburg	–	–	–	29	–	–	4	4	4	–	55	4	100	29	67	0
Malta	–	–	–	–	89	10	0	0	0	–	–	–	100	99	1	0
Niederlande	4	–[2]	–	–[2]	–	85	7	0	4	–	0	–	100	85	11	4
Österreich	–	5	–	12	1	4	6	1	4	–	56	11	100	22	67	0
Polen	–	45	33	3	–	6	7	–	4	0	2	–	100	87	13	0
Portugal	–	30	–	20	0	0	23	2	5	–	20	–	100	50	50	0
Rumänien	17	3	24	7	–	7	11	3	1	–	27	–	100	41	42	17
Schweden	34	0	–	1	0	1	10	–	6	–	47	–	100	2	63	34
Slowakei	57	4	6	7	1	–	0	2	4	2	17	0	100	18	25	57
Slowenien	39	–	27	0	–	1	0	1	1	1	29	1	100	28	32	39
Spanien	21	18	2	18	5	–	17	5	2	0	12	0	100	43	36	21
Tschechien	33	6	42	6	0	0	1	3	2	3	4	–	100	54	13	33
Ungarn	55	2	19	12	–	–	3	0	6	2	1	–	100	33	12	55
Ver. Königreich	20	30	–	30	–	–	16	2	–	–	2	0	100	60	20	20
Zypern	–	–	–	–	95	–	5	–	–	–	–	–	100	95	5	0

[1] inkl. Mischfeuerung [2] Mischfeuerung aus Steinkohle und Erdgas, siehe unter sonstige fossile Energien
Quellen: ENTSOE (STATISTICAL FACTSHEET 2015) sowie verschiedene Länder-Statistiken

Primärenergieverbrauch in Deutschland

Jahr	Mineral-öl	Stein-kohle	Braun-kohle	Erdgas	Kern-energie	Wind-energie	Wasser-kraft, Bio-masse 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	178,4	78,7	109,2	78,2	56,9	0,0	7,2	508,6
2000	187,6	69,0	52,9	101,9	63,2	1,2	15,6	491,4
2005	176,3	61,7	54,4	110,9	60,7	3,3	29,4	496,7
2010	159,8	58,5	51,6	108,2	52,3	4,6	50,1	485,1
2011	154,4	58,5	53,4	99,3	40,2	6,0	52,2	464,0
2012	154,4	58,9	56,1	99,6	37,0	6,2	46,6	458,8
2013	157,9	62,8	55,6	104,4	36,2	6,3	48,4	471,6
2014	153,3	60,0	53,7	90,8	36,2	7,0	48,7	449,7
2015	152,6	58,6	53,4	95,5	34,2	10,8	48,5	453,6[1]

[1] inkl. Austauschsaldo Strom
Kernenergie und erneuerbare Energien mit Wirkungsgradmethode bewertet
Quelle: AGEB, 3/2016

Stromerzeugung in Deutschland

Jahr	Stein-kohle	Braun-kohle	Kern-energie	Mineral-öl	Erdgas	Wind-energie	Wasser-kraft, Bio-masse 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
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	116,4	160,7	99,5	7,6	76,4	50,7	118,8	630,1
2013	127,3	160,9	97,3	7,2	67,5	51,7	126,8	638,7
2014	118,6	155,8	97,1	5,7	61,1	57,4	132,1	627,8
2015[1]	118,0	155,0	91,8	5,4	59,6	88,0	134,0	651,8

[1] vorläufig

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
2013	0,3	6,6	0,9	0,0	0,2	0,0	8,0
2014	0,3	6,8	0,5	0,0	0,1	0,0	7,7
2015	0,2	5,5	0,5	0,0	0,1	0,0	6,3

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
2013	6 624	3 454	3	8
2014	7 491	3 886	3	8
2015	7 251	3 732	3	6

[1] fördertäglich [2] Stand Jahresende ohne Kleinzechen [3] bis 1996 Saar in t = t
[4] Stand: 1.1.2013

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
2013	5,6	4,3	1,1	3,5	14,5	0,8
2014	4,4	3,7	0,9	3,1	12,1	0,7
2015	3,3	2,9	0,7	2,7	9,6	0,4

[1] einschließlich Mitarbeiter in Transferkurzarbeit und Qualifizierung

Steinkohlenförderung in Deutschland

Jahr	Revier				
	Ruhr	Saar	Aachen	Ibben-büren	Ins-gesamt
	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
2013	5,7	–	–	1,9	7,6
2014	5,7	–	–	1,9	7,6
2015	4,6	–	–	1,6	6,2

Verzeichnis der Grafiken und Tabellen

Kapitel 1

Steinkohlenbergwerke und Standorte in Deutschland 16
Entwicklungsgeschichte der RAG 17
Das aktuelle „Strategiehaus“ der STEAG 19
EU-rechtlich genehmigte Stilllegungsbeihilfen für den deutschen Steinkohlenbergbau 20
RAG Altbergbau 21
Anpassung im deutschen Steinkohlenbergbau 21
Entwicklung der Arbeitslosenquote im Ruhrgebiet im Vergleich zu NRW und dem Bund 23
Entwicklung der BIP-Wachstumsrate Ruhrgebiet im Vergleich zu NRW und dem Bund 24
Primärenergieverbrauch in Deutschland 2015 28
Verbrauchsstruktur des deutschen Steinkohlenmarkts 2015 28
Abhängigkeit Deutschlands von Energieimporten 2015 29
Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland 29
Kraftwerkskapazitäten und Stromerzeugung in Deutschland 2015 30
Das Energiekonzept der Bundesregierung: Zielsetzungen im Zeithorizont 32
Das Energiekonzept der Bundesregierung: Neue „Zielarchitektur“/Systematisierung des Zielsystems 33
CO_2-Emissionen in der Welt 34
Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber für inländische Stromerzeugungskapazitäten 2030 36

Kapitel 2

Entgeltgleichheit – Erläuterung der Lohndifferenz zwischen Männern und Frauen 40
Überleitung Pflegestufen in Pflegegrade 43
Entwicklung des Gesamt-Sozialversicherungsbeitrags 44
Entwicklung der Unfallzahlen 47
Quecksilberbelastungen in der Luft, in Gewässern und in Lebensmitteln 49
Weltweite Quecksilberemissionen im Jahr 2013 50
Stromerzeugung aus Grubengas 52

Kapitel 3

Preisentwicklungen: Brent-Rohöl (IPE) und Rohöl OPEC-Korb 58
Preisentwicklungen: Kraftwerkskohle frei Nordwesteuropa und frei deutsche Grenze 59
Preisentwicklungen: Hochqualitative Kokskohle ab Australien und USA 60
Welt-Primärenergieverbrauch nach Energieträgern 61
Welt-Nettostromerzeugung nach Energieträgern 62
Bevölkerungsentwicklung nach Weltregionen 63
Steinkohlenförderung nach Herkunftsländern EU-28 65
Deutsche Steinkohlenimporte 2014/2015 inkl. Koks 66
Weltsteinkohlenförderung und -verbrauch 2015 68
Seewärtige Kraftwerkskohlenexporte nach Lieferländern 69
Preisentwicklungen: Capesize-Seefrachtraten nach Nordwesteuropa 70
Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie 71

Anhang

Statistik 74

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

Michael G. Ziesler, Saarbrücken

Geschäftsführung

Michael Weberink, Herne,
Hauptgeschäftsführer

Geschäftsbereiche

Politik/Statistik/Vorstand/Kommunikation/GSA

Recht/Soziale Sicherung/Tarifwesen

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 2016

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
Michael Weberink
Birgit Erlebach
Jürgen Ilse
Dr. Kai van de Loo
Roland Lübke
Christian Moser
Jörg Ottersbach
Christiane Schulte-Holtey
Andreas-Peter Sitte
Michael Verschuur

Fotos
RAG AG
RAG Montan Immobilien GmbH
STEAG GmbH
Stiftung Zollverein
Wolfgang Kremer

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

ISSN 0343-7981

Kennzahlen zum Steinkohlenbergbau in Deutschland 2015

Bergwerke (Stand 31.12.2015)	**3**
Belegschaft[1] insgesamt	**9 640 Mitarbeiter**
- Ruhrrevier	7 546 Mitarbeiter
- Saarrevier	192 Mitarbeiter
- Ibbenbüren	1 902 Mitarbeiter
Steinkohlenförderung insgesamt	**6,2 Mio. t v. F.**[2]
	≙ 6,4 Mio. t SKE[3]
- Ruhrrevier	4,6 Mio. t v. F.
- Ibbenbüren	1,6 Mio. t v. F.
Technische Kennzahlen	
Förderung je Abbaubetriebspunkt	3 732 t v. F./Tag
Mittlere Flözmächtigkeit	217 cm
Mittlere Streblänge	306 m
Mittlere Gewinnungsteufe	1 296 m
Absatz insgesamt	**6,3 Mio. t SKE**
- Elektrizitätswirtschaft	5,5 Mio. t SKE
- Stahlindustrie	0,5 Mio. t SKE
- Wärmemarkt	0,3 Mio. t SKE
Anteil deutscher Steinkohle	
- am Primärenergieverbrauch in Deutschland	2 %
- an der Stromerzeugung in Deutschland	4 %
- am Steinkohlenverbrauch	13 %
- an der Stromerzeugung aus Steinkohle	17 %

[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).