

Steinkohle

International wie auch national war 2013 für die Steinkohle eine Aufwärtsentwicklung zu verzeichnen. Weltweit nahmen Nachfrage, Produktion und Handel von Steinkohle bei insgesamt moderater Preisentwicklung weiter zu. In Deutschland führte ein relativ kräftiger Anstieg der Stromerzeugung aus Steinkohle zu einem insgesamt spürbaren Mehrverbrauch gegenüber dem Vorjahr. Ein wesentlicher Grund dafür war der anhaltende deutliche Preisvorteil der Kraftwerkskohle gegenüber dem Erdgas als Energieträger in der Stromerzeugung. Da die Förderung heimischer Steinkohle aufgrund der kohlepolitischen Vorgaben planmäßig gegenüber dem Vorjahr abermals zurückgeführt wurde, weiteten sich die deutschen Steinkohlenimporte deutlich aus.

Global gesehen ist die Kohle weiterhin auf einem Wachstumspfad und nach wie vor der Energieträger Nr. 1 in der Stromerzeugung.

Internationale Tendenzen

Die weltweite Steinkohlenproduktion wurde 2013 erneut gesteigert auf insgesamt rund 7,4 Mrd. t, wengleich der Zuwachs gegenüber 2012 etwas verhalten war als in den Vorjahren. Vor allem das weltweit größte Kohleförderland China drosselte seine Kohleproduktion im Jahresverlauf, erhöhte aber seine Importe – ohnehin ist China trotz seiner immensen eigenen Produktion im Kohlesektor seit 2009 Nettoimporteur. Dagegen weiteten andere wichtige Kohlelän-

der der Welt ihre Produktion 2013 deutlicher aus, dies in erster Linie für Exportzwecke. So steigerten vor allem Indonesien und Russland ihre Förderung von Kesselkohlen, Australien die von Koks-kohlen. In den USA wurde die Kohleförderung hingegen zurückgefahren. Dort wurde Kohle durch das vergleichsweise günstige unkonventionelle Schiefergas („shale gas“) aus der inländischen Nutzung verdrängt und verstärkt in Exportmärkte gezwungen. Infolgedessen erreichte der weltweite überseeische Steinkohlenhandel neue Rekordmarken bei weiterhin eher moderaten Preisen. So steigerte sich das Volumen des seewärtigen Handels mit Kesselkohlen nach Schätzung des Vereins deutscher Kohlenimporteure (VDKi), Hamburg, um knapp 3 % auf einen neuen Spitzenwert von rund 850 Mio. t [1].

Vor dem globalen Hintergrund erhöhten sich auch die Steinkohlenimporte der EU, insbesondere in den beiden größten westeuropäischen Verbraucherländern Deutschland und Großbritannien. Hier wurde Steinkohle wie in einigen anderen Ländern verstärkt zur

Stromerzeugung eingesetzt. Ein wesentlicher Grund dafür war der 2013 für die Steinkohle weiterhin günstige „clean dark spread“, das heißt die Preisdifferenz gegenüber dem Erdgas im Verstromungsbereich gemessen an den Brennstoffkosten einschließlich der Kosten für Transport und CO₂-Zertifikate [2]. Kurz gesagt: Der Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung war und ist auch derzeit erheblich günstiger als der von Erdgas (**Bild 1**).

Manche Beobachter in Europa sprechen von einer „unheimliche(n) Renaissance der Kohle“. Dabei hält der globale „Kohleboom“ schon seit Jahren an. Allerdings fand er vornehmlich außerhalb Europas statt und zeigte sich erst im Jahr 2013 auch ein Stück weit in Europa [3].

Die 2013 vorherrschenden Tendenzen im internationalen Kohlesektor dürften auch die kommenden Jahre prägen, folgt man der Einschätzung der Internationalen Energie-Agentur (IEA), Paris, deren Exekutivdirektorin Maria van der Hoeven es so ausgedrückt hat: „Like it or not, coal is here to stay for a long time.“

Autoren

Dipl.-Ökonom Dr. Kai van de Loo und Dipl.-Ing. Andreas-Peter Sitte, beide Gesamtverband Steinkohle e.V., Herne.

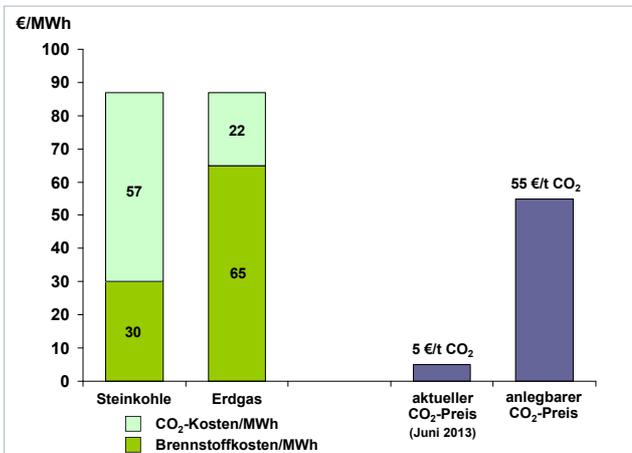


Bild 1

Anlegbarer CO₂-Preis für Wettbewerbsgleichheit von Steinkohle und Erdgas 2012.

In ihrem „Medium-Term Coal Market Report“ vom Dezember 2013, der anhand von Szenarien einen Blick bis ins Jahr 2018 wagt, sagt die IEA zwar eine leichte Abschwächung der weltweiten Steinkohlennachfrage voraus. Die jahresdurchschnittliche Wachstumsrate wird auf 2,3 % veranschlagt, nachdem man im Vorjahr noch von 2,6 % ausgegangen war. Wie in der vorangegangenen Dekade werde die Kohle jedoch kurz- und mittelfristig stärker am Zuwachs der globalen Energienachfrage partizipieren als Öl und Gas.

Dabei gibt es allerdings bemerkenswerte regionale Unterschiede. Die jüngsten Nachfragezuwächse in der EU werden von der IEA als lediglich temporär eingestuft; bis 2018 werde die Nachfrage der EU-28 um rund 6 % zurückgehen. Ein Rückgang des Kohleverbrauchs infolge strengerer Umweltvorschriften und einem weiter gehenden „coal-to-gas switching“ durch den dortigen Boom von shale gas zeichnet sich auch in den USA ab. In den OECD-Ländern rechnet die IEA insgesamt mit einer Stagnation des Kohleverbrauchs. Dagegen nehme die Kohlenachfrage in Asien weiter deutlich zu. So sei etwa Indien auf dem Weg, China als größtes Steinkohlenimportland abzulösen. Gleichwohl entfallen auf China in den nächsten fünf Jahren rund 60 % der zusätzlichen globalen Kohlenachfrage. Zwar bemühe sich China, seine Stromerzeugung durch Effizienzverbesserungen und Diversifizierung der Einsatzenergieträger von der Kohle unabhängiger zu machen. Aber zugleich unternimmt China enorme Anstrengungen bei der Kohleerflüssigung, um sei-

ne Abhängigkeit von Mineralölimporten zu reduzieren [4].

Der im November 2013 veröffentlichte neue World Energy Outlook der IEA (WEO 2013) hat darüber hinaus für alle Energieträger Szenarien bis 2035 entworfen. Das aktuelle Hauptszenario der IEA („New Policies Scenario“) sagt im WEO 2013 für den globalen Kohleverbrauch in diesem Zeithorizont einen Zuwachs von gut 17 % voraus, für die weltweite Steinkohlenförderung trotz tendenziell steigender Kosten sogar eine Steigerung um knapp 20 %. Die Stromerzeugung aus Kohle nimmt danach um fast 35 % gegenüber dem Basisjahr 2011 zu, womit die Kohle auch 2035 noch mit einem weltweiten Anteil von gut einem Drittel der international dominierende Energieträger im Elektrizitätssektor bleiben wird. Weltweit sind nach Kenntnisstand zum Jahresende 2013 fast 1200 neue Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 1400 GW geplant. Nach 2020 sieht die IEA im Übrigen international auch weiterhin Chancen für die Verbreitung der Kohlenutzung mit CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage = Abscheidung und Einlagerung von CO₂) [5].

Deutscher Steinkohlenmarkt

Der Steinkohlenverbrauch in Deutschland entwickelte sich 2013 vom Niveau her stärker als prognostiziert, wenn gleich die strukturellen Trends eher erwartungsgemäß verlaufen sind [6]. Nach vorläufiger Einschätzung ist in Deutschland der Steinkohlenverbrauch im Jahr 2013 gegenüber dem Vorjahr um 4,1 % auf 60,7 Mio. t SKE gestiegen. Nach Mineralöl und Erdgas bildete Steinkohle mit einem Anteil von 12,7 % die drittgrößte Säule zur Deckung des deutschen Primärenergieverbrauchs und er-

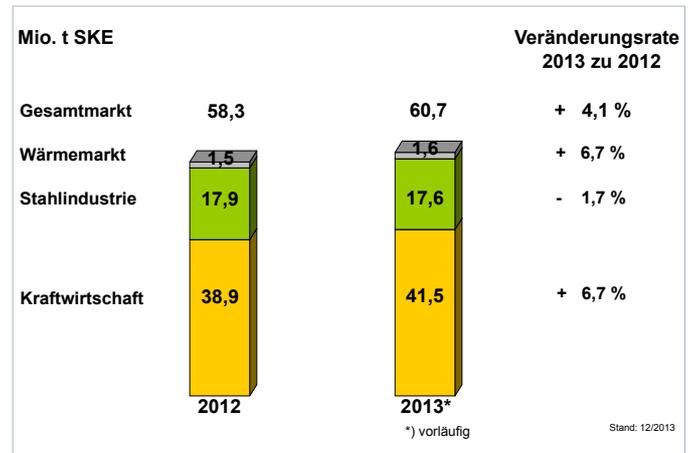


Bild 2

Primärenergieverbrauch Steinkohle in Deutschland 2012 und 2013.

reichte auch in der Bruttostromerzeugung mit einem Anteil von 19,7 %, hier nach der Braunkohle und den Erneuerbaren, den dritten Platz in der Rangfolge der Einsatzenergieträger [7].

Auf der Verwendungsseite erhöhte sich 2013 der Steinkohleneinsatz in Kraftwerken zur Strom- und Wärmeenergieerzeugung gegenüber dem Vorjahr um 6,7 % auf 41,5 Mio. t SKE (Bild 2). Die Stromerzeugung aus Steinkohle stieg dabei 2013 auf rund 124,0 TWh. Dies waren 7,6 TWh mehr als im Jahr zuvor. Dabei profitierte Steinkohle insbesondere von ihren niedrigeren Bezugskosten gegenüber Erdgas und in geringerem Ausmaß von den relativ niedrigen CO₂-Emissionszertifikate-Preisen im europäischen Emissionshandelssystem. Leicht rückläufig war dagegen die Koks- und Koksachfrage der Eisenschaffenden Industrie infolge der noch verhaltenen Erholung der Stahlkonjunktur. In der Stahlindustrie sank der Steinkohlenverbrauch 2013 um 1,7 % auf 17,6 Mio. t SKE. Für die Gesamtstruktur des Steinkohlenverbrauchs ergibt sich daraus folgendes Bild: Während der Kraftwerkseinsatz rund 68 % betrug, entfielen auf den Einsatz von Koks- und Koks in der Stahlindustrie 29 %. Darüber hinaus gingen rund 3 % in den privaten und gewerblichen Wärmemarkt.

Auf der Aufkommenseite glichen die um mehr als 12,5 % auf die neue Rekordmarke von 50,3 Mio. t SKE gestiegenen Steinkohlenimporte die um rund 30 % auf 7,8 Mio. t SKE gesunkene heimische Steinkohlenförderung mehr als aus. Zur Deckung des insgesamt erhöhten Steinkohlenverbrauchs erfolgte zu-



Bild 3

Kohlelager.

Bild: RAG Aktiengesellschaft

dem ein Lagerabbau (**Bild 3**). Weil die heimische Steinkohle seit langem auf dem Rückzug ist, decken die Steinkohlenimporte inzwischen mehr als 80 % des inländischen Bedarfs (**Bild 4**).

Was die Herkunft der Steinkohlenimporte betrifft, gab es 2013 leichte Verschiebungen. Nach vorliegenden Daten für den Zeitraum Januar bis November 2013 wurde Russland mit einem Anteil von 27 % wieder wichtigstes Herkunftsland für deutsche Steinkohlenimporte. Im Jahr zuvor war Russland in dieser Rolle von den USA abgelöst worden, deren heimischer Kohleabsatz seinerzeit durch ein hohes Angebot günstigen unkonventionellen Erdgases weggebrochen war. Diese Situation hat sich im Jahr 2013 etwas relativiert, da sich die Preisrelation zwischen US-Kohle und US-Gas zeitweilig etwas zugunsten der Kohle verschob und sich die US-Kohleexporteure nun auch wieder stärker am jeweiligen Preisniveau der Zielländer orientierten. Zudem gab es Exportausfälle in Kolumbien zu Beginn und zur Mitte des Jahres. Dadurch erhöhten sich die Einfuhren aus anderen Ländern, vor allem die russischen und zum geringeren Teil auch die polnischen und südafrikanischen Importe.

Die auf dem Kohleweltmarkt weiterhin vorherrschende Käufermarktsituation führte bei Kraftwerkskohle frei Nordwest-Europa in den Sommermonaten 2013 zu einem Rückgang des Preisniveaus auf rund 75 US-\$/t (rund 66 €/t SKE). Zum Jahresende erholte sich der Kraftwerkskohlepreis frei nordwest-europäische Häfen wieder und erreichte mit rund 85 US-\$/t ungefähr das Preisniveau des Jahresbeginns. Diese Entwicklung spiegelt sich auch im so genannten Bafa-Preis für Kraftwerkskohle aus Drittländern wider. Dieser vom Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle (Bafa), Frankfurt/M., ermittelte

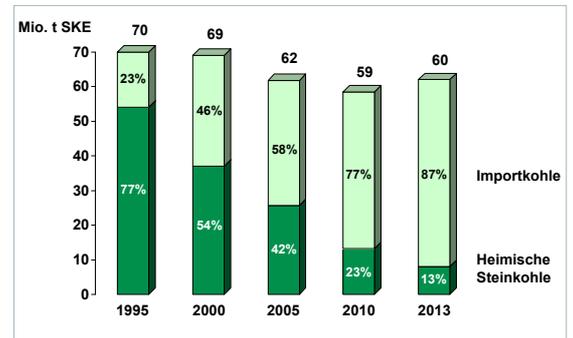


Bild 4

Entwicklung der Marktanteile importierter und heimischer Steinkohle in Deutschland.

am 22. September 2013 intensive Diskussionen über Reformen im Energiewendeprozess, unter anderem über die vom damaligen Bundesumweltminister Altmaier angeregte und sodann gemeinsam vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) und vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) vorgeschlagene Strompreisbremse im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [8]. Viel diskutiert wurde über die Neuordnung des Strommarktes („Strommarktdesign“) einschließlich der Etablierung so genannter Kapazitätsmechanismen für Kohle- und Gaskraftwerke. Dazu wurden zahlreiche Konzepte und Modelle in die Diskussion gebracht. Besonders fundiert erscheinen dabei unter anderem die Vorschläge des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Berlin, des Verbandes kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Berlin, oder die „Handlungsempfehlungen des Bundesverbandes der

Preis für deutsche Kraftwerkskohlenimporte aus Nicht-EU-Ländern fiel im dritten Quartal 2013 mit 75,64 €/t SKE frei deutsche Grenze auf seinen tiefsten Stand seit März 2010. Bei Koks- und Koks kam der Effekt einer sich nur schleppend erholenden weltweiten Stahlkonjunktur weiterhin zum Tragen, was die internationalen Preise entsprechend drückte. So lagen die Spotmarktpreise für Premium-Koks aus Australien im Dezember 2013 bei 138 US-\$/t. Im Vorjahr lag der Durchschnittswert noch bei 192 US-\$/t.

Energiepolitische Rahmenbedingungen im Zuge der Energiewende

Die energiepolitischen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Steinkohle in Deutschland veränderten sich 2013 kaum. Die deutsche Energiepolitik stand und steht nach wie vor unter den Vorzeichen der Energiewende und deren Herausforderungen insbesondere im Stromsektor. Daraus ergaben sich jedoch keine neuen Weichenstellungen, erst recht nicht für die Steinkohle. Zwar gab es im Vorfeld der Bundestagswahl

Trend 2014

Für 2014 sind auf dem Steinkohlenmarkt in Deutschland ähnliche Entwicklungen wie 2013 zu erwarten. Die sich angesichts der voraussichtlich anziehenden Konjunktur langsam erholende Rohstahlerzeugung lässt bei der Koks- und Koks-kohlennachfrage eher einen leichten Zuwachs erwarten als einen Rückgang wie im Vorjahr. Die Nachfrage nach Kraftwerkskohle zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Steinkohle dürfte weitgehend stabil bleiben, zumal die beträchtlichen Preisvorteile gegenüber dem Erdgas wahrscheinlich fortbestehen werden und der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung durch die EEG-Reform etwas gedrosselt werden dürfte. Offen ist, wie und wann sich die noch ungelöste Rentabilitätsproblematik im konventionellen Kraftwerkssektor auf Bestandsanlagen und Neubauprojekte auf Steinkohlenbasis auswirkt und welche konkreten Vorstellungen die Bundesregierung für das künftige Strommarktdesign und die Kapazitätsmechanismen entwickelt. Für den heimischen Steinkohlenbergbau ist 2014 nach den Stilllegungen und Förderrückgängen in den Vorjahren eine vorübergehend stabile Produktion auf dem bisher erreichten Niveau zu erwarten. Die nächste Stilllegung steht erst zum Jahresende 2015 an. Die Beschäftigungsanpassung geht jedoch auch 2014 planmäßig weiter.

Deutschen Industrie e. V. (BDI), Berlin, für ein zukunftsfähiges Marktdesign“ [9]. Grundlegende energiepolitische Entscheidungen auf diesen Gebieten wurden 2013 jedoch nicht getroffen, vor allem aufgrund von Widerständen aus dem Bundesrat.

Vorangebracht werden konnten mit Zustimmung der Bundesländer lediglich die rechtlichen und planerischen Grundlagen für den weiteren Ausbau der Übertragungsnetze. Ferner beschloss die Bundesregierung eine bis 2017 befristete Reservekraftwerksverordnung, die zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit eine von der Bundesnetzagentur zu akquirierende Netzreserve aus konventionellen Bestandskraftwerken vorsieht, die auch Steinkohlenkapazitäten beinhaltet.

Nach dem Scheitern der Gespräche über die Strompreisbremse vereinbarten Bund und Länder indes, nach der Bundestagswahl eine grundlegende Reform des EEG sowie aller weiteren energiewirtschaftlich relevanten Regelungen anzustreben. Dazu zählen die Entwicklung eines neuen Strommarktdesigns, geeignete Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der Netze und der Speicher, zusätzliche Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz sowie die Unterstützung einer Reform des Emissionshandels auf europäischer Ebene. Direkt kohlebezogene Maßnahmen oder neue Impulse in der hierzulande versandeten Diskussion über die CCS-Technologie gehören nicht dazu.

Erst nach der Bundestagswahl und dem Abschluss der langwierigen Verhandlungen über den Koalitionsvertrag der neuen schwarz-roten Bundesregierung kam gegen Ende des Jahres 2013 wieder Bewegung in die energiepolitischen Entscheidungsprozesse. So enthält das Kapitel 1.4 des Koalitionsvertrags zur Energiewende auch für den Kohlesektor wichtige Aussagen.

Im Vordergrund der energiepolitischen Bemühungen der neuen Bundesregierung steht die Reform des EEG. Es soll bis zum Sommer 2014 grundlegend überarbeitet werden, wozu Bundeswirtschaftsminister Gabriel Anfang 2014 ein so genanntes Eckpunktepapier vorgelegt hat. Darin formulierte Ziele sind insbesondere der Abbau von Überförderungen, die Degression von Einspeisevergütungen und eine verbesserte Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt, wobei der Einspeisevorrang beibehalten werden soll. Zugleich sind für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung „Ausbaukorridore“ von 40 bis 45 % bis

2025 und 55 bis 60 % bis 2035 festgelegt worden. Überdies soll klimapolitisch nun definitiv eine Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % bis 2020 (gegenüber dem Stand von 1990) erreicht werden. Des Weiteren ist ab 2014 zum ersten Mal ein nationaler Aktionsplan Energieeffizienz vorgesehen. Unterstrichen wird aber auch, dass der Stromversorgungssicherheit durch die Sicherstellung von hinreichenden Reservekapazitäten Rechnung getragen werden muss. Bei den Stromspeichern sollen Forschung und Entwicklung fortgeführt werden, denn künftig werde ein Mix verschiedener Stromspeichertechnologien erforderlich sein. Auch Pumpspeicherwerke sollen weiter ihren Beitrag zur Netzstabilität leisten. Die Bedingungen für die umweltfreundliche Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sollen so gestaltet werden, dass das schon bestehende KWK-Ausbauziel von 25 % bis 2020 realisiert werden kann. Deutlich betont wird in diesem Zusammenhang die Bedeutung fossiler Kraftwerke [10]: „Die konventionellen Kraftwerke (Braunkohle, Steinkohle, Gas) als Teil des nationalen Energiemixes sind auf absehbare Zeit unverzichtbar. Durch den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energien benötigen wir auch in Zukunft hocheffiziente und flexible konventionelle Kraftwerke. Solange keine anderen Möglichkeiten (wie zum Beispiel Speicher oder Nachfrage-Management) zur Verfügung stehen, kann Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie nicht entscheidend zur Versorgungssicherheit beitragen. Daraus ergibt sich das Erfordernis einer ausreichenden Deckung der Residuallast.“

Vor diesem Hintergrund wird in der Koalitionsvereinbarung auch die Prüfung der Errichtung neuer Kraftwerkskapazitäten durch die Bundesnetzagentur angekündigt, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass mittelfristig nicht mehr genügend inländische Kraftwerke zur Verfügung stehen. Deshalb soll die Bundesnetzagentur im Rahmen der anstehenden Untersuchungen auf Grundlage der Reservekraftwerksverordnung kurzfristig prüfen und ggf. sicherstellen, dass neue regional erforderliche Kraftwerkskapazitäten errichtet werden. Darüber hinaus soll mittelfristig „ein Kapazitätsmechanismus ... unter dem Gesichtspunkt der Kosteneffizienz im Einklang mit den europäischen Regelungen und unter Gewährleistung wettbewerbsorientierter und technologieoffener Lösungen“ eingeführt werden [10].

Gewisse finanzielle Risiken beinhaltet das von der EU-Kommission am 18. De-

zember 2013 eingeleitete EU-Beihilfeprüfverfahren gegen das deutsche EEG und insbesondere dessen besondere Ausgleichsregelung für energieintensive Unternehmen. Zu denen gehört auch der Steinkohlenbergbau, und zwar sowohl bei der laufenden Produktion als auch in Hinblick auf die Wasserhaltung in stillgelegten Betriebsteilen, die auch nach der Beendigung der Steinkohlenförderung in Deutschland ein dauerhaftes Pumpen erfordern. Zugleich operiert der deutsche Steinkohlenbergbau auf einem Markt mit großer Handelsintensität – der Importanteil liegt über 80 % – und scharfem Wettbewerb. Ohne Kompensationsregelungen würde er sofort vollständig von Steinkohlenimporten verdrängt, und eine sozialverträgliche Personalanpassung wäre dann nicht mehr möglich. Deshalb fällt auch er unter die besondere Ausnahmeregelung des EEG und erwartet von der Bundesregierung, dass sie mit der EU-Kommission möglichst rasch zu einer tragbaren Verständigung gelangt.

Künftige Bedeutung von thermischen Kraftwerken auf Kohlebasis

Aus Sicht der gesamten Kohleindustrie und der Elektrizitätswirtschaft muss die Koalitionsvereinbarung im Hinblick auf die konventionellen Kraftwerke möglichst bald weiter konkretisiert werden. Ohne Kapazitätsmechanismen, die eine Vergütung für gesicherte Kraftwerkskapazitäten beinhalten, muss mit einem „dramatisch beschleunigten Kraftwerkssterben“ gerechnet werden, denn nicht nur der Betrieb von Gas-, sondern auch der von Kohlekraftwerken rechne sich längerfristig kaum noch, warnte etwa der BDEW [11].

Zum Jahreswechsel 2013/14 lagen der Bundesnetzagentur nicht weniger als 41 Stilllegungsanzeigen für konventionelle Kraftwerke in Deutschland vor, dementsprechend deutlich sind auch die Investitions- und Beschäftigungspläne im Kraftwerkssektor zurückgegangen [12]. Zwar betrifft dies in erster Linie Gaskapazitäten. Doch ist auch die Rentabilität von Steinkohlenkraftwerken durch den Einspeisevorrang der Erneuerbaren, gesunkene Börsenpreise für Strom und erhöhte Umwelтанforderungen so weit zurückgegangen, dass es in Deutschland aktuell kein einziges neues Kraftwerksprojekt auf Steinkohlenbasis mehr gibt. Neu in Betrieb gegangen sind 2013 nur einige, bereits vor Jahren projektierte und zum Teil fertig gebaute, aber aus unvorhergesehenen Gründen verzögerte

Steinkohlenblöcke wie etwa die Blöcke D und E des von RWE betriebenen Gemeinschaftskraftwerks Westfalen in Hamm oder der Block 10 des Steag/EVN-Kraftwerks in Duisburg-Walsum.

Mit Blick auf die aktuellen energiepolitischen Kontroversen über die Rolle, Bedeutung und Zukunft der konventionellen Kraftwerke hat im September 2013 der Fachverband Dampfkessel, Behälter- und Rohrleitungsbau e. V. (FDBR), Düsseldorf, ein Positionspapier mit dem Titel: „Thermische Kraftwerke liefern mehr als Strom – Fünf Missverständnisse in der energiepolitischen Diskussion“ vorgelegt. Dieses wendet sich insbesondere gegen die verbreiteten Vorurteile gegenüber der Vereinbarkeit konventioneller Kraftwerke und der Erneuerung des konventionellen Kraftwerksparks mit der Energiewende [13].

■ Da volatile erneuerbare Energien nur geringfügig zur gesicherten Leistung in der Stromversorgung beitragen und Speicheraufbau sowie andere Maßnahmen wie Nachfrageflexibilisierung und Netzkopplung noch lange nicht zur Leistungssicherung ausreichen, muss „konventionelle“ thermische Kraftwerksleistung, die überwiegend auf Kohle basiert, als Ausgleichs- und Reservekapazität fast unverändert vorgehalten werden. Dies gilt nicht bloß kurzfristig, sondern nach derzeitigem Kenntnisstand auch in den Zeithorizonten bis 2030 und 2050.

■ Zwar wird die Dezentralisierung der Stromerzeugung und -versorgung zunehmen, doch bleiben Großkraftwerke auch bei dezentraler Stromerzeugung für eine sichere und kostengünstige Stromerzeugung ebenso unverzichtbar wie große Verbundnetze, mit denen die notwendige Netzstabilität gewahrt und damit Industriestandorte als Großverbraucher gesichert werden.

■ Eine künftige Lastsicherung allein durch Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) bzw. durch reine Gaskraftwerke ist ineffizient und riskant und würde erhebliche technische Potenziale für eine sichere, flexible und CO₂-ärmere Stromerzeugung unberücksichtigt lassen. Moderne Kohlekraftwerke können inzwischen vergleichbar und mit geringeren Wirkungsgradverlusten zu einer flexiblen Stromversorgung beitragen. Im Hinblick auf die Geschwindigkeit der Laständerung stehen moderne Kohlekraftwerke den Gasanlagen kaum noch nach, im Hinblick auf den Umfang haben sie sogar ein größeres Laständerungspotenzial.

■ Gerade kleine Gasturbinen, die als besonders preisgünstige und kurzfristig umsetzbare Technologieoption dar-

gestellt werden, erreichen nur geringe Wirkungsgrade und führen dadurch zu höheren Stromgestehungskosten und höheren spezifischen CO₂-Emissionen.

■ Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland ist keineswegs ein Auslaufmodell. Er muss zwar modernisiert werden, und das möglichst schnell, er bleibt aber in der Substanz unverzichtbar für die System- und Versorgungssicherheit. Damit diese auch nach 2020 und der Stilllegung des letzten deutschen Kernkraftwerks 2022 gewährleistet bleibt, müssten spätestens 2015 Ersatzkraftwerke errichtet oder in gleichem Umfang bestehende Anlagen optimiert und ertüchtigt werden (Retrofit).

Der FDBR beziffert den erforderlichen Bedarf an zusätzlicher thermischer Kraftwerkskapazität auf bis 16 GW bis 2020 und bis 32 GW bis 2030. Eingeleitet sind bislang aber nur Genehmigungsverfahren für etwa 4 GW auf Gasbasis und 3,4 GW auf Stein- und Braunkohlenbasis, also viel zu wenig, wobei die Realisierung selbst dieser Projekte in dem äußerst schwierigen Marktumfeld fraglich ist.

Der FDBR macht darüber hinaus konkrete Vorschläge, wie thermische Kraftwerke mit dem vorhandenen technischen Know-how und den hierzulande verfügbaren Kompetenzen an die künftigen Herausforderungen im Strommarkt angepasst werden können. Er konzentriert sich dabei auf Retrofit-Maßnahmen für Bestandsanlagen, also überwiegend für Kohlekraftwerke, denn schon allein durch Retrofit können bestehende thermische Kraftwerke in ihrer Leistung gesteigert und flexibler betrieben werden. Sie sind weitgehend kombinierbar, oft wirtschaftlicher als der Neubau und deutlich früher realisierbar. Der Maßnahmenkatalog umfasst die Feuerungssysteme, die Dampferzeuger, die Rauchgasreinigung und Nebenanlagen.

Demnach ist es keine „Energiewende paradox“, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien bei Auslauf der Nutzung der Atomenergie in Deutschland nicht zu einem raschen Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle einschließlich Steinkohle führt. Der technische Fortschritt und „Lernkurveneffekte“ finden auch im Kohlektor weiter statt.

Unternehmensentwicklung

Das 2007 in Kraft getretene Steinkohlefinanzierungsgesetz, die parallel abgeschlossene „Rahmenvereinbarung zur sozialverträglichen Beendigung des subventionierten Steinkohlenbergbaus in Deutschland“ mit dem begleitenden Re-

gelwerk sowie der 2011 in Kraft getretene EU-Ratsbeschluss über staatliche Beihilfen zur Erleichterung der Stilllegung nicht wettbewerbsfähiger Steinkohlenbergwerke und die damit verbundene Streichung der so genannten Revisionsklausel aus dem Steinkohlefinanzierungsgesetz haben den Auslauf des subventionierten Steinkohlenbergbaus hierzulande zum Ende des Jahres 2018 unumkehrbar gemacht. Mit der schon im Jahr 2011 bis 2018 erfolgten Genehmigung des Stilllegungsplans für den deutschen Steinkohlenbergbau durch die EU-Kommission ist dieser Auslaufprozess auf europäischer Ebene beihilferechtlich endgültig abgesichert worden. Für das Jahr 2013 wie für die kommenden Jahre hat dies zumindest in dieser Hinsicht Planungssicherheit hergestellt.

Der den deutschen Steinkohlenbergbau tragende RAG-Konzern hat deshalb bereits im Jahr 2011 eine Strategierevision eingeleitet und 2012 seine neue „Strategie 2020“ aufgestellt, die 2013 mit dem Schwerpunkt Nachhaltigkeit weiter entwickelt worden ist. Diese Strategie beinhaltet im Steinkohlenbergbau die zuverlässige Erfüllung der Produktionsziele und Lieferverpflichtungen bis Ende 2018 bei planmäßiger Rückführung der Kapazitäten. Dabei bleiben die Arbeitssicherheit und die Gesundheit der Mitarbeiter im Fokus, der erreichte hohe Standard soll auch im Auslaufprozess erhalten werden.

Gleichzeitig werden wesentliche Unternehmensaktivitäten und ein Bergbaufolgemanagement für die Zeit nach dem Ende der Steinkohlenförderung vorbereitet. Dazu gehören ein Geschäftsbereich für die operativen Aufgaben bei der Bewältigung der Alt- und Ewigkeitslasten des dann stillgelegten Steinkohlenbergbaus, wobei die Ewigkeitsaufgaben – Maßnahmen der Grubenwasserhaltung, Poldermaßnahmen, Grundwasserreinigung und nachsorgende Maßnahmen – nach 2018 aus dem Vermögen der dafür eingerichteten RAG-Stiftung finanziert werden. Für Bergschäden, also bergbaubedingte und von der RAG Aktiengesellschaft zu verantwortende Beeinträchtigungen von Gebäuden, Flächen oder Infrastruktureinrichtungen, wird eine sachgerechte Regulierung auch nach dem Auslauf sichergestellt. Ebenso unternimmt der Steinkohlenbergbau erhebliche Anstrengungen, sein einmaliges kulturelles Erbe – Museen, Industriedenkmäler, Vereine und andere bergbaubezogene Institutionen – adäquat in die Zukunft zu tragen.

Darüber hinaus sollen die Geschäftsfelder des Beteiligungsbereichs der RAG



Bild 5

Bienen am Weltkulturerbe Zollverein.

Bild: RAG Aktiengesellschaft

weiter ausgebaut werden. Dazu gehören der Kohle- und Rohstoffhandel in Verbindung mit Logistikdiensten, die internationale Vermarktung von gebrauchtem Bergbau-Equipment und bergtechnischem Know-how sowie die Entwicklung ehemaliger Bergbauflächen, das Immobilienmanagement und die Nutzung der vorhandenen Bergbau-Infrastruktur für erneuerbare Energien.

Zum 1. Januar 2013 übernahm die RAG Aktiengesellschaft von der Evonik Industries AG die restlichen 49 % der Geschäftsanteile an der RAG Verkauf GmbH. Damit wurde ein Integrationsprozess abgeschlossen, der mit der Übernahme der Mehrheit der Anteile im Jahr 2011 begonnen hatte. Da das Geschäft der Vermarktung deutscher Steinkohle und des bei ihrer Förderung anfallenden Bergematerials 2018 ausläuft, besteht eine wesentliche Herausforderung der RAG Verkauf GmbH darin, diesen Ausfall durch den Ausbau bestehender Aktivitäten im Kohle- und Kokshandel sowie im Bereich Stoffstrommanagement zumindest teilweise zu kompensieren. Ein zusätzliches Geschäftsfeld konnte sich das Unternehmen diesbezüglich mit dem Projekt Schachtverfüllung erschließen. Nachdem bereits im Jahr 2012 ein entsprechendes Konzept erarbeitet worden war, konnte Mitte 2013 mit der Verfüllung der Schächte des 2010 stillgelegten Bergwerks Ost in Hamm und denen des 2012 stillgelegten Bergwerks West in Kamp-Lintfort die operative Umsetzung begonnen und damit ein erster Schritt in Bezug auf den Aufbau eines Stoffstrommanagements getan werden.

Die 2010 gegründete RAG Mining Solutions GmbH, die sich mit der internationalen Vermarktung des umfangreichen Bergbau-Know-hows sowie der wegen der sinkenden Steinkohlenförderung in Deutschland nicht mehr benötigten Maschinen und Anlagen beschäftigt und darüber hinaus ein umfangreiches Angebot an Consulting- und Engineering-Dienstleistungen sowie Schulungen für

verschiedenste Fachgebiete anbietet, konnte ihre geschäftlichen Aktivitäten 2013 weiter ausweiten. So gehört inzwischen auch die Demontage und Vermarktung stillgelegter Kraftwerke zum Portfolio des Unternehmens. Mit der Gründung einer Niederlassung in Beijing am 25. Februar 2013 und der Teilnahme als Aussteller an der Bergbaumesse China Coal & Mining Expo im Oktober unterstrich die RAG Mining Solutions GmbH die große Bedeutung des chinesischen Marktes für ihre Aktivitäten [14; 15]. Chinesische Unternehmen sind zum einen wichtige Auftraggeber in Hinblick auf Schulungs- und Beratungsdienstleistungen und treten zum anderen als Käufer auch großer Anlagenteile auf. Mit der Demontage und Lieferung der Kernmaschinen aus der Aufbereitung des ehemaligen Bergwerks Lippe an die Pingdingshan Guoneng Clean Coal Technology Co. Ltd. konnte die RAG Mining Solutions GmbH 2013 zum Beispiel erneut eine Teilanlage eines stillgelegten Bergwerks nach China veräußern, und mit der Kailuan Coal Group wurde ein Public-Private-Partnership-Abkommen über Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen im Bereich Arbeits- und Gesundheitsschutz geschlossen [16; 17]. Eine weitere bedeutende Transaktion des Jahres 2013 war der Verkauf des gesamten Maschinenparks der Aufbereitung des 2012 stillgelegten Bergwerks Saar an das kroatische Unternehmen Rasko d.o.o. [18]. Darüber hinaus beauftragte die Donbass Brennstoff Energie Gesellschaft (DTEK) aus der Ukraine die deutschen Experten, Schwierigkeiten und Erfolgsfaktoren für Hobelbetriebe in geringmächtigen Flözen zu untersuchen [19].

Rund 11000 ha Flächen mit mehr als 1000 Betriebsgebäuden gehören zum Besitz der RAG Aktiengesellschaft. Seit mehr als 35 Jahren widmet sich die RAG Montan Immobilien GmbH der Aufgabe, die ehemals vom Bergbau genutzten Flächen zu sanieren, auf diesen Arealen nachhaltige Folgenutzungen zu ent-

wickeln und so einen Beitrag zum Strukturwandel in den Bergbaurevieren zu leisten. Neben dem Kompensationsflächen- und Bodenmanagement bearbeitet das Unternehmen dabei zunehmend Themen wie Flächenrecycling, Landschaftsgestaltung und Gewässerrenaturierungen, Boden- und Gewässerschutz, Altlastensanierung, Artenschutz und ökologische Baubegleitung bis hin zu einer ökologisch orientierten Stadtentwicklung. Der Flächenschutz im Rahmen der Innenentwicklung in den Städten und die Reduzierung des Flächenverbrauchs im Außenbereich gehören zu den Zielsetzungen. Damit folgt die RAG Montan Immobilien GmbH auch dem von der Bundesregierung ausgerufenen 30-Hektar-Ziel, einem Programm, das den Flächenverbrauch in Deutschland signifikant reduzieren soll. Fest in die Tätigkeiten des Unternehmens verankert sind der Artenschutz und die ökologische Baubegleitung, indem beispielsweise Vegetationszeiten wild wachsender Pflanzen sowie Brut- und Nistzeiten von Tieren Beachtung finden. Mit den Landesverbänden NRW und Saarland des Naturschutzbunds Deutschland (Nabu) gewann die RAG Montan Immobilien GmbH im Jahr 2013 einen kompetenten Partner für die Umsetzung ihrer Aufgaben. So startete das Unternehmen gemeinsam mit dem Nabu NRW das Projekt „Bienen in der Stadt“, das neben Bienenvölkern auf dem Dach der eigenen Unternehmenszentrale (**Bild 5**) auch ein neues Bienenetzwerk entstehen ließ, das dem Bienensterben entgegenwirken soll [20].

Ebenfalls der RAG Montan Immobilien GmbH zuzurechnen sind die Aktivitäten der RAG Aktiengesellschaft im Bereich der erneuerbaren Energien. Dazu gehören unter anderem 2013 eingeleitete oder fortgeführte Programme zur Errichtung von Windrädern und Photovoltaikanlagen auf Halden und anderen ehemaligen Bergwerkseinrichtungen und -liegenschaften (**Bild 6**), die Errichtung von Biomasseparks, wie auf dem Gelände des ehemaligen Bergwerks Hugo in Gelsenkirchen, und Projekte zur Nutzung von Geothermie aus Schachtwärme oder zur Speicherung von Wärme in Haldenkörpern. Intensiv geprüft wird von der RAG Aktiengesellschaft darüber hinaus auch weiterhin die Möglichkeit der Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken unter Tage in stillgelegten Bergwerken.



Bild 6

Photovoltaik am Standort Velsen im Saarland.

Bild: RAG Aktiengesellschaft

Mit solchen Aktivitäten leistet der RAG-Konzern innovative Beiträge zur Energiewende in Deutschland. Vor diesem Hintergrund standen auch der Steinkohlentag 2013 und der Jahresbericht 2013 des Gesamtverbands Steinkohle e. V. (GVSt) unter dem Motto „Steinkohle – Partner der Energiewende“ [21].

Betriebliche Entwicklungen im deutschen Steinkohlenbergbau

Nach planmäßiger Schließung des Bergwerks Saar in Ensdorf zur Jahresmitte 2012 und des Bergwerks West in Kamp-Lintfort zum Jahresende 2012 setzte die den Steinkohlenbergbau hierzulande betreibende RAG Deutsche Steinkohle den Anpassungs- und Auslaufprozess auf den drei verbliebenen Bergwerken Prosper-Haniel in Bottrop, Auguste Victoria in Marl und Ibbenbüren im nördlichen Münsterland im Jahr 2013 fort (Bild 7). Dadurch ging die Steinkohlenförderung in Deutschland mit 7,8 Mio. t SKE erstmals seit 150 Jah-

ren auf eine einstellige Größenordnung zurück. Der Absatz verringerte sich auf 8,0 Mio. t SKE, wovon rund 83 % auf die Kraftwirtschaft und etwas mehr als 11 % auf die Stahlindustrie entfielen. Der Absatz in den Wärmemarkt erwies sich mit 0,3 Mio. t SKE stabil und stellte wegen seiner Subventionsfreiheit aufgrund hoher Weltmarktpreise für Anthrazitkohle weiterhin eine interessante Nische dar (Tabelle).

Die Belegschaftszahl sank im Jahresverlauf 2013 um 3 100 auf rund 14 500 (Bild 8). Gerade die Personalanpassung stellt eine besondere Herausforderung dar, da sie vereinbarungsgemäß sozialverträglich, das heißt ohne betriebsbedingte Kündigungen erfolgen muss. Hierbei erwies sich der 2012 abgeschlossene Tarifvertrag zur Gestaltung sozialverträglicher Personalmaßnahmen anlässlich der Beendigung des deutschen Steinkohlenbergbaus als hilfreich. Er bietet eine tragfähige Grundlage, jüngeren Mitarbeitern, die nicht in den Vorruhestand wechseln können und denen keine interne Zukunftsperspektive für

die Nachbergbauzeit angeboten werden kann, den nahtlosen Übergang in eine externe Anschlussbeschäftigung zu erleichtern.

Trotz der schwierigen Rahmenbedingungen blieb die Motivation der Mitarbeiter hoch. Das beweist nicht zuletzt die hohe Teilnahmequote von fast 97 % an der vierten konzernweiten Mitarbeiterbefragung. Demnach sind mehr als drei Viertel der Beschäftigten stolz darauf, für die RAG Aktiengesellschaft zu arbeiten und weniger als ein Fünftel zeigten sich nicht optimistisch, was die Zukunft des Unternehmens betrifft [22]. Auf die ungebrochene Leistungsbereitschaft weist darüber hinaus die hohe spezifische Schichtleistung von 6,624 t je Mann und Schicht unter Tage hin, und auch die weiterhin sehr positive Entwicklung im Bereich Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz ist ein Zeichen für ein intaktes Arbeitsumfeld. So sank die Unfallquote gegenüber 2012 noch einmal auf nun 3,3 Unfälle je einer Million Arbeitsstunden (Bild 9) und liegt damit deutlich unter dem langjährigen Durchschnitt der gewerblichen Wirtschaft (letzte verfügbare Statistik von Mitte 2013 für 2012).

Mit Blick auf den Auslauf der Steinkohlenförderung weitet die RAG Deutsche Steinkohle den Gedanken des Lean Management immer weiter aus. Bergwerksübergreifende Expertengruppen entwickeln Standards für Arbeitsabläufe, die anschließend verpflichtend als Handlungsanweisung für alle Betriebseinheiten gelten.

Zur weiteren Optimierung ihrer Betriebe hatte die RAG Deutsche Steinkohle im Jahr 2012 ein Energiemanagementsystem nach DIN EN ISO 50001 eingeführt. Den Erfolg dieser Maßnahme überprüfte der TÜV Nord 2013 im Rahmen einer Auditreise, die Gespräche mit der Unternehmensleitung umfasste und ihn zu den Zentral- und Servicebereichen sowie auf alle Bergwerke führte. Dabei wurden keinerlei Normabweichungen festgestellt, das System wirke wie ein bereits lang gelebter Prozess, so das Auditierungsteam. Als ein herausragendes Beispiel für den Stellenwert des Energiemanagementsystems im Unternehmen gilt eine Maßnahme des Ende 2012 stillgelegten Bergwerks West zur Minimierung des Energieverbrauchs. Dort gelang es, noch für die Rückbauarbeiten die Leistungsaufnahme des zur Bewetterung eines Teils des Gruben-

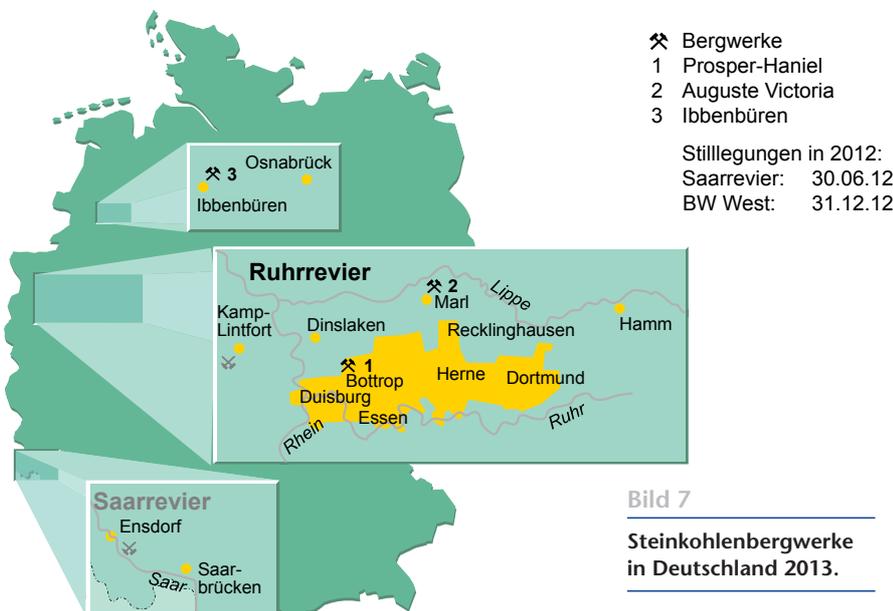


Bild 7

Steinkohlenbergwerke in Deutschland 2013.

	Einheit	1957	1960	1970	1980	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
Steinkohlenförderung	Mio t SKE	ca. 150	145,6	113,7	87,9	71,0	54,2	34,3	27,9	26,8	26,4	26,6	25,6	21,5	22,0	17,7	14,2	13,2	12,3	11,1	7,8	
	Mio t v.F. ²⁾	149,4	142,3	111,3	86,6	69,8	53,1	33,3	27,1	26,1	25,7	25,7	24,7	20,7	21,3	17,1	13,8	12,9	12,1	10,8	7,6	
Koks-erzeugung ⁴⁾	Mio t	42,3	37,2	32,2	20,7	10,3	4,8	3,8	2,0	2,0	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	2,0	0,8	-	-	
Brikett-herstellung ³⁾	Mio t	7,4	5,2	3,7	1,5	0,8	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	
Bergwerke ¹⁾	Anzahl	173	146	69	39	27	19	12	11	10	10	9	9	8	8	7	6	5	5	4	3	
Zechen-kokereien ^{1) 4)}	Anzahl	64	58	38	18	8	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
Brikettfa-briken ¹⁾	Anzahl	25	21	10	5	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	
Ab-satz	Elektrizi-tätswirt-schaft	Mio t SKE	18,0	22,1	31,8	34,1	39,3	39,4	27,6	23,1	20,8	21,1	21,1	20,3	18,3	18,8	15,0	11,7	10,6	10,1	9,9	6,6
	Stahl-industrie Inland	Mio t SKE	30,3	31,3	27,9	24,9	19,8	16,3	10,0	7,4	7,2	6,8	6,7	6,1	3,7	4,1	4,1	3,0	3,7	2,3	1,1	0,9
	Wärme-markt Inland	Mio t SKE	68,1	61,3	28,5	9,4	4,1	2,4	0,7	0,6	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Ausfuhr	Mio t SKE	31,3	32,3	28,7	19,9	7,8	1,6	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2
	Insgesamt	Mio t SKE	147,7	147,0	116,9	88,3	71,0	59,7	38,6	31,3	28,6	28,3	28,2	26,8	22,4	23,3	19,5	15,2	14,8	12,8	11,4	8,0
Belegschaft ¹⁾	1000	607,3	490,2	252,7	186,8	130,3	92,6	58,1	52,6	48,7	45,6	42,0	38,5	35,4	32,8	30,4	27,3	24,2	20,9	17,6	14,5	
Leistung je Mann und Schicht unter Tage	kg v.F. ²⁾	1599	2057	3755	3948	5008	5587	6685	6244	6539	6540	6497	6735	6409	7071	6309	5597	6092	6623	6876	6624	
Fördertägliche Förderung je Bergwerk	t v.F. ²⁾	3330	3966	6360	8723	10449	11197	9890	9509	10546	10342	11293	10922	10359	10761	9793	9146	8535	9584	8655	10170	

¹⁾ Jahresende ²⁾ Bis 1996 Saar in t = t ³⁾ Brikett-herstellung zum Jahresende 2007 eingestellt ⁴⁾ zum 1. Juni 2011 ist die Kokerei in den Hüttenbereich gewechselt

Kennzahlen für den deutschen Steinkohlenbergbau seit 1957; Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.; Stand: 23. Januar 2014.

gebäudes eingesetzten weltgrößten Grubenlüfters am Schacht Rossenray 1 um etwa ein Drittel zu verringern [23; 24].

Auf dem Bergwerk Auguste Victoria wurde mit den Planungen für den Auslaufprozess begonnen. Die in einem Maßnahmenkatalog zusammengefassten Arbeiten sehen eine standardisierte Vorgehensweise vor, die die Erfahrungen aus vorangegangenen Stilllegungen anderer Bergwerke berücksichtigt. Wenn

die Förderung aus dem letzten Gewinnungsbetrieb Ende 2015 eingestellt sein wird, beginnen unmittelbar die Rückbauarbeiten. Für das zweite Halbjahr 2016 ist dann die Verfüllung der Schächte vorgesehen [25].

Das Bergwerk Prosper-Haniel trieb die Vorbereitungen für den Steinkohlenabbau im Flöz Zollverein weiter voran. Der hohe desorbierbare Methangasgehalt dieses Flözes erfordert eine erhebliche Umstellung der bisherigen Verfahrensweisen hinsichtlich der Vortriebs- und Gewinnungsaktivitäten. So

gewinnt der konventionelle Streckenvortrieb mittels Bohr- und Sprengarbeit an Bedeutung, da ein maschineller Streckenvortrieb in solchen Betrieben gemäß Gasausbruchsrichtlinie der Bezirksregierung Arnsberg nicht zugelassen ist. Darüber hinaus sind umfangreiche Maßnahmen für Gaserkundungsbohrungen und zur Vorfeldentgasung vorzusehen. Erstmals zum Einsatz kommen wird für den Abbau dieser Flözfläche ein Schildausbau, der in internationaler Zusammenarbeit entstand [26; 27] (Bild 10).

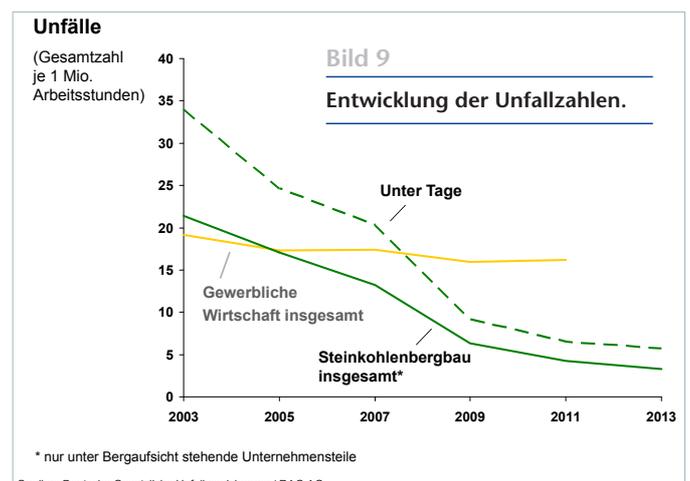
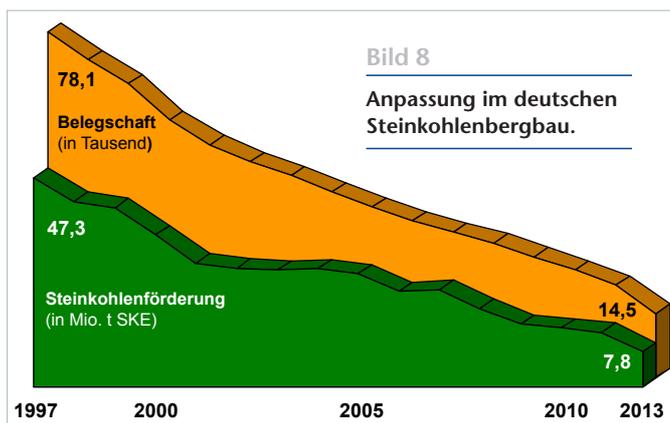


Bild 10

Hobel bei der Kohlegewinnung.

Bild: RAG Aktiengesellschaft



Mit dem Beginn der Kohleförderung aus dem Beustfeld wurde auf dem Bergwerk Ibbenbüren die Anschaffung einer Strebausrüstung für geringmächtige Flöze erforderlich. Sie besteht neben dem Strebförderer aus der neu entwickelten Gleithobelanlage GH 800 und einem Schreitausbau für Einsatzbereiche zwischen 58 und 145 cm. Erstmals zum Einsatz kommt diese Ausrüstung in dem rund 1 m mächtigen Anthrazitkohlenflöz 48 [28].

Technische Entwicklungen

Auf die im Vergleich zu anderen Steinkohle fördernden Ländern schwierigen Rahmenbedingungen im deutschen Steinkohlenbergbau ist an dieser Stelle in den vergangenen Jahren immer wieder hingewiesen worden. Die große und stetig wachsende Teufenlage der Abbaubetriebe hierzulande, die damit verbundene Zunahme von Temperatur und Gebirgsdruck sowie die daraus resultierenden Anforderungen an Mensch und Maschine sind daher ebenso bekannt wie die Tatsache, dass diese Bedingungen den deutschen Herstellern von Bergbaumaschinen zu einer führenden Rolle auf dem Weltmarkt für Ausrüstungen im Steinkohlenbergbau verholfen haben. Sie konnten ihren Umsatz im letzten Jahrzehnt etwa verdreifachen auf rund 6,3 Mrd. € – nach ersten Schätzungen – im Jahr 2013 (Bild 11). Damit gehören sie zu den wenigen deutschen Branchen, die trotz Finanz-, Wirtschafts- und Eurokrisen in den vergangenen Jahren ein wirtschaftliches Wachstum verzeichnen konnten. Nach einem für 2014 erwarteten Umsatzrückgang geht die Branche

davon aus, dass sich der positive Trend ab 2015 wieder fortsetzen wird.

Obwohl der deutsche Steinkohlenbergbau 2018 beendet wird, ist er immer noch ein Treiber der technischen Entwicklung und wird bis zu seinem Ende weiter an Anpassungen und Optimierungen arbeiten. Nachdem die maschinentechnischen Ausrüstungen und Verfahren in den vergangenen Jahren standardisiert wurden, liegt das Hauptaugenmerk nun darauf, durch Optimierung der Instandhaltung den Verschleiß und Ausfallzeiten zu minimieren [29]. Technische Weiterentwicklungen, zum Beispiel in Hinblick auf eine Teilautomatisierung des Bohrvorgangs im Sprengvortrieb, werden wegen des nur noch kurzen Zeitraums bis 2017, dem voraussichtlichen Ende der Streckenvortriebsaktivitäten auf den verbliebenen Bergwerken, nicht mehr verfolgt [26].

Umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten finden jedoch in Zusammenarbeit mit den Zulieferfirmen hinsichtlich des Gaserkundungsbohrens in Gewinnungsbetrieben sowie für die Vorfeldentgasung aus untertägigen Strecken statt. Ziel dieser Aktivitäten ist es, bei nur noch drei bzw. ab 2016 zwei

fördernden Bergwerken die Produktionsziele der RAG Deutsche Steinkohle bis 2018 abzusichern. Im Mittelpunkt der Überlegungen steht dabei die Verfahrenstechnik in Hinblick auf die Längen und Abstände der Bohrlöcher, die Dauer der Gasabsaugung sowie das einzusetzende Bohrgerät. Vorgesehen sind elektro-hydraulische Langlochbohrgeräte, die bisher im ausländischen Steinkohlenbergbau erfolgreich erprobt wurden und für ihren Einsatz hierzulande hinsichtlich einiger Parameter, wie Höhenverstellbarkeit, Abspannung und Leistungsstärke, modifiziert werden müssen [26].

Von besonderer Relevanz ist in Zusammenhang mit der Streckenauffahrung mittels Bohr- und Sprengarbeit auch der Umgang mit Sprengmitteln wie Sprengstoffen, Zündern und Sprengschnüren. Die RAG Deutsche Steinkohle hat daher ein auf SAP basierendes, elektronisches Sprengstoffbuch – Electronic Explosives Registry (EXR) – entwickelt, das mit Hilfe von EDV-Technik alle Materialbewegungen unter und über Tage von der Bestellung bis zur Verwendung oder Rückgabe dokumentiert. Das Programm spiegelt die aktuellen technischen Möglichkeiten wider und trägt den hierzulande gestiegenen gesetzlichen Vorgaben Rechnung [30].

Literatur

Die Literaturstellen zu dieser Jahresübersicht sind auf der BWK-Homepage über das Menü „Archiv/Literaturverzeichnis“ aufrufbar.

www.eBWK.de

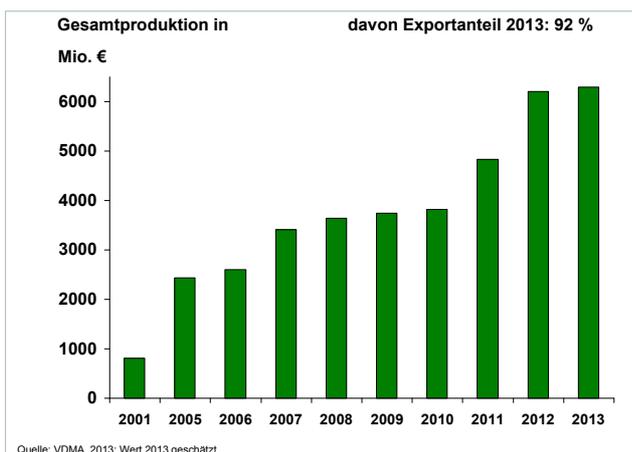


Bild 11

Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie.



Autoren

Dr. **Günter Schiller**, Fachgebietsleiter Hochtemperatur-Elektrochemie, Elektrochemische Energietechnik und Prof. Dr. **K. Andreas Friedrich**, Abteilungsleiter Elektrochemische Energietechnik, beide Institut für Technische Thermodynamik des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e. V., Stuttgart.