Zeche Zollverein (Unesco-Welterbe).

Bild: RAG

Steinkohle

Der Steinkohlenmarkt in Deutschland erlebte 2017 einen außerordentlich starken Einbruch, das Niveau des Steinkohlenverbrauchs sank insgesamt um über 11 % auf 50,3 Mio. t SKE, den niedrigsten Wert seit 1990, bezogen auf Westdeutschland sogar seit 1945. Hauptursache waren Verdrängungseffekte in der Stromerzeugung. Die heimische Steinkohlenförderung ist gemäß den politischen Vorgaben für den sozial verträglichen Auslaufprozess planmäßig weiter zurückgeführt worden und steht nun in ihrem letzten Jahr, dem Abschiedsjahr. Weltweit haben sich Steinkohlenproduktion und -verbrauch im vergangenen Jahr stabilisiert, allerdings mit regional gegenläufigen Tendenzen.

© Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018

Nachdem in den beiden Jahren zuvor der Kohleverbrauch weltweit rückläufig war [1], hat er 2017 nach ersten Schätzungen wieder leicht zugenommen. Die globale Steinkohlenproduktion steigerte sich demnach im Vergleich zu 2016 um etwa 2 % auf rund 6,9 Mio. t, der Seehandel mit Kesselkohle wuchs sogar um fast 3 %. Während Verbrauch und Produktion von Steinkohle in der EU, ganz besonders in Deutschland, weiter abwärts gerichtet waren, nahmen sie in den beiden größten Produzentenländern der Erde, China und den USA, wo es im Vorjahr ebenfalls Rückgänge gegeben hatte, wieder zu – die Produktion um etwa 2 beziehungsweise 7 %. Dies aufgrund zum Teil recht erfolgreicher Umstrukturierungen der betreffenden Unternehmen und auch, weil sich verschiedene politische Restriktionen dort wieder gelockert haben. Ebenso erhöhte 2017 das weltweit drittgrößte Produzentenland Indien seine Steinkohlenförderung um etwa 3 % [2]. Zugleich war der seewärtige Steinkohlenhandel durch stark gestiegene Ausfuhren der USA sowie höhere Exporte auch von Russland und Südafrika gekennzeichnet, während es spürbare Rückgänge von Kraftwerkskohlenlieferungen aus Kolumbien und – hier noch als Folge von temporär erheblichen Beeinträchtigungen der Infrastruktur durch Unwetter (Zyklon Debbie) – Kokskohlenlieferungen aus Australien gab [2].

Auch die internationalen Steinkohlenpreise verzeichneten 2017 nach temporären Einbrüchen zu Jahresbeginn seit dem Frühjahr (Kraftwerkskohlen) beziehungsweise Sommer (Kokskohlen) wieder eine anhaltende Aufwärtstendenz. Die Wochennotierung für die Einfuhr von Kraftwerkskohlen nach Westeuropa erreichte zum Jahresende 2017 das höchste Niveau seit April 2012 und lag Ende Dezember mit fast 95 €/t SKE um beinahe 50 % über dem Vorjahresdurchschnitt.

Die Einschätzung, dass in den Vorjahren weltweit schon so etwas wie der „Peak Coal“ erreicht worden ist und es danach auf den internationalen Kohlemärkten nur noch eine ausgeprägte Schrumpfungstendenz gibt, hat sich demnach nicht bestätigt. Eher scheint der „Kohleverbrauch global ein Hochplateau erreicht“ zu haben [2] und sich im Niveau dort vorerst weiter zu bewegen, selbst unter Berücksichtigung beträchtlicher struktureller Veränderungen. Darauf deuten auch die mittelfristigen Einschätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) hin, denen zufolge eine Art Rollenwechsel zwischen China und Indien bevorsteht.

So sagt die IEA in ihrer Ende 2017 vorgelegten Analyse und Mittelfristprognose der internationalen Kohlemärkte bis 2022 zwar eine „Dekade der Stagnation“ voraus, aber keinen Einbruch [3]. Der globale Kohleverbrauch werde bis 2022 sogar leicht zunehmen, wenngleich mit deutlich geringerer Wachstumsrate als die anderen Energieträger. Der Anteil der Kohle am weltweiten Primärenergieverbrauch (PEV) werde dadurch von 27 auf 26 % zurückgehen, in der globalen Stromerzeugung bleibt sie bis dahin aber trotz Anteilseinbußen weiter klar die Nr. 1. Zugleich wird die Nachfrage in einigen globalen Verbrauchszentren bis 2022 zurückgehen, in anderen dafür steigen. Besonders düster sind die Aussichten in Europa, wo die Kohlemärkte in einigen traditionellen Kohleländern wie Großbritannien oder Frankreich geradezu kollabieren oder schon weggebrochen sind, wenngleich in den beiden größten Kohleländern der EU – Deutschland und Polen – zumindest in den nächsten Jahren noch keine Kohledepression erwartet wird. In den USA haben sich die Rahmenbedingungen und die Stimmungslage der Kohleindustrie durch den kohlefreundlicheren Kurs der Trump-Regierung wieder aufgehellt. Zwar scheint die Inlandsnachfrage weiter rückläufig zu sein, doch die US-Produzenten profitierten gerade 2017 von ihrer Rolle als „swing supplier“ für die internationalen Märkte, und dies wird auch für die nächsten Jahre erwartet. Abzuwarten bleibt auch, wie das 2017 gestartete, weltweit bisher größte Carbon-Capture-and-Storage (CCS)-Projekt „Petra Nova“ in Houston, Texas, einschlägt. Die IEA spricht sich nachdrücklich für eine größere Verbreitung von Kohletechnologien in Verbindung mit CCS beziehungsweise CCU (Carbon Capture and Ultilisation) aus.

Autoren

Dipl.-Ökonom Dr. **Kai van de Loo**, Dezernent im Bereich „Politik und Statistik“ im Gesamtverband Steinkohle e. V. (GVSt), Essen, und Dipl.-Ing. **Andreas-Peter Sitte**, Moers.

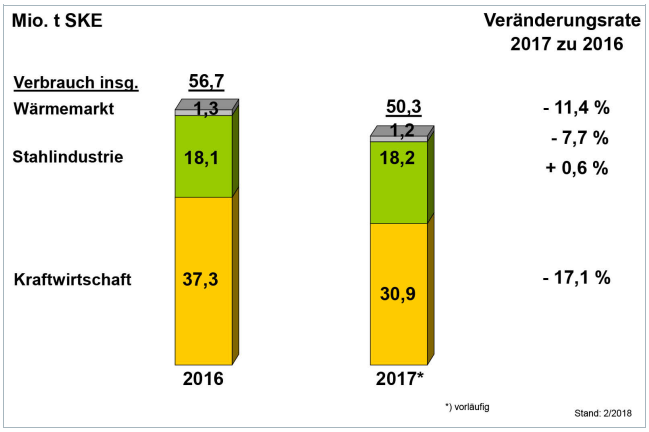

Bild 1 Primärenergieverbrauch Steinkohle in Deutschland; Jahr 2016/2017 (Quelle: GVSt).

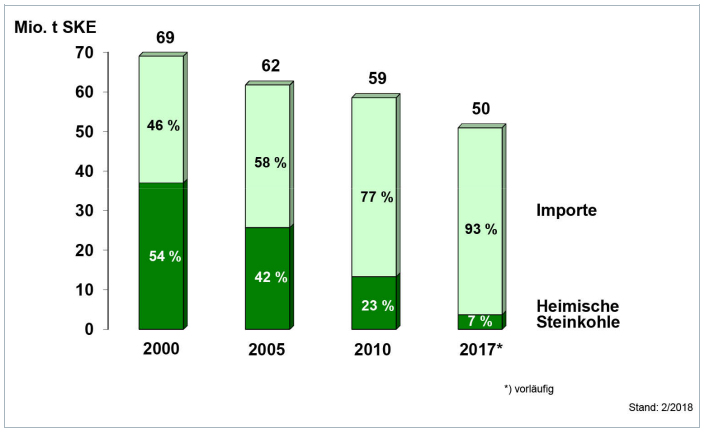

Bild 2 Entwicklung und Strukturwandel des deutschen Steinkohlenmarkts seit 2000 bis Jahresende 2017 (Quelle: GVSt).

© Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018

Auch in den meisten anderen Weltregionen außerhalb Europas wird mittelfristig mit einem steigenden oder, wie in großen Teilen Asiens, anhaltend hohem Verbrauch von Kohle gerechnet. Unklar erscheint indes die weitere Nachfrageentwicklung in China, auf das nach wie vor ungefähr die Hälfte von Produktion und Verbrauch an Kohle in der Welt entfällt. Die IEA rechnet bis 2022 mit einem moderaten Rückgang aufgrund verstärkten ökologischen und ökonomischen Drucks auf den chinesischen Kohlesektor. Dennoch bleibe die Kohle auf absehbare Zeit trotz einer sehr aktiven Diversifizierungsstrategie weiter eine Hauptsäule der Energieversorgung Chinas. Daher bleibe es unsicher, wie stark sich die Kohlenachfrage in China tatsächlich verringert, was aufgrund des großen Gewichts des chinesischen Marktes auch künftig erhebliche Preis- und Mengenvolatilitäten auf den internationalen Kohlemärkten bedeuten würde. Dem tendenziell rückläufigen Kohleverbrauch in China steht eine kräftige Zunahme in Indien durch die Inbetriebnahme zahlreicher neuer Kohlekraftwerke gegenüber. Indien dürfte in den kommenden Jahren das Schwellenland mit dem weltweit größten Wachstum der Kohlenachfrage sein und Chinas Rolle in diesem Bereich zum Teil ersetzen [4].

In ihren längerfristigen Energieszenarien bis 2040, die die IEA in ihrem jüngsten World Energy Outlook 2017 präsentiert hat, zeichnen sich für den künftigen Weltkohleverbrauch ganz unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade ab, je nachdem, welches Szenario und damit welche klima- und energiepolitischen Annahmen dafür zugrunde gelegt werden. Die IEA selbst spricht von einem Spektrum zwischen „fire and rain“ [5]. Im IEA-Szenario „Current Policies“ (gegenüber heute unveränderte Rahmenbedingungen) nimmt der weltweite Kohleverbrauch bis 2040 gegenüber 2016 um nicht weniger als 34 % zu. Sogar im Szenario „New Policies“, das die Umsetzung aller bisher in der Staatengemeinschaft verlautbarten neuen klima- und energiepolitischen Zielsetzungen unterstellt, ergibt sich noch ein Zuwachs des weltweiten Kohleverbrauchs, wenn auch mit knapp 5 % relativ leicht. Lediglich im Szenario „Sustainable Development“, das die Umsetzung der noch ehrgeizigeren Ziele der UN-Nachhaltigkeitsagenda bis 2030 unterstellt, geht der Kohleverbrauch global zurück und das mit – 53 % sehr kräftig.

Deutscher Steinkohlenmarkt

Gegenläufig zum wieder leicht aufwärts gerichteten globalen Trend erlebte der deutsche Steinkohlenmarkt 2017 erneut einen, diesmal drastisch zu nennenden Rückgang (**Bild 1**). Nach der vorläufigen Schätzung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen für 2017 ging der inländische Verbrauch von Steinkohlen insgesamt um über 11 % zurück – mehr als bei allen anderen Energieträgern bei insgesamt leichter Zunahme des PEV – auf ein Volumen von 50,3 Mio. t SKE [6]. Dies ist das niedrigste Volumen seit 1990, und legt man, wie für die Steinkohle sachlich vertretbar, die alte Bundesrepublik als Vergleichsbasis zugrunde, war es das niedrigste seit 1945. Schaut man in die statistischen Annalen des „Deutschen Reichs“ findet man ein geringeres Aufkommen nur 1923 (Ruhrkrise) und vor 1897.

Dieser massive Einbruch vollzog sich fast ausschließlich im Kraftwerkskohlensektor, hier betrug der Rückgang sogar 17 %. Eine weitere Verringerung vollzog sich auch im Wärmemarkt, doch erfüllt die Steinkohle hier ohnehin nur noch eine Nischenfunktion (privater Hausbrand, gewerblicher Kleinverbrauch, Gießereien, Fernheizwerke). Der Verbrauch von Kokskohlen und Koks der Eisen schaffenden Industrie in Deutschland blieb dagegen aufgrund der guten Konjunkturlage stabil.

Die Gründe für den starken Rückgang der Steinkohlenverstromung 2017 liegen vor allem in Verdrängungseffekten infolge höherer Stromeinspeisung erneuerbarer Energien sowie in einer gestiegenen Stromerzeugung der Erdgas-KWK-Anlagen [6]. Außerdem gingen im Jahresverlauf mehrere Steinkohlenkraftwerksblöcke vom Netz, darunter allein vier Blöcke des Steag-Kraftwerks Voerde mit einer Kapazität von gut 2 000 MW. Die Energiewende in Deutschland wirkt demnach tatsächlich zulasten der Stromerzeugung aus Steinkohle sowie der Kernkraft.

Infolgedessen sind auch die deutschen Steinkohlenimporte trotz des weiteren planmäßigen Rückzugs der heimischen Steinkohle 2017 erstmals deutlich eingebrochen, und zwar um rund 10 % (**Bild 2**). Wichtigstes Lieferland ist Russland mit einem Importanteil von rund 35 %, das seine Lieferungen nach Deutschland und damit seinen Anteil an den Importen sogar noch erhöhen konnte. Die Importmengen aller anderen größeren Lieferprovenienzen – Kolumbien, USA, Australien, Polen, Südafrika – waren dagegen rückläufig [7]. Der längerfristige Strukturwandel auf dem deutschen Steinkohlenmarkt – weg von der heimischen Steinkohle hin zu Steinkohlenimporten – bleibt davon unberührt, die Importquote lag 2017 bei 93 %, und sie wird ab 2019 durch die politisch vorgegebene Beendigung der inländischen Steinkohlenförderung dauerhaft auf 100 % steigen. Die heimische Steinkohle trug 2017 mit der Förderung aus den letzten beiden Bergwerken noch 3,7 Mio. t SKE zur Versorgung bei.

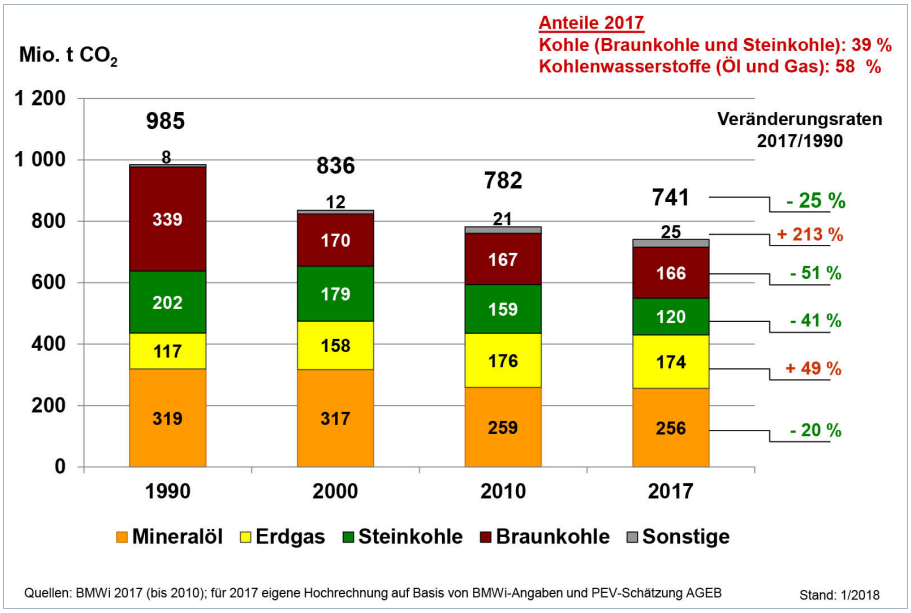

Bild 3 Entwicklung energiebedingter CO_2-Emissionen insgesamt und nach Energieträgern, 1990 bis 2017 (Quelle: GVSt).

© Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018

Die negative Entwicklung der Steinkohlenverstromung in Deutschland fügt sich unterdessen in einen gesamteuropäischen Trend ein. Zwar trägt die Kohle insgesamt – Steinkohle und Braunkohle – immer noch rund ein Viertel zur Stromerzeugung in der EU bei. Doch waren einem Bericht von Carbon Tracker zufolge 2017 mehr als die Hälfte der Kohlekraftwerke in der EU in der Verlustzone, und dieser Anteil nimmt in den nächsten Jahren voraussichtlich noch zu, was in einer Art Todesspirale („death spiral") für den europäischen Kohlestrom münden könnte [8]. Eine stabile Größe der Stromerzeugung ist die Kohle, abgesehen von Deutschland, ohnehin nur noch in Mittel- und Osteuropa, während sie in anderen EU-Ländern nur eine geringe Rolle spielt oder ein Auslaufen der Kohleverstromung angekündigt ist, so im Vereinigten Königreich, Frankreich, Italien, Portugal, den Niederlanden, Dänemark und Finnland. Das hat weniger wirtschaftliche als vornehmlich (klima-)politische Gründe.

Energie- und klimapolitische Weichenstellungen

Im Jahr 2017 blieben grundlegende neue Entscheidungen nicht nur in der Energie- und Klimapolitik Deutschlands aus. Wesentliche Gründe dafür waren der politische Stillstand vor der Bundestagswahl im September 2017 und die danach zunächst zähen und schließlich gescheiterten Sondierungsgespräche über die Bildung einer „Jamaika-Koalition" aus Unionsparteien, FDP und Grünen. Insofern wirkten sich auch auf die Steinkohlennutzung 2017 lediglich die schon in den Jahren zuvor beschlossenen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen aus, die für sie allerdings im Stromsektor zunehmend restriktiv sind und sie nicht nur gegenüber den politisch gewollt immer weiter expandierenden erneuerbaren Energien ins Hintertreffen setzen, sondern auch gegenüber dem Erdgas. Dagegen sprechen unverändert einige sehr stichhaltige energiepolitische Argumente [1].

Hinzu gekommen ist ein für die künftige Kohlenutzung immer ungünstigeres „politisches Klima" – zwar mit Fokus auf die Braunkohle, aber kaum minder gerichtet gegen die Steinkohle – im Umfeld der politischen Verhandlungen durch eine Welle von kritischen Medienberichten und Protest-Aktionen von Umweltaktivisten. Es gab sogar PR-Initiativen von Unternehmen wie der Telekom, Puma oder Aldi Süd, insbesondere am Rande der Weltklimakonferenz 2017 in Bonn, in denen die Kohle gewissermaßen allein an den Klimapranger gestellt und ein rascher Kohleausstieg gefordert worden ist [9]. Sekundiert wurde dies von Gutachten „grüner Instanzen", wie zum Beispiel dem Sachverständigenrat für Umweltfragen [10]. In den gescheiterten „Jamaika-Sondierungen" gab es auf starkes Drängen der Partei der Grünen einen Beinahe-Konsens über die zusätzliche Stilllegung von 7 MW an Kohlekraftwerkskapazitäten bis 2020, nur damit die künftige Bundesregierung ihr deklaratorisches CO_2-Minderungsziel für 2020 von 40 % gegenüber 1990 noch einhalten kann, nachdem dies mit allen sonstigen bisher eingeleiteten Maßnahmen nicht mehr möglich erscheint und andere Ziele des geltenden Energiekonzepts für 2020 – wie die Ziele für die Reduktion des Energie- und Stromverbrauchs – ebenfalls deutlich verfehlt werden dürften, was scheinbar ausgeblendet wird. Völlig vernachlässigt worden ist in diesem Kontext dagegen übrigens bisher zum Beispiel die notwendige Fortentwicklung der von Anfang an mit dem EEG auch intendierten und angelegten Förderung der Grubengasverstromung.

Diese „Anti-Kohle-Politik" hat deutliche Kritik in Teilen von Industrie und Energiewirtschaft sowie heftige Proteste und ein energiestrategisches Gegenkonzept der im Kreise der Gewerkschaften hauptsächlich betroffenen IG BCE ausgelöst [11]. Sachlich unverständlich bleibt auch, wieso die Klimadebatte in Deutschland bislang so einseitig gegen die Kohle gerichtet ist, abgesehen davon, dass Deutschlands Anteil an den globalen CO_2-Emissionen bei lediglich 2,4 % (2016) liegt, Tendenz sinkend [12]. Zwar weist die Kohle höhere spezifische CO_2-Emissionen je Energieeinheit als andere fossile Energieträger auf, doch national wie auch weltweit sind die CO_2-Emissionen der Kohlenwasserstoffe Mineralöl und Erdgas mit ihrem deutlich höheren Gesamtverbrauch in der absoluten Summe mittlerweile um rund 50 % höher als die aus Braun- und Steinkohle (**Bild 3**) [13]. Dennoch soll 2018 gemäß dem Nationalen Klimaschutzplan 2050 eine staatliche Kommission „Wachstum, Strukturwandel, Beschäftigung" eingesetzt werden, die mit pauschalem Verweis auf die nationalen Klimaziele einen Fahrplan für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung mit Enddatum sowie strukturpolitischer Flankierung entwickeln soll [14]; der Ausstieg aus Öl und Gas ist beziehungsweise wird nicht geplant.

Wichtige, aber keineswegs kohlefreundlichere energie- und klimapolitische Weichenstellungen deuteten sich 2017 auf EU-Ebene an. Dazu gehört das „Clean Energy Package", mit dem die Europäische Kommission weitere Schritte zur Vollendung der Europäischen Energie-Union und des Binnenmarktes für Elektrizität initiiert hat. Ein für die Steinkohle besonders bedeutsamer Punkt war darin ein Emissionsstandard für Kraftwerke, die an Kapazitätsmärkten teilnehmen, das von der Kommission so vorgeschlagene sogenannte 550-Kriterium (g CO_2/kWh). Dieses können Kohlekraftwerke schlicht nicht erfüllen, was wohl der Sinn des Vor-

© Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018

schlags war. Dieser war aber sachlich nicht zu Ende gedacht. Denn Gasturbinen in Teillast – Teillast ist der Regelfall in der Energiewende für konventionelle Kapazitäten – können das Kriterium auch nicht erfüllen. Das können aus heutiger Sicht lediglich Gas-und-Dampfturbinen (GuD)-Anlagen mit KWK, die also zugleich regelmäßige gekoppelte Wärmebedarfe decken, was sie aber wiederum ungeeignet als Reservekapazitäten macht. Der Europäische Rat hat den Vorschlag der Kommission auf seiner Dezembertagung 2017 modifiziert und das 550-g-Kriterium erst ab 2025 verbindlich für neue Kraftwerke aufgestellt, für Bestandskraftwerke gibt es eine Übergangsfrist bis 2030. Gleichwohl können danach Kraftwerke auf Kohlebasis in der EU nur eingeschränkt an Kapazitätsmärkten teilnehmen [7].

Längerfristig von weitaus größerer Bedeutung nicht nur für die Kohleverstromung in der EU sind die künftigen Regelungen des Europäischen CO_2-Emissionsrechtehandelssystems (EU-ETS), konkret für die derzeit noch in den sogenannten Trilog-Verhandlungen stehende vierte Handelsperiode ab 2021 bis 2030. Bei diesen Trilog-Verhandlungen zwischen Kommission, Europäischem Parlament und Rat gab es 2017 grundlegende Annäherungen, die unter anderem auf eine Anhebung der jährlichen Reduktionsraten (2,2 statt 1,74 %/a), die Ausweitung der politisch intervenierenden sogenannten „Marktstabilitätsreserve“ (wonach künftig Emissionsrechte von bis zu 3 Mrd. t CO_2 aus dem Markt genommen und gelöscht werden können) sowie den verstärkten Schutz der Industrie vor „carbon leakage“ zielen. Dadurch wird der Spielraum speziell für Kohlekraftwerke im EU-ETS-System immer geringer, bei einer Fortschreibung dieser Regelungen über 2030 hinaus ginge er schon vor 2050 auf Null zurück. Zudem werden nach neueren Schätzungen die CO_2-Zertifikatepreise schon bis Mitte des kommenden Jahrzehnts auf etwa 25 €/t steigen, das Vier- bis Fünffache gegenüber heute [7].

Vor allem für Braunkohlenkraftwerke, aber auch für einen Teil der Steinkohlenkraftwerke in der EU schon mittelfristig noch bedrohlicher erscheinen die 2017 nach jahrelangem Vorlauf neu gefassten Technischen Leitlinien der EU für Großfeuerungsanlagen (LCP BREF), die – unter anderem gegen das Votum der Bundesrepublik Deutschland – erheblich verschärfte, mit dem Stand der Technik nicht einzuhaltende Grenzwerte für Quecksilber und Stickoxide enthalten und ab 2021 in nationales Recht umzusetzen wären. Der europäische Kohledachverband Euracoal hat zusammen mit der deutschen Braunkohlenindustrie am 7. November 2017 Klage eingereicht, weil er in den neuen Leitlinien materielle und formale Rechtsverstöße sieht. Von staatlicher Seite klagt Polen, unterstützt von Bulgarien, gegen diese neuen Leitlinien [7].

Von großer Bedeutung für die Kohle in Europa und ihr Umfeld ist sicherlich auch die 2017 gestartete neue „Coal Regions in Transition“-Initative der EU-Kommission. Diese zielt darauf ab, im Rahmen der gesamteuropäischen Dekarbonisierungsstrategie den Regionen in der EU, in denen Kohle noch längerfristig gewonnen und genutzt werden soll, zum Beispiel in Polen oder auch in Griechenland, technologiepolitische Unterstützung zu verschaffen. Damit soll sich die Kohle besser in die Energiewende (energy transition) einfügen, und Regionen, in denen das Ende der Kohle nah oder absehbar ist, zum Beispiel im deutschen Ruhrgebiet, sollen strukturpolitische Hilfen zur wirtschaftlichen Diversifizierung erhalten können. Keine Region dürfe zurückgelassen werden. Die Initiative will Strategien, Projekte und politische Dialoge zu diesen beiden Ansätzen anstoßen und dafür eine gemeinschaftliche Plattform etablieren. Nach einer politischen Auftaktveranstaltung, die am 11. Dezember 2017 in Straßburg mit Vertretern aller Stakeholder durchgeführt worden war, startet diese Plattform 2018 zwei Arbeitsgruppen, die eine mit dem Titel „Eco-Innovations and Advanced Coal Technologies“, die andere zu „Post Coal and Structural Transformation“ [15].

Zu den Stakeholdern gehört selbstverständlich auch Euracoal, der sich in beide Arbeitsgruppen konstruktiv einbringen will beziehungsweise ähnliches schon im Vorfeld getan hat – so etwa mit dem neuen, 2017 beantragten und von der Kommission verabschiedeten Kohleforschungsprogramm CoalTech 2051 und strategischen Überlegungen, die Kohleverstromung künftig europaweit mit CCU-Technologien, also der Abspaltung und (kommerziellen) Nutzung des CO_2 etwa für Zwecke der chemischen Industrie, zu verknüpfen sowie selber zukunftsweisende Impulse für den „Nachbergbau“ zu setzen [16].

Trend 2018

Der Entwicklungstrend des deutschen Steinkohlenmarkts ist zweifellos längerfristig abwärts gerichtet. Wie stark der Rückgang 2018 ausfällt, ist jedoch schwer abzuschätzen. In der Stromerzeugung drohen durch direkte energie- und klimapolitische Maßnahmen oder die Reaktionen der Kohlekraftwerksbetreiber auf bestehende und absehbare neue politische Weichenstellungen weitere Einsatzverluste und Kapazitätsabbau. Entsprechend dürfte sich der inländische Kraftwerkskohlenverbrauch erneut vermindern. Bei der Kokskohlen- und Koksnachfrage sind wie im Vorjahr, das dann jedoch von der positiven Stahlkonjunktur geprägt war, Einbußen durch internationale Verwerfungen und damit auch für die Rohstahlproduktion in Deutschland nicht auszuschließen. Weltweit ist zumindest mittelfristig und so auch 2018 wieder mit einer Konsolidierung des Steinkohlenverbrauchs zu rechnen, wenngleich das eine Trendschätzung mit Unsicherheiten ist. Die deutsche Steinkohlenförderung erlaubt dagegen eine ganz sichere Prognose, denn sie wird zum Ende des Jahres 2018 eingestellt. Am 21. Dezember 2018 wird die letzte Tonne heimischer Steinkohle auf dem letzten hierzulande noch aktiven Steinkohlenbergwerk gefördert. Dann ist ihre Industriegeschichte vollständig beendet, und es wird ein neues Kapitel aufgeschlagen, das des „Nachbergbaus“.

Auslauf des deutschen Steinkohlenbergbaus

Die 2007 politisch beschlossene und seit 2010/2011 auf europäischer und nationaler Ebene unumkehrbar gemachte Beendigung der subventionierten Steinkohlenförderung in Deutschland bis zum Ende des Jahres 2018 ist auch 2017 planmäßig umgesetzt worden. Weitere Stilllegungen gab es zwar nicht, da es ohnehin nur noch zwei aktive Steinkohlenbergwerke hierzulande gibt – Prosper-Haniel in Bottrop (**Bild 4**), das letzte Bergwerk im Ruhrgebiet, sowie das Bergwerk Ibbenbüren im nördlichen Münsterland (**Bild 5**) – doch der Personalabbau lief unvermindert weiter. Der RAG-Konzern, auf den der gesamte verbliebene deutsche Steinkohlenbergbau konzentriert ist, hatte zum Jahresende 2017 knapp 6 100 Mitarbeiter. Davon insgesamt etwa 390 in den sogenannten Beteiligungsbereichen des Konzerns (RAG Montan Immobilien, RAG Verkauf, RAG Mining Solutions, RAG Konzernrevision). Im eigentlichen Bergbaubereich waren außerdem gut 900 Belegschaftsmitglieder in „struktureller Kurzarbeit

Bild 4 Prosper-Haniel.

Bild: RAG

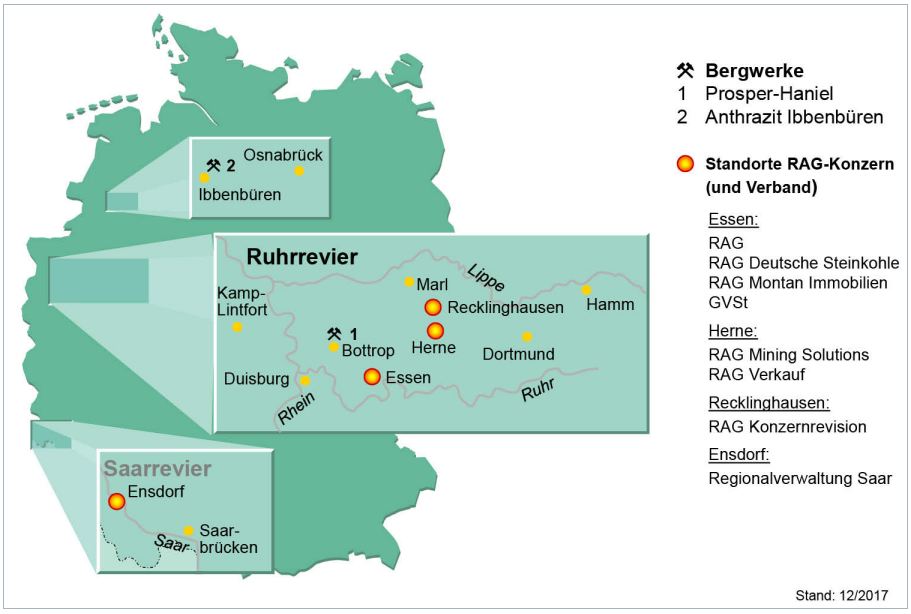

Bild 5 Bergwerke und Standorte der deutschen Steinkohle (Quelle: GVSt).

© Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018

und Qualifizierung“, sodass es Ende 2017 im deutschen Steinkohlenbergbau (RAG Deutsche Steinkohle, RAG Anthrazit Ibbenbüren) weniger als 5 000 aktive Beschäftigte gab – so wenige wie noch nie seit dem frühen 19. Jahrhundert.

Da die Produktivität (Leistung je Mann und Schicht) im Auslaufprozess deutlich gesteigert werden konnte, ging die Jahresproduktion nur moderat zurück, von 3,9 Mio. t SKE im Jahr 2016 auf 3,7 Mio. t SKE in 2017, der Absatz konnte durch Abbau von Lagerbeständen sogar stabil gehalten werden (**Tabelle**).

Im „bergmännischen“ Bereich passieren viele Dinge nun zum letzten Mal. Nachdem der letzte Durchschlag auf dem Bergwerk Prosper-Haniel bereits Ende 2016 erfolgt war [17], wurden die Vortriebsarbeiten im deutschen Steinkohlenbergbau mit der Fertigstellung der letzten Strecke im Frühjahr 2017 auf dem Bergwerk Ibbenbüren endgültig beendet [18]. Die Firma Eickhoff lieferte an das Bergwerk Prosper-Haniel im Juli 2017 den letzten Walzenlader im deutschen Steinkohlenbergbau aus [19]. Ebenfalls auf Prosper-Haniel lief kurz vor Jahresende der dort letzte Hobelbetrieb an, und auf dem Bergwerk Ibbenbüren endete mit dem Start des Gewinnungsbetriebs 9/10 Norden in Flöz 53 die Herrichtung [20]. Damit entfällt nun auch die Möglichkeit für die deutschen Bergbauzulieferfirmen, ihre Maschinen und Anlagen gemeinsam mit der RAG sozusagen vor der Haustür weiterzuentwickeln und zu testen.

Die in Deutschland produzierenden Bergbaumaschinenhersteller haben 2017 indessen vorerst die Wende geschafft [21].

		Einheit	1957	1960	1970	1980	1990	2000	2004	2005
Steinkohlenförderung		Mio. t SKE	≈150	145,6	113,7	87,9	71,0	34,3	26,6	25,6
		Mio t v. F. [d]	149,4	142,3	111,3	86,6	69,8	33,3	25,7	24,7
Kokserzeugung [a]		Mio t	42,3	37,2	32,2	20,7	10,3	3,8	2,1	2,0
Brikettherstellung [b]		Mio t	7,4	5,2	3,7	1,5	0,8	0,1	0,1	0,1
Bergwerke [c]		Anzahl	173	146	69	39	27	12	9	9
Zechenkokereien [a), c)]		Anzahl	64	58	38	18	8	1	1	1
Brikettfabriken [c]		Anzahl	25	21	10	5	3	2	2	2
Absatz	Elektrizitätswirtschaft	Mio. t SKE	18,0	22,1	31,8	34,1	39,3	27,6	21,1	20,3
	Stahlindustrie Inland	Mio. t SKE	30,3	31,3	27,9	24,9	19,8	10,0	6,7	6,1
	Wärmemarkt Inland	Mio. t SKE	68,1	61,3	28,5	9,4	4,1	0,7	0,3	0,3
	Ausfuhr	Mio. t SKE	31,3	32,3	28,7	19,9	7,8	0,3	0,1	0,1
	Insgesamt	Mio. t SKE	147,7	147,0	116,9	88,3	71,0	38,6	28,2	26,8
Belegschaft [c]		1 000	607,3	490,2	252,7	186,8	130,3	58,1	42,0	38,5
Leistung je Mann und Schicht unter Tage		kg v. F. [d]	1 599	2 057	3 755	3 948	5 008	6 685	6 497	6 735
Fördertägliche Förderung je Bergwerk		t v. F. [d]	3 330	3 966	6 360	8 723	10 449	9 890	11 293	10 922

[a] zum 1. Juni 2011 ist die Kokerei in den Hüttenbereich gewechselt; [b] Brikettherstellung zum Jahresende 2007 eingestellt; [c] Jahresende; [d] Bis 1996 Saar in t=t.

Nachdem die Erlöse vier Jahre in Folge gefallen waren, erwartete die Branche für 2017 beim Umsatz eine schwarze Null (**Bild 6**). Gemäß Prognosen des Fachverbands Mining im VDMA rechnen die Bergbaumaschinenhersteller auf Basis der Zahlen für die ersten neun Monate damit, ihren Vorjahresumsatz von 2,95 Mrd. € halten zu können. Im Ausland würden die Erlöse dabei voraussichtlich um 1 % auf 2,84 Mrd. € steigen. Für das Inland wurde ein Rückgang um 15 % auf 110 Mio. € prognostiziert. Grund für den Optimismus waren gestiegene Auftragseingänge aus dem Ausland. Gegenüber dem Vorjahr legten sie in den ersten neun Monaten 2017 um 38 % zu. Da in der Branche zwischen Auftragseingang und Rechnungsstellung oft ein Jahr und länger vergehen, wird auch für 2018 und 2019 mit weiter anziehenden Umsätzen gerechnet. Größte Exportregion für Bergbaumaschinen ist die EU. Etwa 28 % der Ausfuhren gingen in den ersten neun Monaten 2017 dorthin. Verkauft wurden insbesondere Fördertechnik, Sicherheitseinrichtungen und Zubehör. Auf die USA, das zweitgrößte Exportland, entfielen etwa 15 % der Ausfuhren. Ebenfalls gestiegen sind die Ausfuhren nach China und Russland.

Trotz der bevorstehenden Beendigung der Förderung blieb die Motivation der Belegschaft im deutschen Steinkohlenbergbau unverändert hoch. Dies spiegelte sich nicht nur in einer großen Leistungsbereitschaft wider, sondern auch in Erfolgen in den Bereichen Arbeitssicherheit, Arbeits- und Gesundheitsschutz. So sank die Unfallkennziffer auf einen historischen Tiefststand von 2,4 Unfällen pro eine Million Arbeitsstunden [19], und die Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie (BG RCI) zeichnete die RAG erneut mit dem Förderpreis „Arbeit. Sicherheit. Gesundheit“ aus [22].

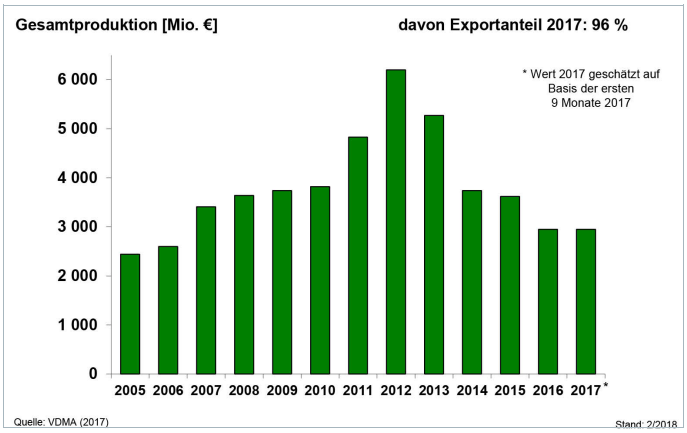

Bild 6 Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie (Quelle: GVSt).

Von symbolträchtiger Bedeutung war im Herbst 2017 der Umzug der RAG-Hauptverwaltung und der RAG-Stiftung sowie einige Monate zuvor schon der des GVSt (Gesamtverband Steinkohle e. V.) auf das Welterbe Zollverein in Essen, ganz genau auf das Areal der ehemaligen Kokerei in unmittelbarer Nachbarschaft zur ehemaligen Zeche Zollverein (**Bild 7**). Ein Standort, der zugleich für die glorreichen vergangenen Zeiten der Branche steht, heute als industriekulturelles Wahrzeichen des gesamten Ruhrgebiets gilt und in Zukunft auch der administrative Sitz der mit dem Ende des Steinkohlenbergbaus neu entstehenden Branche Nachbergbau sein wird.

Die systematische Vorbereitung auf die Nachbergbauzeit ging bei der RAG auch 2017 weiter voran. Strategisch-planerisch muss das Unternehmen aber derzeit drei Phasen zugleich im Blick haben: Noch bis Ende 2018 läuft die Produktionsphase des heimischen Steinkohlenbergbaus, in der alle bis dato geltenden Lieferverpflichtungen zuverlässig zu erfüllen sind und der Belegschaftsabbau sozial verträglich gestaltet werden muss. Von 2019 bis 2021 vollzieht sich danach die Stillsetzungsphase, in der nach dem Ende der Produktion der ordnungsgemäße Rückbau der Kapazitäten und die Standortsanierung der letzten beide Bergwerke zu erfolgen hat. Erst danach beginnt die eigentliche Nachbergbauphase, wobei dies kein zeitlich begrenzter Abschnitt ist, sondern neben zeitlich limitierten Aufgaben wie der Bewältigung der verbliebenen Altlasten – insbesondere Sicherung aller Schächte, Regulierung von Bergschäden – und der Entwicklung der ehemaligen Bergbauflächen für neue Nutzungen auch die Erfüllung der sogenannten Ewigkeitsaufgaben umfasst, die zeitlich nicht einzugrenzen sind und daher unbegrenzt laufen. Dabei

Tabelle Steinkohle im Überblick; 1957 bis 2017 (Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e. V.).

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
21,5	22,0	17,7	14,2	13,2	12,3	11,1	7,8	7,8	6,4	3,9	3,7
20,7	21,3	17,1	13,8	12,9	12,1	10,8	7,6	7,6	6,2	3,8	3,7
2,0	2,0	2,0	1,5	2,0	0,8	–	–	–	–	–	–
0,1	0,1	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
8	8	7	6	5	5	4	3	3	3	2	2
1	1	1	1	1	–	–	–	–	–	–	–
2	2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
18,3	18,8	15,0	11,7	10,6	10,1	9,9	6,6	6,8	5,5	3,7	3,7
3,7	4,1	4,1	3,0	3,7	2,3	1,1	0,9	0,5	0,5	0,5	0,5
0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
22,4	23,3	19,5	15,2	14,8	12,8	11,4	8,0	7,7	6,3	4,5	4,5
35,4	32,8	30,4	27,3	24,2	20,9	17,6	14,5	12,1	9,6	7,5	5,7
6 409	7 071	6 309	5 597	6 092	6 623	6 876	6 624	7 491	7 251	6 645	8.809
10 359	10 761	9 793	9 146	8 535	9 584	8 655	10 170	10 228	8 264	7 637	7 367

© Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018

Bild: RAG Montan Immobilien

Bild 7 Neuer Sitz der RAG-Stiftung und der RAG-Hauptverwaltung auf Zollverein/Kokereigelände.

handelt es sich um die Grubenwasserhaltung, Poldermaßnahmen und die anhaltende Grundwasserreinigung an früheren Kokereistandorten.

Das für die Zukunft absehbare und durch die RAG-Stiftung institutionell sowie finanziell abgesicherte Kerngeschäft der Nachbergbau-RAG ist dabei die Grubenwasserhaltung, die auch 2017 schon intensive unternehmerische Anstrengungen und Zukunftsinvestitionen verlangte. Dazu zählen die Einrichtung der neuen Zentralen Leitwarte für die Grubenwasserhaltung der RAG auf dem Standort Pluto in Herne [23], der Beginn des Umbaus von Schacht 3 des ehemaligen Bergwerks Carolinenglück in Bochum vom Wasserhaltungs- zum Sicherungsstandort [24] sowie der Um- und Ausbau der zentralen Wasserhaltung auf dem ehemaligen Bergwerk Haus Aden in Bergkamen, der nach der Genehmigung des Abschlussbetriebsplans durch die Bergbehörde der Landesregierung Nordrhein-Westfalen zum Jahresende 2017 gestartet werden konnte [25].

Hinter diesen und anderen damit zusammenhängenden konkreten Investitionsmaßnahmen stehen die von der RAG entwickelten, von den zuständigen Bergbehörden zu prüfenden und zu genehmigenden Grubenwasserkonzepte für die Nachbergbauzeit. Um überhaupt Steinkohle fördern zu können, mussten die Bergleute schon in der Vergangenheit immer das anfallende Grubenwasser heben, sammeln und pumpen, da es ansonsten die Arbeit unter Tage unmöglich gemacht hätte. Für die Zeit nach dem aktiven Bergbau, in der untertägige Betriebsbereiche nicht mehr frei von Wasser gehalten werden müssen, hat die RAG ein Gesamtkonzept für die langfristige Bearbeitung dieser Aufgabe entwickelt. Selbstverständlich geht es dabei auch um Kosten und Effizienz. Doch das oberste Gebot ist und bleibt der Trinkwasserschutz. Die ewige Grubenwasserhaltung ist nicht allein deswegen notwendig, um irgendwann Vernässungen der Oberfläche zu verhindern, sondern bereits sehr viel früher, um eine Kontamination der Trinkwasserhorizonte zu vermeiden. Denn Grubenwasser ist Wasser, das entlang von Gesteinsschichten und Klüften in den Boden gesickert ist. Auf dem Weg in das sogenannte Grubengebäude hat es im Gestein Sedimente und Mineralien, wie zum Beispiel Salze gelöst. Deshalb ist zum Schutz des Trinkwassers der Kontakt mit trinkwasserführenden Schichten zu vermeiden. Für die langfristige ökologische und ökonomische Optimierung der Grubenwasserhaltung muss die RAG die unterschiedlichen Gegebenheiten der einzelnen Bergbaugebiete Ruhrgebiet, Ibbenbüren und Saarland berücksichtigen und hat deshalb regionale Grubenwasserkonzepte für die Nachbergbauzeit entwickelt. Diese zielen langfristig auf eine Reduzierung der Zahl der Wasserhaltungsstandorte, die Umrüstung auf Brunnenwasserhaltung, eine Anhebung des Pumpniveaus, die Entlastung zahlreicher Flüsse und Bäche vom Grubenwasser sowie ein ständiges Monitoring [13].

Die Grubenwasseranstiegsprozesse, ihre Auswirkungen auf die Umwelt und die von der RAG dazu entwickelten Konzepte sind nicht nur national, sondern auch international von großem Interesse. Dies wurde während des Kongresses 2017 der International Mine Water Association im finnischen Lappeenranta deutlich, an dem Experten der RAG mit entsprechenden Präsentationen teilnahmen [19].

Neben den Ewigkeitsaufgaben hat die RAG auch die sogenannten Altlastenaufgaben zu erfüllen, die endlichen, wenngleich teilweise durchaus langwierigen Folgen des Bergbaus. Dazu gehört beispielsweise die bergtechnische Sanierung und Sicherung des Altbergbaus, den die Vorgängergesellschaften der RAG betrieben und für dessen Folgen die RAG in ihrem Zuständigkeitsbereich die Verantwortung hat. Im Umgang mit dem Altbergbau verfügt die RAG über ein außerordentliches Know-how, das weiterhin gefragt bleiben dürfte. Auch Bergschäden aus dem heutigen tiefen Bergbau gehören zu den Altlasten und werden selbstverständlich auch nach 2018 bearbeitet und reguliert [13].

Schließlich gehört zu den Aufgaben im Nachbergbau auch die regionalwirtschaftlich sinnvolle Entwicklung der vormaligen Bergbauflächen und ihrer Infrastruktur. Die RAG verfügt mit mehr als 10 000 ha über ein umfangreiches Flächenportfolio in Nordrhein-Westfalen und im Saarland. In den vergangenen Jahren entwickelte sie mit ihrer Tochtergesellschaft RAG Montan Immobilien GmbH zahlreiche ehemalige Bergwerksareale zu attraktiven neuen Standorten – für Gewerbe und Industrie, Technologieparks, Logistikzentren sowie für Wohn- und Grünanlagen, aber auch für Windkraft- und Solaranlagen auf Halden und Freiflächen, erstere vor allem auf günstigen Haldenstandorten im Ruhrrevier, letztere vor allem im sonnenintensiveren Saarland – wichtige Beiträge zum regionalen Strukturwandel und zur nationalen Energiewende [13].

Daneben hat die gemeinsam von der RAG, der RAG-Stiftung, Evonik und der IG BCE gestartete Initiative „Glückauf Zukunft!“ 2017 eine Reihe von Projekten durchgeführt oder aufgesetzt, mit denen positive Impulse für die Zukunft der Bergbauregionen gesetzt werden sollen. Dazu gehörten der Schülerwettbewerb „Förderturm der Ideen“, das an Jugendzentren gerichtete Projekt „Glückauf Jugend – Kohle für coole Projekte“, das Integrationsprojekt „Glückauf Nachbarn – Modellquartier für Integration“ sowie die Beteiligung an der „Gründerallianz Ruhr“ [26].

Zentrales Anliegen von „Glückauf Zukunft!“ ist zudem die würdige Verabschiedung des deutschen Steinkohlenbergbaus Ende 2018 sowie die Koordinierung der dazu vorgesehenen Projekte. Im gesamten Jahr 2018 wird es dazu einen ganzen Veranstaltungsreigen geben, für den „Glückauf Zukunft!“ zum Jahreswechsel 2017/2018 sogar einen kompletten ganzjährigen Veranstaltungskalender herausgebracht hat [27]. Hervorgehoben sei davon hier nur die zentrale Abschiedsveranstaltung am 21. Dezember 2018 auf dem Bergwerk Prosper-Haniel im Beisein des Bundespräsidenten. In ihrem Rahmen wird der letzte Förderkorb in der Geschichte des deutschen Steinkohlenbergbaus gehoben und damit seine vollständige Stilllegung vollzogen.

Literatur

Die Literaturstellen zu dieser Jahresübersicht sind auf der BWK-Homepage über den Menüpunkt „Literaturverzeichnisse“ aufrufbar.

i **www.eBWK.de**

© Springer-VDI-Verlag GmbH & Co. KG, 2018