

Coal Market 2016

World coal consumption and production declined through 2016, though there were significant regional differences. The global downturn in consumption was mainly a result of significant reductions in China and the USA. While in Europe coal has been in retreat for many years, it has been making further gains in parts of Asia, and especially in India and in the south-east. In Germany coal consumption again showed a substantial downturn during the course of the year, especially in the power generation mar-

ket. National coal production will cease as planned at the end of 2018 and the industry continued to downsize accordingly through 2016. At the same time the Herne-based RAG company, which has overall responsibility for coal mining operations, has been making strategic preparations for the post-mining era. Coal prices rallied strongly in mid-2016, this benefiting steam coal as well as coking coal and coke.

Steinkohle 2016

Weltweit gingen der Steinkohlenverbrauch und die Steinkohlenproduktion im Jahr 2016 zurück. Dabei gab es regional unterschiedliche Entwicklungen. Die globale Verringerung des Verbrauchs resultiert vor allem aus erheblichen Rückgängen in China und den USA. In Europa ist die Steinkohle schon seit längerem auf dem Rückzug. Dagegen verzeichnet sie in Teilen Asiens weitere Zuwächse, insbesondere in Indien und Südostasien. In Deutschland gab es im Berichtsjahr erneut deutliche Einbußen

beim Steinkohlenverbrauch, vor allem in der Stromerzeugung. Die inländische Steinkohlenförderung läuft ohnehin planmäßig bis Ende 2018 aus und entwickelte sich im Jahr 2016 entsprechend weiter zurück. Gleichzeitig bereitet sich die den Steinkohlenbergbau tragende RAG Aktiengesellschaft, Herne, strategisch auf die Nachbergbauzeit vor. Eine kräftige Aufwärtsbewegung gab es seit Mitte 2016 bei den Steinkohlenpreisen, sowohl bei der Kraftwerkskohle als auch bei Koks und Koks.

International market trends 2016

World solid-fuel consumption, which is about 95% coal based, was on the decline even in 2015 (1). In 2016 the market suffered a substantial collapse, according to preliminary estimates by the International Energy Agency (IEA), and ended up below the 2013 level of 5,6 bn tce (2). This was the sharpest decline of the 21st century and followed a long period of steady growth that had lasted until 2014.

According to the IEA's Medium-Term Coal Market Report of December 2016 international coal demand will remain subdued over the next few years and is not expected to reach its 2014 and 2015 levels again – around 5,7 bn tce – until the year 2021 (2, 3). In the longer term global solid-fuel/coal consumption will be very much determined by the future energy- and climate-policy framework and this could superimpose itself on the economic issues. In its World Energy Outlook 2016 the IEA presents various scenarios for the period to 2040 that can be taken to imply, depending on the assumptions made, a moderate growth, more robust increase or a major decline in global coal demand. The key question remains the extent to which the 2015 Paris Agreement on Climate Change can be implemented and whether coal usage based on Carbon Capture and Storage (CCS) technology or Carbon Capture and Utilisation (CCU) can prevail globally in the long run or not.

Internationale Markttrends 2016

Der Weltkohleverbrauch, der zu rd. 95% auf Steinkohle basiert und schon im Jahr 2015 rückläufig war (1), brach im Jahr 2016 nach vorläufiger Schätzung der Internationalen Energie-Agentur (IEA) merklich ein und sank unter das Niveau des Jahres 2013 in Höhe von 5,6 Mrd. t SKE (2). Das ist nach einer bis zum Jahr 2014 lang andauernden Phase stetigen Wachstums der bisher stärkste Rückgang im 21. Jahrhundert.

Nach Einschätzung der IEA in ihrem Medium-Term Coal Market Report vom Dezember 2016 bleibt die internationale Kohlenachfrage in den nächsten Jahren gedämpft und wird erst im Jahr 2021 wieder das Niveau der Jahre 2014 und 2015 – rd. 5,7 Mrd. t SKE – erreichen (2, 3). Längerfristig wird der weltweite Kohle- und mit ihm der Steinkohlenverbrauch maßgeblich von den künftigen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen bestimmt werden, die wirtschaftliche Aspekte überlagern können. Die IEA hat in ihrem World Energy Outlook 2016 verschiedene Szenarien aufgestellt, aus denen sich je nach Annahmen bis zum Jahr 2040 ein verhaltenes Wachstum, ein kräftigerer Zuwachs oder ein massiver Rückgang der globalen Kohlenachfrage ableiten lässt. Die zentrale Frage dabei ist, inwieweit die im Jahr 2015 getroffene Weltklimavereinbarung von Paris umgesetzt wird und ob sich sodann auf die Dauer global auch die Kohlenutzung mit Carbon

While coal remains the number one fuel for electricity production worldwide, its recent decline and the fact that its growth rate in electricity production is expected to be lower than other energy sources, such as gas and renewables, means that its share of the global generation market, which was 41 % in 2014, will according to the IEA's prognosis fall to 36 % by 2021. Nevertheless, coal is set to remain the global number one fuel for electricity production at least until then, and probably beyond. It will also continue to be indispensable as a raw material for pig iron production and for other specialised industrial processes.

The international coal market presents a more differentiated picture when examined at a regional level. The global collapse in coal consumption in 2016 was mainly due to substantial downturns in China and the USA, the world's two largest coal producers. Coal consumption in the EU also fell, while in the UK and Spain the collapse was at times almost total. On the other hand there have more recently been perceptible increases in consumption in India – now the second largest coal consumer in the world ahead of the USA – as well as in Indonesia, Russia, Vietnam, Malaysia and Turkey, along with steady consumption trends in Japan, Korea and Taiwan. The focus of the global coal market is now shifting increasingly to Asia. It still remains to be seen whether coal consumption in China has reached its peak or not. Irrespective of this, developments in China, which consumes and produces about one half of all the world's coal, are still dictating the rhythm of the international coal market – or as the IEA puts it “Coal is still a Chinese tale” (2).

In the course of its prodigious economic catch-up process China practically tripled its coal production capacity between the years 2000 and 2015. However it was increasingly faced with an overcapacity problem and in 2015, for the first time, it was forced to cut back production to some degree. However, as efforts to reduce overcapacity were not proceeding as quickly as had been hoped, more measures were adopted in early 2016 and the number of annual working days was reduced from 330 to 276 by way of state-imposed non-working shifts. Sure enough, China's coal production in the first half of 2016 was nearly 10 % down on the previous year. However, in the autumn of 2016 this ruling was relaxed somewhat when China's coal imports began to increase along with international coal prices. Nevertheless, the target that the Chinese Government set in the summer of 2016 will continue to apply, namely to achieve a further 500 mt reduction in coal production capacity by 2020 from the current level of some 3 bn tce and to provide economic and technical consolidation for an additional 500 mt of production capacity. The country also announced massive investments in generating electricity from wind power, solar and nuclear energy in order to reduce dependence on coal-based electricity (4).

In the USA estimates suggest a 20 % fall in coal production in 2016 from the previous year's figure of 749 mt. Even in 2015 major US coal companies like Alpha Natural Resources, Arch Coal, Patriot Coal and Walter Energy were obliged to file for creditor protection (Chapter 11). In 2016 the US holdings of the largest private coal company in the USA, Peabody Energy, even had to follow suit. In addition to the low market prices for coal, the crucial factors in this ruinous development were the increase in competition from substitute fuels, especially relatively cheap shale gas, and

Capture and Storage (CCS)-Technologie, ggf. sogar mit CO₂-Verwertung (Carbon Capture and Utilisation – CCU), durchzusetzen vermag oder nicht.

Zwar ist die Kohle nach wie vor der Energieträger Nr. 1 in der globalen Stromerzeugung, doch wird ihr Anteil aufgrund des jüngsten Einbruchs und der im Vergleich zu anderen Energieträgern, wie Erdgas, erneuerbare Energien etc., absehbar schwächeren Zuwachsraten in der Verstromung an der weltweiten Stromerzeugung von 41 % im Jahr 2014 laut IEA auf 36 % im Jahr 2021 sinken. Damit wird sie gleichwohl bis dahin und noch darüber hinaus die globale Nr. 1 in der Stromerzeugung bleiben. Unverzichtbar bleibt Steinkohle weltweit auch als Rohstoff für die Roheisenerzeugung und spezielle Industrieproduktionen.

Regional betrachtet zeigt sich ein recht differenziertes Bild des internationalen Kohlemarkts. Der globale Verbrauchseinbruch im Jahr 2016 war vor allem auf erhebliche Rückgänge in China und den USA zurückzuführen, den beiden größten Kohleländern der Welt. Weiter rückläufig war auch der EU-Kohleverbrauch – in Großbritannien oder Spanien etwa ist er zeitweise geradezu kollabiert. Dagegen gab es in letzter Zeit merkliche Verbrauchszuwächse in Indien – bei der Kohle nunmehr die Nr. 2 im internationalen Vergleich vor den USA – sowie in Indonesien, Russland, Vietnam, Malaysia und der Türkei, ferner stabile Verbrauchsentwicklungen in Japan, Korea und Taiwan. Insgesamt verschiebt sich der Schwerpunkt des globalen Kohleverbrauchs weiter in Richtung Asien. Offen ist, ob der Kohleverbrauch in China schon sein Maximum erreicht hat oder nicht. Unabhängig davon schlägt die Entwicklung in China, das rund die Hälfte der Kohle weltweit verbraucht und produziert, dem internationalen Kohlemarkt weiter den Takt oder, wie es die IEA ausdrückt: „Coal is still a Chinese tale“ (2).

China hatte im Zuge seines gewaltigen volkswirtschaftlichen Aufholprozesses seine Kohleförderkapazitäten in den Jahren 2000 bis 2015 ungefähr verdreifacht, jedoch zunehmend Überkapazitäten festgestellt und im Jahr 2015 erstmals leichte Produktionskürzungen realisiert. Da der Abbau der Überkapazitäten aber nur langsam vorangegangen war, wurden Anfang 2016 weitere Maßnahmen ergriffen und die Zahl der jährlichen Arbeitstage durch staatlich verordnete Freischichten von 330 auf 276 reduziert. Tatsächlich konnte dadurch die chinesische Kohleförderung im ersten Halbjahr 2016 gegenüber dem Vorjahreszeitraum um fast 10 % gedrosselt werden. Im Herbst 2016 wurde diese Regelung jedoch wieder gelockert, nachdem die chinesischen Kohleimporte und die internationalen Kohlepreise angestiegen waren. Dennoch gilt weiter das im Sommer 2016 von der chinesischen Staatsführung beschlossene Ziel, die Kohleförderkapazitäten von derzeit noch rd. 3 Mrd. t SKE bis zum Jahr 2020 um weitere 500 Mio. t zu verringern und zusätzliche 500 Mio. t an Förderkapazitäten wirtschaftlich und technisch zu konsolidieren. Zugleich sollen massive Investitionen in die Stromerzeugung aus Windkraft, Solar- sowie Kernenergie erfolgen, um den Anteil des Kohlestroms zu reduzieren (4).

Auf eine Größenordnung von rd. 20 % wird der im Jahr 2016 erfolgte Rückgang der Kohleproduktion in den USA gegenüber dem Vorjahr (749 Mio. t) geschätzt. Schon im Jahr 2015 mussten große US-Kohleunternehmen wie Alpha Natural Resources, Arch Coal, Patriot Coal und Walter Energy Gläubigerschutzverfahren

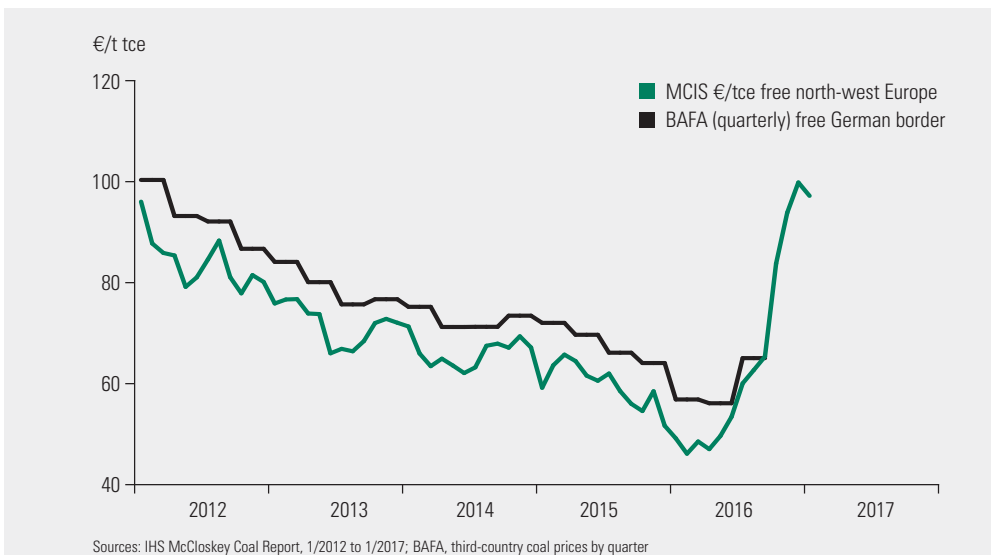


Fig. 1. International price trends for steam coal since 2012.

Bild 1. Internationale Preisentwicklung für Kraftwerkskohle seit 2012.

the new and much tougher environmental restrictions that the Obama administration imposed on coal-fired power stations by way of the Clean Power Plan and the Mercury and Air Toxic Standards (4). It remains to be seen to what degree the coal industry in the USA, which has the largest coal resources in the world, can recover its position in the energy market given the perceptible resurgence in prices and the more coal-friendly policy announced by the new American President Donald Trump.

The streamlining process within the international coal market now seems for the most part to have been completed. Excess capacity has been eliminated, many producers have reduced their costs and prices have been rising again since the summer of 2016 (Figure 1). This can be attributed to some degree to temporary setbacks in some of the supplier countries, including rail transport problems in Colombia and storm-related interruptions to the coal supply chain in Queensland, as well as to a growth in demand in some of the consumer regions, including in the EU following the temporary decommissioning of a number of French nuclear power stations in the autumn of 2016. As a result, the import price of steam coal to Western Europe doubled from nearly 50 €/tce to about 100 €/tce between June and the end of December 2016. At the end of that year Australian coking coal was selling at nearly 300 \$/t fob, almost three times as much as six months before, while coke from China had practically doubled in price. The sustained low level of seafreight rates did not affect this situation to any real degree.

The German coal market in 2016

The German coal market shrank even further in 2016 with provisional estimates indicating a fall of 5.1% to 55.6 mtce (Figure 2).

In its main segment, power generation, Germany's coal market is now decisively shaped by the energy transition process. In 2016 coal's share of the German power generation market fell by a good percentage point to 17%, thereby relegating coal to third place among the electricity generating fuels. This meant a further reduction in steam-coal consumption, which fell by 5.2%

(„Chapter 11“) anmelden. Im Jahr 2016 folgten sogar die US-Anteile der größten privaten Kohlefirma der USA, Peabody Energy. Ausschlaggebend für diese ruinöse Entwicklung waren neben den niedrigen Weltmarktpreisen für Kohle die gewachsene Substitutionskonkurrenz, insbesondere durch relativ preisgünstiges Schiefergas, sowie neue, wesentlich strengere Umweltauflagen der Obama-Administration für Kohlekraftwerke durch den Clean Power Plan und die Mercury and Air Toxic Standards (4). Abzuwarten bleibt, inwieweit sich die Kohleindustrie in den USA, dem Land mit den weltweit größten Steinkohlenressourcen, angesichts wieder spürbar gestiegener Preise und dem vom neuen US-Präsidenten Trump angekündigten kohlefreundlicheren Kurswechsel in der Energiepolitik erholt.

Insgesamt scheint die Bereinigung des internationalen Kohlemarkts weitgehend abgeschlossen zu sein. Überkapazitäten sind abgebaut worden, viele Produzenten haben ihre Kosten gesenkt und die Preise seit dem Sommer 2016 wieder angezogen (Bild 1). Dabei haben temporäre Störungen in einzelnen Lieferländern – z.B. beim Bahntransport in Kolumbien oder durch Sturmschäden bedingte Ausfälle in der Kohlelogistik im australischen Queensland – und Bedarfszuwächse in einigen Verbrauchsregionen – z.B. in der EU durch die im Herbst 2016 erfolgte zeitweise Außerbetriebnahme etlicher französischer Kernkraftwerke – ebenfalls eine Rolle gespielt. So verdoppelten sich von Juni bis Ende Dezember 2016 die Einfuhrpreise von Kraftwerkskohle nach Westeuropa von umgerechnet knapp 50 €/t SKE auf rd. 100 €/t SKE. Für australische Koks-kohle musste zum Jahresende mit knapp 300 \$/t fob sogar fast dreimal so viel gezahlt werden wie sechs Monate zuvor und für Koks aus China gut das Doppelte. Die anhaltend niedrigen Seefrachtraten haben dabei keine wesentliche Rolle gespielt.

Deutscher Steinkohlenmarkt 2016

Der Steinkohlenverbrauch in Deutschland war im Jahr 2016 erneut rückläufig und sank im Vorjahresvergleich nach vorläufiger Schätzung um 5,1% auf 55,6 Mio. t SKE (Bild 2).

to a figure of 36.8 mtce. While home-based power generation increased slightly, the overall picture was of a reduced usage of lignite and nuclear energy compared with the previous year, while the expansion of renewables-based electricity production – which is supported by the Renewable Energies Act (EEG) and its feed-in priority – continued apace. Moreover, gas increased its share of the power generation market by about one quarter (5). While lower gas prices certainly played a role here, this was also a consequence of the amendment to the Combined Heat and Power Act (CHP) that came into force at the beginning of 2016, which has proved to be a Gas-CHP promotion scheme. In the heat market beyond CHP coal now only plays a niche role (district heating systems, foundries, special industrial needs, commercial/ industrial consumers and households) and even in these sectors consumption rates are on the decline.

The figures for coking coal and coke consumption continue to be determined primarily by cyclical and structural developments in the German steel industry (6). Raw-steel production fell only slightly during the year under review. However, the increase in the price of iron ore, as well as the rise in coking coal and coke prices, also resulted in a decline in pig-iron production in favour of steel scrap recycling in electric arc furnaces. This had a corresponding impact on coke and coking coal usage, which according to provisional calculations fell by 4.9% to around 17.6 mt ce.

On the resources side of the German coal market imported coal further increased its market share despite a reduction in total consumption. This was because domestic production was cut back further, as planned, in line with the political decision taken in 2007 to phase-out the subsidised German coal mining industry. As a result output fell to 3.9 mtce, which was down nearly 40% on the previous year's figure. This means that the remaining resources, now more than 90% of the total, were provided by imports. The year 2016 also saw further withdrawals from stocks of both domestic and imported coal. This marked another step forward in the structural change in the German coal market away from home-produced coal and towards imports (Figure 3). In the interim, however, German-mined coal's share of this market could in fact increase in 2017 as a further decline in overall consumption is anticipated, while domestic production should remain steady over the course of the year. In 2016 the main supplier country for the German coal market was again Russia, followed by Colombia and the USA. Australia was the biggest supplier of coking coal, while most of the imported coke came from Poland.

Energy and climate-policy decisions as they affect future coal utilisation

The utilisation of coal in Germany, and especially as a power station fuel, is now increasingly determined by the quite different energy and climate-policy decisions being taken in line with the energy transition process. In 2016 these were mainly characterised by the final adoption of the Major Electricity Market Reform (Acts on the Further Development of the Electricity Market and on the Digitisation of the Energy Transition, supplemented by the introduction of a "security stand-by" for older lignite-fired capacities, an extension of the previous Grid Reserve Ordinance and the preparation of an additional Capacity Reserve Ordinance). In addition, the latest amendment to the EEG will, from 2017, introduce

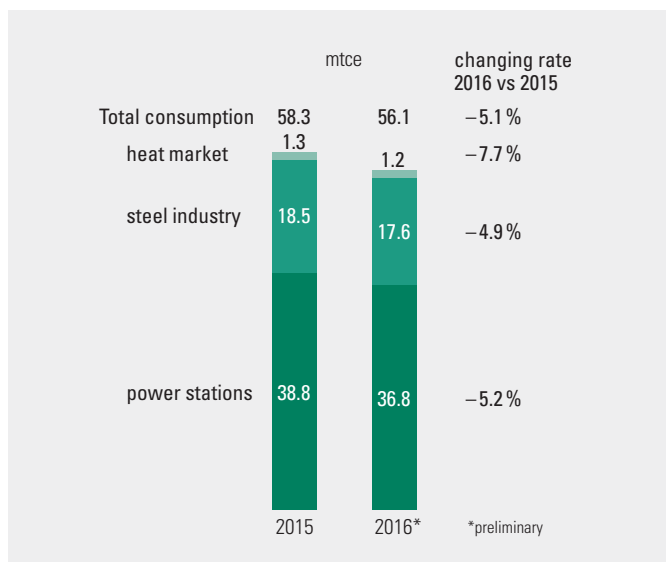


Fig. 2. Coal's share of primary energy consumption 2015/2016
Bild 2. Primärenergieverbrauch Steinkohle 2015/2016.

In seinem Hauptsegment, der Verstromung, wird der deutsche Steinkohlenmarkt maßgeblich durch die Energiewende geprägt. Der Anteil der Steinkohle an der Stromerzeugung in Deutschland verringerte sich im Jahr 2016 um gut einen Prozentpunkt auf 17%, womit der dritte Rang unter den Energieträgern der Stromerzeugung erreicht wurde. Der Verbrauch an Kraftwerkskohle ging infolgedessen um 5,2% auf 36,8 Mio. t SKE weiter zurück. Bei leicht gestiegener inländischer Stromerzeugung insgesamt verringerten sich auch die Beiträge der Braunkohle und der Kernenergie gegenüber dem Vorjahr, während der auf das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) und seinen Einspeisevorrang gestützte Ausbau der Stromerzeugung auf regenerativer Basis weiter voranging. Zudem konnte das Erdgas seinen Beitrag zur Stromerzeugung um rund ein Viertel erhöhen (5). Dies ist neben gesunkenen Erdgaspreisen nicht zuletzt eine Folge der seit Jahresbeginn 2016 geltenden Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Novelle, die sich als Erdgas-KWK-Fördergesetz erwiesen hat. Im Wärmemarkt jenseits der KWK erfüllt die Steinkohle ohnehin nur noch eine Nischenfunktion (Fernheizwerke, Gießereien, industrielle Spezialbedarfe, Kleingewerbe, Hausbrand) und auch hier sinkt ihr Verbrauch.

Der Verbrauch von Koks- und Koks hängt weiter in erster Linie von den konjunkturellen und strukturellen Entwicklungen in der deutschen Stahlindustrie ab (6). Im Berichtsjahr ging die Rohstahlproduktion zwar nur leicht zurück. Allerdings führten neben dem Anziehen der Koks- und Kokspreise auch gestiegene Eisenerzpreise zu einer Verringerung der Roheisenerzeugung zugunsten des Schrottstahlrecycling im Elektrostahlverfahren, was den Koks- bzw. Kokskehleinsatz entsprechend beeinträchtigt hat. Er sank nach vorläufiger Rechnung um 4,9% auf ca. 17,6 Mio. t SKE.

Auf der Aufkommenseite des deutschen Steinkohlenmarkts hat die Importkohle trotz verringertem Gesamtverbrauch weitere Marktanteile dazugewonnen. Denn die Produktion heimischer Steinkohle ging im Zuge des seit dem Jahr 2007 politisch vorgegebenen Auslaufprozesses der subventionierten heimischen Steinkohlenförderung planmäßig weiter um fast 40% gegen-

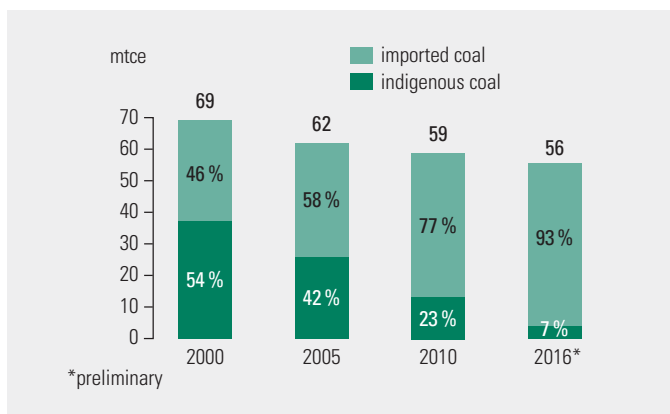


Fig. 3. Developments and structural change in the German coal market from 2000 to the end of 2016.

Bild 3. Entwicklung und Strukturwandel des deutschen Steinkohlenmarkts seit 2000 bis Jahresende 2016.

a tendering system for new renewable-energy installations – essentially new PV, wind and biomass plants. Other regulatory developments of relevance for coal-fired power generation include the further adaption of the Amendment to the CHP Act, which from 2017 means that projects aimed at promoting CHP technology for smaller installations of between 1 and 50 MW will be subject to tender and also that the EEG's special equalisation scheme will be assigned to the CHP Act. This will also affect coal-fired CHP plants (7, 8, 9, 10).

Even if this will, at least temporarily, provide more scope for conventional electricity, when the next planned stages in the nuclear phase-out programme take effect this leeway will gradually be reduced as a result of the policy-driven expansion targets for renewables-based electricity and the retention of the feed-in priority for renewable energies.

It is still too early to say with any degree of certainty whether, as recently reported in the press (11), "the gradual demise of the coal-fired sector" in Germany has already begun. However, it is true that, for the period to 2019, the Federal Network Agency has already registered closure notices for coal and lignite-fired power stations totalling 4,772 MW. Some 55% (2,608 MW) of the generating output covered by these notices relates solely to coal-fired units – representing about 10% of the total coal-based power station capacity (11). Essen-based STEAG GmbH, which is Germany's largest coal-fired power generating company, has alone announced the decommissioning of 2,500 MW of capacity. This constitutes 40% of its homeland coal-fired capacity and affects five power station units: three in North Rhine-Westphalia (West 1 and 2 in Voerde and Herne 3) and two in Saarland (Weiher and Bexbach). STEAG sees this as an inevitable step towards safeguarding its economic viability. The staff reductions associated with these closures are to be achieved in a socially-acceptable manner. As part of its "STEAG 2022" programme the company will be introducing efficiency and portfolio measures in an attempt to achieve better results and growth in other sectors of the energy market (12). Meanwhile the Federal Network Agency decided that STEAG must hold Weiher and Bexbach ready to operate.

Seen in the long term to 2050 Germany's coal-fired electricity industry is at risk of disappearing entirely if the politically altered

über dem Vorjahr auf 3,9 Mio. t SKE zurück. Das bedeutet, dass sich das übrige Aufkommen, also mittlerweile mehr als 90%, auf die Importsteinkohle erstreckt. Außerdem sind im Jahr 2016 Lagerbestände sowohl aus heimischer als auch aus importierter Steinkohle abgebaut worden. Der Strukturwandel des deutschen Steinkohlenmarkts weg von der heimischen und hin zur importierten Steinkohle ist dadurch noch einen Schritt vorangegangen (Bild 3). Im Jahr 2017 könnte sich der Anteil der heimischen Steinkohle zwischenzeitlich noch einmal erhöhen, weil beim Gesamtverbrauch mit einem weiteren Rückgang zu rechnen ist, während die inländische Produktion stabil bleiben soll. Wichtigstes Lieferland für den deutschen Steinkohlenmarkt war im Jahr 2016 erneut Russland vor Kolumbien und den USA, speziell bei der Koks Kohle war es Australien, beim Koks Polen.

Energie- und klimapolitische Weichenstellungen für die künftige Steinkohlennutzung

Die Nutzung und insbesondere die Verstromung von Steinkohle in Deutschland werden zunehmend durch die mit der Energiewende veränderten energie- und klimapolitischen Weichenstellungen bestimmt. Im Jahr 2016 sind diese vor allem durch die endgültige Inkraftsetzung der großen Strommarktreform geprägt worden (Gesetze zur Weiterentwicklung des Strommarkts und zur Digitalisierung der Energiewende, in Ergänzung die Einführung der sogenannten Sicherheitsbereitschaft für ältere Braunkohlenkraftwerke, die Verlängerung der bisherigen Netzreserveverordnung und die Vorbereitung der künftig zusätzlichen Kapazitätsreserveverordnung). Hinzu gekommen ist die jüngste Novelle des EEG, mit der ab dem Jahr 2017 Ausschreibungsverfahren für neue Erneuerbare Energien-Anlagen – konkret für neue Windkraft-, Photovoltaik- und Biogas-Anlagen – eingeführt worden sind. Für die Steinkohlenverstromung relevant waren darüber hinaus die weitere Anpassung der KWK-Gesetzesnovelle, mit der ab dem Jahr 2017 auch die KWK-Förderung für kleinere Anlagen zwischen 1 und 50 MW auszuschreiben ist und die Besondere Ausgleichsregelung des EEG auf das KWK-Gesetz übertragen wird. Dies betrifft auch KWK-Anlagen auf Steinkohlenbasis (7, 8, 9, 10).

Auch wenn sich der Spielraum für konventionellen Strom zumindest zeitweise noch einmal etwas erweitern wird, wenn die nächsten planmäßigen Schritte zum nationalen Atomausstieg erfolgen, so wird er insgesamt mit den politisch vorgegebenen Ausbauzielen für den regenerativen Strom unter Beibehaltung des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien immer enger.

Ob „das schleichende Ende der Kohle“ in Deutschland schon eingeleitet ist, wie in der Presse zu lesen war (11), lässt sich noch nicht belastbar beantworten. Zutreffend ist allerdings, dass die Bundesnetzagentur im Jahr 2016 Stilllegungsanzeigen für Kohlekraftwerke für den Zeitraum bis zum Jahr 2019 im Leistungsumfang von 4.772 MW registriert hat. Davon bezogen sich 2.608 MW bzw. 55% aller Anzeigen nur auf Steinkohlenblöcke – was rd. 10% der installierten Steinkohlenkraftwerkskapazitäten entspricht (11). Allein 2.500 MW hat dabei die STEAG GmbH, Essen, das größte Steinkohle verstromende Unternehmen in Deutschland, zur Stilllegung angemeldet. Das sind 40% ihrer inländischen Steinkohlenkapazität und betrifft fünf Kraftwerksblöcke, drei davon in Nordrhein-Westfalen (West 1 und 2 in Voerde, Herne 3) und zwei im Saarland (Weiher und Bexbach). Die STEAG sieht darin

market environment continues to move increasingly in the direction that is being mapped out by the national energy transition programme. What is clear is that according to the National Climate Protection Plan 2050 (NKP 2050) adopted by the German Government in November 2016 energy-related greenhouse gas emissions – and in Germany this applies especially to CO₂ – are to be reduced by at least 80 % overall, and by a full 100 % in the electricity generating industry. At the same time, the issue of CCS and CCU is only broached as an option in the NKP 2050 in the context of industrial production. The document basically avoids making any specific commitments when it comes to particular measures. Instead, the Climate Protection Plan contains sector-specific targets for reducing CO₂ emissions over the period to 2030 that will apply to all areas of the economy. The electricity industry has been set a reduction target of 61 to 62 % against the reference year 1990, an objective that – without CCS – would not be possible without displacing a significant part of the existing, homeland-based coal-fired power station capacity.

Coal-based power generation has indeed been assigned a role as a bridging technology to a completely renewable energy production system, but is to be “progressively reduced” along the way. Before this happens, however, new economic and employment options have to be developed for the coalfield regions and a new expert commission will have to be established for this purpose (13). No decisions in this regard are expected before the end of 2018. However, according to the latest NRW Industry Policy Guidelines of December 2016 as issued by the Economy Ministry of North Rhine-Westphalia, a definite date for the phasing-out of coal-based electricity generation is still some way off (14).

In 2016 40 % of all the electricity produced nationwide was still based on solid fuel (coal and lignite), compared with just 30 % from renewable sources. As the energy transition continues to progress the massive significance that electricity supply already has in energy-industry terms will only increase further as a result of sector coupling towards electro mobility in transport and electricity-based combined heating and cooling concepts in conjunction with ongoing digitisation. Conventional electricity, and especially that produced from coal, will therefore have to remain an essential pillar of the existing power production process, even given the planned expansion of the renewables-based generating sector. Coal can continue to play this bridging role until such time as the transmission and distribution network has been adequately developed for delivering renewable electricity and cost-effective, commercial-scale power storage solutions have been found that can counterbalance those sustained periods when wind and solar energy production is at a low level. According to evidence-based data from the transmission grid operators on the performance of the different power generation facilities the guaranteed capacity of wind and solar generating installations taken together, in other words the supply of electricity available on-demand every day round the clock, was at most 1 % throughout 2015. That is why a conventional electricity production system is needed, for the time being at least, in order ensure that electricity is permanently available, to make good any temporary energy shortfalls and to deliver the balancing power and synchronised system services that are needed for a stable power supply grid (Figure 4).

einen unumgänglichen Schritt zur Sicherung ihrer wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit. Der damit verbundene Stellenabbau soll sozialverträglich erfolgen. Die STEAG wird im Rahmen ihres Programms „STEAG 2022“ durch Effizienz- und Portfoliomaßnahmen bessere Ergebnisse und Wachstum in anderen Bereichen des Energiemarkts anstreben (12). Die Bundesnetzagentur hat inzwischen entschieden, dass die Kraftwerke Weiher und Bexbach von der STEAG als Netzreserve betriebsbereit zu halten sind.

Auf lange Sicht, bis zum Jahr 2050, droht Kohlestrom in Deutschland ganz zu verschwinden, wenn sich das politisch veränderte Marktumfeld noch mehr in die von der Energiewende bisher vorgezeichnete Richtung entwickelt. Klar ist, dass gemäß dem im November 2016 von der Bundesregierung verabschiedeten Nationalen Klimaschutzplan 2050 (NKP 2050) die energiebedingten Treibhausgasemissionen – insbesondere CO₂ in Deutschland – um mindestens 80 % insgesamt und in der Stromerzeugung sogar um 100 % verringert werden sollen. Zugleich werden CCS bzw. CCU als Option im NKP 2050 lediglich im Kontext der Industrieproduktion thematisiert. Konkrete Festlegungen auf bestimmte Maßnahmen werden grundsätzlich vermieden. Stattdessen enthält der Klimaschutzplan sektorspezifische Ziele zur Minderung der CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 für alle Bereiche der Wirtschaft. Für den Stromsektor ist ein Minderungsziel von 61 bis 62 % gegenüber dem Jahr 1990 enthalten, was ohne CCS nicht ohne die Verdrängung eines beträchtlichen Teils der heute noch bestehenden inländischen Kohlekraftwerkskapazitäten möglich wäre.

Der Kohleverstromung wird zwar eine Rolle als Übergangstechnologie auf dem Weg zu einer vollständig regenerativen Stromerzeugung beigemessen, aber sie soll auf dem Weg dahin „schrittweise verringert“ werden. Zuvor müssten jedoch regionalwirtschaftliche und Beschäftigungsalternativen für die Kohlereviere entwickelt werden, u.a. durch eine neue Expertenkommission (13). Entscheidungen darüber sollen nicht vor Ende 2018 getroffen werden. Ein festes Ausstiegsdatum für die Kohleverstromung kommt aber – z.B. gemäß den vom nordrhein-westfälischen Wirtschaftsministerium herausgegebenen neuen Industriepolitischen Leitlinien NRW vom Dezember 2016 – noch lange nicht in Betracht (14).

Im Jahr 2016 basierten deutschlandweit immerhin noch 40 % der Stromerzeugung auf Kohle (Braunkohle und Steinkohle zusammengenommen), dagegen erst 30 % auf erneuerbaren Energien. Im weiteren Verlauf der Energiewende wird durch die sogenannte Sektorkopplung in Richtung auf „E-Mobilität“ im Verkehr und strombasierte Wärme/Kälte-Konzepte in Verbindung mit fortschreitender Digitalisierung die heute schon sehr große energiewirtschaftliche Bedeutung der Stromversorgung noch zunehmen. Konventioneller Strom und hier vor allem Kohlestrom werde daher auch beim planmäßigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung noch auf absehbare Zeit eine tragende Säule der laufenden Stromproduktion darstellen müssen. Diese Brückenfunktion kann die Kohle solange erfüllen, wie die Übertragungs- und Verteilnetze zum Transport des regenerativen Stroms nicht hinreichend ausgebaut sind und es an wirtschaftlich tragfähigen großtechnischen Stromspeicherlösungen mangelt, um auch anhaltende Zeiten schwacher Wind- und Solarstromproduktion ausgleichen zu können. Nach evidenzbasierten Angaben der

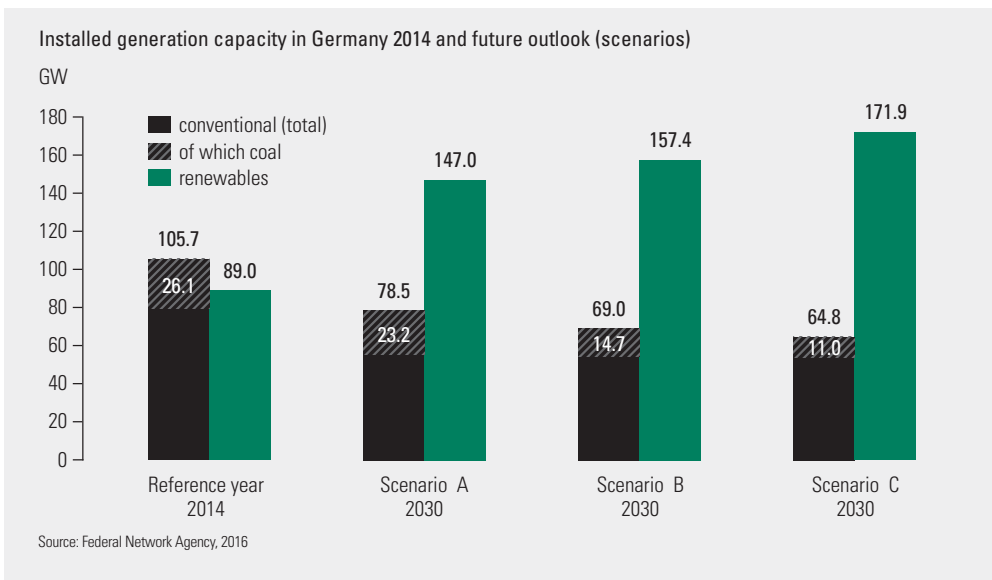


Fig. 4. Scenarios for homeland power generation capacities as put forward by transmission system operators for the year 2030.

Bild 4. Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber für inländische Stromerzeugungskapazitäten 2030.

This system requires power stations that are highly flexible and available at all times. Germany's existing coal-fired power-plant fleet already meets these requirements. Modern coal-burning power stations are now in some ways superior to gas-fired installations in terms of their load change rate and minimum load performance and are now increasingly able to combine part-load performance with operational flexibility. This applies not only to newly constructed plants but also to existing power stations that have undergone retrofits and upgrades (3).

Coal also enjoys a price advantage over gas. Another fact that remains unchanged is that solid fuel is still being obtained to some degree from reliable domestic sources – lignite is entirely home-produced while a certain amount of coal will still be mined here until 2018 – and coal can always be imported from a regionally diversified and logistically very flexible world market, whereas gas supplies depend to a large degree on imports from relatively few supplier and transit regions. Gas, whose most important contribution in any case is to supply the heat market, therefore continues to be beset with greater price and supply risks than coal.

As the latest comparative investigations into greenhouse-gas emissions from coal- and gas-fired installations have shown, replacing coal with gas for electricity generation would produce little or no environmental benefits (3, 15). While gas-fired combined-cycle power stations enjoy a significant efficiency edge in theory, this only applies during full heat extraction when electricity is being generated under full load at the same time. Given the conditions prevailing under the energy transition process most coal- and gas-fired plants will only realistically be operating under a part-load regime. And on the gas side, when under partial load the open gas turbines will be more economical than combined-cycle installations because of their lower capital costs and greater flexibility. Yet when compared with modern coal-fired power stations gas turbines, which have higher generating costs even when operating under full load, do not bring any environmental benefits in the overall analysis, even in terms of methane emis-

Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz der unterschiedlichen Stromerzeugungsanlagen im Jahr 2015 lag die gesicherte, also rund um die Uhr an jedem Tag verlässlich abrufbare Leistung bei Wind- und Solarstrom in Kombination, nur bei maximal 1%. Darum bleibt bis auf Weiteres ein konventionelles Stromversorgungssystem erforderlich, um die Versorgung jederzeit zu gewährleisten, temporäre Stromlücken zu schließen sowie die für ein stabiles Stromnetz erforderliche Regelleistung und synchronisierte Systemdienstleistungen zu erbringen (Bild 4).

Dieses System erfordert ständig verfügbare, sehr flexible Kraftwerke. Der bestehende deutsche Kohlekraftwerkspark erfüllt die dafür nötigen Anforderungen heute schon. Moderne Kohlekraftwerke sind Gaskraftwerken inzwischen sowohl von der Laständerungsgeschwindigkeit als auch von der Mindestlast her teilweise überlegen und kombinieren zunehmend günstiges Teillastverhalten mit betrieblicher Flexibilität. Das gilt nicht nur für Neubauten, sondern auch für durch Retrofitmaßnahmen modernisierte Bestandskraftwerke (3).

Die Kohle weist zugleich gegenüber dem Erdgas einen Preisvorteil auf. Unverändert gilt außerdem, dass die Kohle teilweise aus sicheren heimischen Quellen gewonnen wird – Braunkohle vollständig, die Steinkohle noch mit einem gewissen Anteil bis 2018 – oder im Fall der Steinkohle aus einem regional diversifizierten und logistisch sehr flexiblen Weltmarkt importiert werden kann, während bei Erdgas eine hohe Importabhängigkeit aus relativ wenigen Liefer- und Transitregionen besteht. Daher sind beim Erdgas, dessen wichtigster Beitrag ohnehin in der Versorgung des Wärmemarkts liegt, die Preis- und die Versorgungsrisiken nach wie vor größer als bei der Kohle.

Wie neuere Untersuchungen zum Vergleich der Treibhausgasemissionen von Kohle- und Gaskraftwerken gezeigt haben, würde eine Verdrängung von Steinkohle durch Gas in der Stromerzeugung klimapolitisch keinen Vorteil bringen (3, 15). GuD-Anlagen auf Erdgasbasis weisen zwar theoretisch einen großen Effizienzvorsprung aus, doch gilt dieser nur bei voller Wärmeauskopplung und

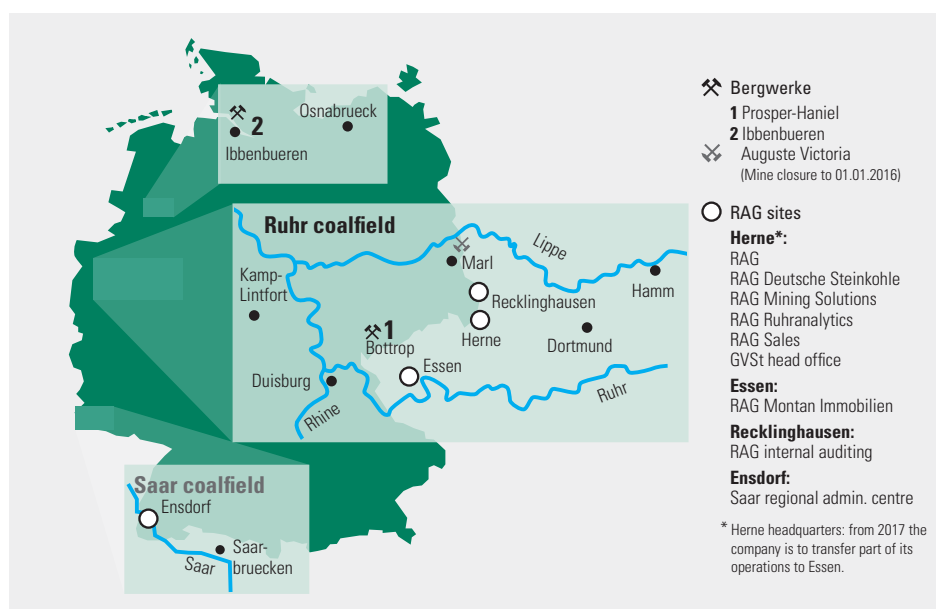


Fig. 5. German coal industry sites.
 Bild 5. Steinkohlenbergwerke und Standorte in Deutschland.

sions. And when running a part-load regime these gas-based installations actually perform much worse in emission terms than their coal-fired rivals (3).

The phasing-out of the German coal industry

The closure of Auguste Victoria colliery in Marl at the beginning of 2016 leaves Germany with just two active coal mines until the end of 2018: Prosper-Haniel in Bottrop, the last of the Ruhr collieries, and Ibbenbüren mine in northern Munsterland (Figure 5).

In 2016 these two collieries produced a total of 3.9 mtce. When combined with additional tonnages withdrawn from stock sales of domestic coal amounted to some 4.7 mt. Industry manpower was further downsized through 2016 by another 2,100 to leave just under 7,500 personnel on books by the year's end (Table 1).

In spite of imminent closure of the mining industry there is still a high level of motivation among the workforce, as the 2016 employee survey shows. Nearly 97% of the staff took part in the survey and 86% emphasised their loyalty to the company (16). This can be attributed not least to the company's commitment to the well-being of its workforce, as demonstrated at the recent Corporate Health Awards when the judging panel presented RAG's corporate health management section with a Certificate of Excellence in recognition of its work in this area. And at Ibbenbüren colliery safety training sessions with practical relevance are also organised below ground in order to raise employee awareness of safety issues (17, 18).

The VISION ZERO Europe Conference, which was held for the very first time in Bochum/Germany in September 2016 under the auspices of the Mining Section of the International Social Security Association (ISSA Mining) and Georg Agricola University of Applied Sciences (THGA) Bochum, demonstrated that the German coal industry's achievements in the field of occupational health, safety and environmental protection are held in high regard at international level (19). Representatives from RAG who is engaged

gleichzeitiger Stromerzeugung im Vollastbetrieb. Unter den Bedingungen der Energiewende sind jedoch für die meisten Kohle- wie auch Gasanlagen nur Teillastbetriebe realistisch. Im Teillastbetrieb sind auf der Gasseite die offenen Gasturbinen den GuD-Anlagen aufgrund geringerer Kapitalkosten und höherer Flexibilität wirtschaftlich überlegen. Doch im Vergleich zu modernen Steinkohlenkraftwerken bieten Gasturbinen bei höheren Erzeugungskosten selbst im Vollastbetrieb in einer Gesamtbetrachtung einschließlich der Methanemissionen keinen Klimaschutzzvorteil, im Teillastbetrieb schneiden diese gasbasierten Anlagen in der Emissionsbilanz sogar deutlich schlechter ab als kohlebasierte (3).

Auslaufprozess des deutschen Steinkohlenbergbaus

Nach der Stilllegung des Bergwerks Auguste Victoria in Marl zum Jahresbeginn 2016 gibt es bis Ende 2018 nur noch zwei aktive Steinkohlenbergwerke in Deutschland: Prosper-Haniel in Bottrop, das letzte Bergwerk im Ruhrgebiet, sowie das Bergwerk Ibbenbüren im nördlichen Münsterland (Bild 5). Die Gesamtproduktion beider Bergwerke betrug 3,9 Mio. t SKE im Jahr 2016. Der Absatz heimischer Steinkohle belief sich durch zusätzliche Liefermengen aus Abholdungen auf 4,7 Mio. t. Die Belegschaftsgröße sank im Verlauf des Jahres 2016 um weitere 2.100 auf noch knapp 7.500 Mitarbeiter zum Jahresende (Tabelle 1).

Trotz des Auslaufprozesses ist die Motivation der Mitarbeiter unverändert gut, wie die jüngste Mitarbeiterbefragung im Jahr 2016 zeigte. Fast 97% der Mitarbeiter beteiligten sich daran und 86% unterstrichen ihre Verbundenheit mit dem Unternehmen (16). Ein Grund für das gute Ergebnis liegt nicht zuletzt im Engagement des Unternehmens für das Wohl seiner Belegschaft. So zeichnete eine Fachjury bei der Übergabe des Corporate Health Awards das betriebliche Gesundheitsmanagement der RAG mit einem Exzellenz-Zertifikat aus und auf dem Bergwerk Ibbenbüren wird die Sensibilität der Mitarbeiter durch Sicherheitsschulungen mit Praxisbezug in einem Betriebspunkt unter Tage zusätzlich gefördert (17, 18).

in close cooperation with the German Employers' Liability Insurance Association for the Raw Materials and Chemical Industry (BG RCI) within the scope of implementing Vision Zero were also among the body of speakers who addressed the 260 or so company and employee representatives, work-safety experts, scientists and social insurance specialists from more than 20 countries. The Vision Zero Strategy being promoted by the ISSA Mining seeks to improve health and safety standards in the international mining and raw-materials industries to such levels that the number of accidents, illnesses and damaging events are reduced to virtually zero. The VISION ZERO Europe Conference in Bochum was the prelude to a series of global events and initiatives and the German mining industry, with its long tradition, has a wealth of experience to bring to the table.

On the technical side the German coal industry still has a number of interesting developments to report as it prepares for shut-down. A 3D mine control room system developed by RAG e.g. now allows users to monitor underground developments directly from any PC station company-wide (20). Previously the main colliery control centre was the only place where staff could access 3D images with process linkage. Now company employees can observe situation changes directly without having to go via the mine control room and as a result can react more quickly to individual events.

At Prosper-Haniel colliery the first direct transfer of a complete face installation was successfully completed in the Zollverein seam. After the first panel reached its boundary the entire powered support system, comprising complete units weighing nearly 40 t, was transferred directly to the next face (21). Each transport convoy had a total weight of 60 t. As a result of the positive experience acquired from this face transfer the concept was optimised so that transports with a total load of 100 t are now possible (22). The final tunnel breakthrough (Figure 6) in December 2016 was the last drivage operation that will be undertaken at Prosper-Haniel colliery, spelling the end

Dass der Stand auf den Gebieten Arbeitssicherheit, Arbeits-, Gesundheits- und Umweltschutz im deutschen Steinkohlenbergbau auch international hohes Ansehen genießt, zeigte die 1. VISION ZERO Europe Conference, die im September 2016 in Bochum unter der Federführung der Bergbau-Sektion der Internationalen Vereinigung für Soziale Sicherheit (ISSA Mining) und der Technischen Hochschule Georg Agricola (THGA) Bochum, zum ersten Mal überhaupt stattfand (19). Unter den vor rd. 260 teilnehmenden Unternehmens- und Arbeitnehmervertretern, Arbeitsschutzexperten, Wissenschaftlern sowie Experten von Sozialversicherungen aus mehr als 20 Ländern Vortragenden waren auch Vertreter der RAG, die mit der Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie (BG RCI) eine enge Zusammenarbeit im Rahmen der Umsetzung von Vision Zero vereinbart hat. Die Vision Zero-Strategie der ISSA Mining verfolgt das Ziel, die Sicherheit und den Gesundheitsschutz an den Arbeitsplätzen in der internationalen Rohstoffindustrie so weit zu verbessern, dass die Zahl der Unfälle, Erkrankungen oder Schadensfälle gegen Null geht. Die VISION ZERO Europe-Konferenz in Bochum bildete den Auftakt einer Serie von weltweiten Veranstaltungen und Initiativen. Der deutsche Bergbau hat hier mit seiner langen Tradition eine Menge an Erfahrungen einzubringen.

Auch auf der technischen Seite gibt es im Auslauf des deutschen Steinkohlenbergbaus noch Nennenswertes zu berichten. Mit einer von der RAG entwickelten 3D-Wartensoftware können Anwender unternehmensweit von jedem Computerarbeitsplatz aus die Abläufe unter Tage direkt verfolgen (20). Bisher bildete die Warte als zentraler Ort die einzige Möglichkeit, auf 3D-Visualisierungen mit Prozessanbindung zuzugreifen. Nun können die Mitarbeiter ohne den Umweg über die Warte Veränderungen direkt beobachten und schneller auf besondere Ereignisse reagieren.

Auf dem Bergwerk Prosper-Haniel wurde der erste Direktumzug der Strebausrüstung im Flöz Zollverein erfolgreich durchgeführt. Nach dem Abbauende der ersten Bauhöhe war der Schreitausbau in kompletten Einheiten von fast 40 t Gewicht zur nächsten Bauhöhe direkt umgesetzt worden (21). Die Gesamtlast eines Transportzugs

	Unit	1957	1960	1970	1980	1990	1995	2000	2002	
Coal production	mtce	ca. 150	145.6	113.7	87.9	71.0	34.3	26.8	26.6	
	mt saleable ²⁾	149.4	142.3	111.3	86.6	69.8	33.3	26.1	25.7	
Coke production ⁴⁾	mt	42.3	37.2	32.2	20.7	10.3	3.8	2.0	2.1	
Briquette production ³⁾	mt	7.4	5.2	3.7	1.5	0.8	0.1	0.1	0.1	
Collieries ¹⁾	no.	173	146	69	39	27	12	10	9	
Colliery coke works ^{1) 4)}	no.	64	58	38	18	8	1	1	1	
Briquette factories	no.	25	21	10	5	3	2	2	2	
Sales	Power stations	mtce	18.0	22.1	31.8	34.1	39.3	27.6	20.8	21.1
	Steel industry (home market)	mtce	30.3	31.3	27.9	24.9	19.8	10.0	7.2	6.7
	Heating (home market)	mtce	68.1	61.3	28.5	9.4	4.1	0.7	0.4	0.3
	Exports	mtce	31.3	32.3	28.7	19.9	7.8	0.3	0.2	0.1
	Total	mtce	147.7	147.0	116.9	88.3	71.0	38.6	28.6	28.2
Employees ¹⁾	1,000	607.3	490.2	252.7	186.8	130.3	58.1	48.7	42.0	
Underground OMS	kg saleable ²⁾	1,599	2,057	3,755	3,948	5,008	6,685	6,539	6,497	
Daily production (working days) per colliery	t v.F. ²⁾	3,330	3,966	6,360	8,723	10,449	9,890	10,546	11,293	

¹⁾ year end ²⁾ To 1996 Saar in t=t ³⁾ Briquette production ceased at end 2007 ⁴⁾ Coke works transferred to steel industry on 1 June 2011

Table 1. The coal industry in review 1957 – 2016. // Tabelle 1. Steinkohle im Überblick 1957 – 2016. Source/Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.



Fig. 6. The final breakthrough in the Ruhr coalfield.
Bild 6. Letzter Durchschlag im Ruhrbergbau.

of a 160-year history of tunnelling at the mine and in the Ruhr coalfield (23).

The department responsible for mine-shaft filling operations has borrowed the climbing formwork system that is well-known in the building construction industry and has modified and adapted it to meet the special demands of the coal industry (24).

German mining equipment manufacturers now seem to be through the worst of the recession and after a 21% decline in sales to 2.8 bn. € in 2016 (Figure 7) this sector is now expecting some stability in 2017 and a gradual improvement from 2018 on. Domestic revenue in 2016 totalled some 210 m €, while proceeds from foreign sales were estimated at around 2.6 bn €. The largest export market was the EU group of countries, followed by Africa and the USA.

The German coal industry must continue to function under the politically predetermined national and European framework conditions that have been laid down for the socially-acceptable phasing-out of the subsidised mining industry by the end of 2018.

betrug 60 t. Aufgrund der positiven Erfahrungen bei diesem Strebumzug wurde das Konzept weiter optimiert, sodass nun Transporte mit einer Gesamtlast von 100 t möglich sind (22). Mit dem letzten Durchschlag (Bild 6) beendete das Bergwerk Prosper-Haniel im Dezember 2016 das Kapitel Vorleistung nach einer 160-jährigen Geschichte des Bergwerks und des Ruhrbergbaus (23).

In Zusammenhang mit der Verfüllung von Schächten wurde das aus dem Hochbau bekannte Verfahren der Kletterschalung modifiziert und an die Erfordernisse im Steinkohlenbergbau angepasst (24).

Die Bergbaumaschinenhersteller aus Deutschland haben die Talsohle durchschritten. Nach einem Umsatzrückgang von 21% auf 2,8 Mrd. € im Jahr 2016 (Bild 7) rechnet die Branche für das Jahr 2017 mit einer Stabilisierung und ab dem Jahr 2018 einer Verbesserung der Situation. Der Inlandsumsatz betrug im Jahr 2016 etwa 210 Mio. €, die Erlöse im Ausland wurden auf rd. 2,6 Mrd. € geschätzt. Größter Exportmarkt waren die Länder der EU vor Afrika und den USA.

2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015
25,6	21,5	21,5	22,0	17,7	14,2	13,2	12,3	11,1	7,8	7,8	6,4	3,9
24,7	20,7	20,7	21,3	17,1	13,8	12,9	12,1	10,8	7,6	7,6	6,2	3,8
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	2,0	0,8	-	-	-	-	-
0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	8	8	8	7	6	5	5	4	3	3	3	2
1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
2	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20,3	18,3	18,3	18,8	15,0	11,7	10,6	10,1	9,9	6,6	6,8	5,5	3,7
6,1	3,7	3,7	4,1	4,1	3,0	3,7	2,3	1,1	0,9	0,5	0,5	0,5
0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
26,8	22,4	22,4	23,3	19,5	15,2	14,8	12,8	11,4	8,0	7,7	6,3	4,5
38,5	35,4	35,4	32,8	30,4	27,3	24,2	20,9	17,6	14,5	12,1	9,6	7,5
6,735	6,409	6,409	7,071	6,309	5,597	6,092	6,623	6,876	6,624	7,491	7,251	6,645
10,922	10,359	10,359	10,761	9,793	9,146	8,535	9,584	8,655	10,170	10,228	8,264	7,637

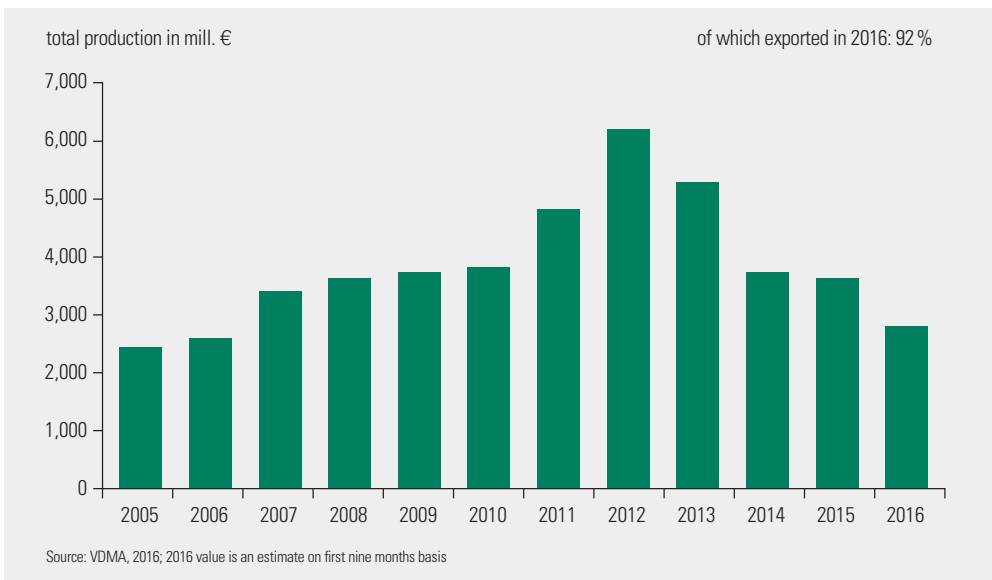


Fig. 7. Manufacturing output of the German mining equipment industry.
Bild 7. Produktion der deutschen Bergbaumaschinenindustrie

RAG's mine planning activities have to operate within this framework until the deadline year is reached. Some 80 % of the distance to the closure date has already been travelled and more than 95 % of the coal production capacity that existed during the peak years of the German economic miracle in the 1950s have now been closed down – a structural transformation that is without parallel and one that has left deep scars in the regions affected.

As Germany counts down the final months to the closure of its coal mining industry RAG and its subsidiaries are making strategic preparations for the post-mining era. Projects drawn up the year before (1) have now been honed and refined and a number of initial steps have already been taken. This includes the Ruhr Future Forum that was initiated by the RAG Foundation. This event was held at the Zollverein World Heritage Site in June 2016 and led on to a study examining the ongoing development of the former coalfield regions (25). The results of the study confirm that in spite of their considerable structural problems the old mining areas hold tremendous potential for a successful transition. And there have already been success stories, such as the intensification of the academic landscape (Education Region Ruhr), the growth in the healthcare industry, the diverse cultural landscape with industrial culture also featuring here, the model project InnovationCity Ruhr that has initiated a climate-friendly urban development in the traditional mining town of Bottrop, and which is now to be rolled-out to other communities in the area, and the Kreativ.Quartier Lohberg initiative at the old Lohberg colliery in Dinslaken, which shows how a holistic project approach can shape the integration process (26). Yet all this is not enough and the unemployment rate in the region is still above 10 %. Business, government and public sectors therefore need to come up with constructive solutions capable of solving the structural problems currently affecting the coalfield communities. In the Ruhr in particular the study indicates that these new strategic approaches not only have to be identified but actually put into action sometime soon, i.e. within the next ten years, if the entire region is not to be left behind long-term.

Unverändert gelten für die deutsche Steinkohle die politisch vorgegebenen nationalen und europäischen Rahmenbedingungen für einen sozialverträglichen Auslauf des subventionierten Steinkohlenbergbaus bis zum Ende des Jahres 2018. In diesem Rahmen bewegt sich die bis Ende 2018 gerichtete Bergbauplanung der RAG. Inzwischen sind 80 % der Wegstrecke des Auslaufbergbaus umgesetzt worden. Im Vergleich mit den Spitzenzeiten während des deutschen Wirtschaftswunders der 1950er Jahre sind mittlerweile über 95 % der Kapazität abgebaut worden – ein Strukturwandel ohne Gleichen, der in den betroffenen Regionen tiefe Spuren hinterlassen hat.

Parallel zum Auslauf des heimischen Steinkohlenbergbaus bereitet sich die RAG mit ihren Tochterunternehmen strategisch auf die Nachbergbauzeit vor. Die im Vorjahr dazu skizzierten Vorhaben (1) sind im Jahr 2016 gezielt weiterentwickelt und erste Schritte umgesetzt worden. Dazu gehörte beispielsweise das von der RAG-Stiftung initiierte und im Juni 2016 auf dem Welterbe Zollverein veranstaltete „Zukunftsforum Ruhr“ mit der Vorlage einer Zukunftsstudie zur Weiterentwicklung der ehemaligen Bergbauregionen (25). Die Ergebnisse der Studie belegen, dass die Bergbauregionen trotz ihrer beträchtlichen Strukturprobleme beachtliche Potentiale für einen erfolgreichen Wandel haben. Erfolgsbeispiele sind der dichte Ausbau der Hochschulandschaft (Bildungsregion Ruhr), das Wachstum der Gesundheitswirtschaft, die vielfältige Kulturlandschaft, einschließlich der besonderen Industriekultur, sowie z.B. auch das Modellprojekt InnovationCity Ruhr für eine klimafreundliche Stadtentwicklung in der klassischen Bergbaustadt Bottrop, das nun auf andere Kommunen der Region ausgeweitet werden soll, oder das Kreativ.Quartier Lohberg des ehemaligen Bergwerks Lohberg in Dinslaken, das zeigt, wie eine ganzheitlich angelegte Projektentwicklung Integration gestalten kann (26). Das alles reicht jedoch längst nicht aus und die regionale Arbeitslosenquote liegt immer noch über 10 %. Deswegen sollten Wirtschaft, Politik und Öffentlichkeit nach weiteren konstruktiven Lösungen für die Strukturprobleme der Kohleregionen suchen. Speziell im Ruhrgebiet

The “Initiativkreis Ruhr” programme that was set up by the region’s business community has already come up with some concrete proposals (27). This business grouping recognises that the region has for many years been seriously compromised by the decline of the mining industry and other parts of the coal, iron and steel sector and even of their follow-up industries. Add to this the serious consequences that the energy transition has had for the “energy centre” of Germany and the financial burden that regional structural change and its social impact has imposed on the municipalities involved. As well as launching initiatives of its own the Ruhr therefore needs greater regional-policy support from the federal and state governments, which will help to relieve the local communities and mobilise more investment in the region in the form of business start-ups. As well as developing better mobility and logistics this also means projects to enhance the attractiveness of the different neighbourhoods and districts that once formed the old Ruhr coalfield.

RAG is set to continue in operation beyond 2018. In its first sustainability report published in 2016 the company identified ten action fields which demonstrate that its corporate responsibility does not terminate with the end of the mining industry. These commitments include the protection of the natural environment insofar as this is affected by previous, current and future operations – a complex of problems that involve abandoned mines, mining-related subsidence and other legacies of the mining industry. They also involve mine safety and the maintenance

müssen diese neuen Weichenstellungen laut der Studie schon bald, d. h. in den kommenden zehn Jahren, nicht nur identifiziert, sondern auch durchgesetzt werden, damit es nicht dauerhaft „abgehängt“ wird.

Der von der regionalen Wirtschaft gebildete Initiativkreis Ruhr hat dazu einige konkrete Vorschläge gemacht (27). Er weist darauf hin, dass die Region nicht nur durch den Niedergang des Steinkohlenbergbaus und weiteren Teilen der Montan- und sogar deren Nachfolgeindustrien seit Langem in besonderer Weise belastet ist. Hinzu gekommen sind auch die gravierenden Folgen der Energiewende für das bisherige „Energiezentrum“ Deutschlands sowie die mit dem regionalen Strukturwandel und seinen sozialen Auswirkungen verbundenen finanziellen Belastungen der Kommunen. Deshalb braucht das Ruhrgebiet neben weiteren eigenen Anstrengungen eine verstärkte regionalpolitische Förderung durch Bund und Land, welche hilft, die Kommunen zu entlasten und mehr Investitionen einschließlich Unternehmensgründungen in der Region anzustoßen, insbesondere in den Bereichen Mobilität, Logistik sowie Attraktivität der Stadtviertel und Quartiere des einstigen Kohlenpotts.

Die RAG als Unternehmen, das über das Jahr 2018 hinaus Bestand haben wird, hat in ihrem im Jahr 2016 erstmals veröffentlichten Nachhaltigkeitsbericht zehn Handlungsfelder identifiziert, die aufzeigen, dass mit dem Ende des Bergbaus nicht ihre unternehmerische Verantwortung endet wird. Diese Verantwortung beinhaltet den Schutz der Umwelt in Bezug auf frühere, ge-

of health and safety standards, both at operating collieries and during mine de-commissioning operations, land management responsibilities, requirements relating to public dialogue, transparency and compliance, responsible financial management, exemplary social partnership, the preservation of mining heritage and mining culture and the question of “identity 2018”, which has to embrace the idea that “every future needs a past” (28).

RAG’s core business remit for the post-mining era will be to fulfil the eternity tasks (mine dewatering, groundwater purification and polder drainage measures) that will have to be carried out for an indefinite period and which will be funded by the RAG Foundation that has been specially set up for this purpose. The main focus of this work will be on post-mining drainage operations, which will have to be made ecologically and economically more effective in the interest of sustainability (29). The mine-water concepts required for such an undertaking are now at an advanced stage of planning. In the longer term this will involve reducing the number of pumping stations from 18 to eight, thereby helping to relieve the present network of receiving streams and water bodies, and converting the fixed pumping installations currently set up below ground to well-based dewatering using submersible centrifugal pumps, which will allow controllable adjustment of the pumping level of the mine water table while always maintaining a safe distance to the groundwater and drinking water. In this connection there will be further exploration of the high-profile issue of residue materials left below ground and the impact they may have (3). Various expert reports and assessments are being prepared in this regard and dedicated monitoring systems are also to be set up by both the mining authorities and the company itself. Help and guidance in this area will also be provided by a scientific advisory committee attached to RAG and by the Research Centre Post-Mining that was established in 2015 by the THGA, the first of its kind in the world.

Intensive investigations are also under way into the potential use of heat from mine water as a source of geothermal energy for renewable energy projects. This complements the various projects and measures already under way for using mining infrastructure to generate renewable energy. In addition, 2016 saw development work start on a realisation plan to use mine workings as infrastructure for underground pumped-storage power stations and a feasibility study for such a scheme has now been commissioned by the NRW Environment and Climate Protection Ministry (30). The system would operate as follows: When there is surplus energy available water is pumped from an underground circular storage tank up into a surface reservoir. When energy demand is high the water is allowed to flow back underground through a turbine, thereby generating electricity (31). After the system has been shown to be technically realisable the aim now is to establish the conditions for commercial feasibility and to make a concrete assessment of the scheme’s general viability.

Trends for 2017

While the coal market worldwide is expected to show some signs of recovery in 2017 after the quantitative reverses suffered the year before, with world market prices likely to even out at a much higher level than was the case by mid-year 2016, the indications at national level point to a further decline in consumption.

genwärtige und künftige Aktivitäten, damit verbunden den Problembereich Altbergbau, Bergschäden und Bergbaufolgen, ebenso Arbeitsschutz und Grubensicherheit im noch laufenden Bergbau und beim Rückbau, ferner das Flächenmanagement, die Anforderungen an öffentlichen Dialog, Transparenz und Compliance, ein verantwortungsvolles Finanzmanagement, die vorbildliche Sozialpartnerschaft, die Bewahrung von Bergbauerbe und Bergbaukultur sowie die Frage der „Identität 2018“, die von der Einsicht ausgehen muss, „Zukunft braucht Herkunft“ (28).

Die unternehmerische Kernaufgabe der RAG in der Nachbergbauzeit wird die operative Erfüllung der sogenannten Ewigkeitsaufgaben sein (Grubenwasserhaltung, Poldermaßnahmen und Grundwasserreinigung), die aus den Mitteln der dafür gegründeten RAG-Stiftung finanziert und auf unbegrenzte Zeit geleistet werden müssen. Der Schwerpunkt liegt in diesem Zusammenhang bei der nachbergbaulichen Grubenwasserhaltung, die im Interesse der Nachhaltigkeit ökologisch und ökonomisch optimiert werden muss (29). Die dazu erforderlichen Grubenwasserkonzepte sind planerisch weiter vorangetrieben worden. Langfristig vorgesehen sind eine Verringerung der Zahl der Wasserhaltungsstandorte von 18 auf acht und damit eine entsprechende Entlastung bisheriger Einleitungsgewässer, eine technische Umstellung von festen Pumpenanlagen unter Tage auf Brunnenwasserhaltung mit Tauchmotorkreiselpumpen sowie eine dadurch steuerbare Anpassung des Pumpniveaus des Grubenwasserspiegels unter stetiger Wahrung eines Sicherheitsabstands zum Grund- und Trinkwasser. In Verbindung damit wird auch die viel beachtete Frage der Auswirkung der unter Tage verbliebenen Betriebs- und Reststoffe weiter geprüft (3). Neben der Anfertigung verschiedener Gutachten erfolgt dazu ein behördliches sowie ein unternehmenseigenes Monitoring, ferner die Beratung durch einen wissenschaftlichen Begleitkreis der RAG einschließlich des im Jahr 2015 eingerichteten „Forschungszentrums Nachbergbau“ der THGA, dem weltweit ersten seiner Art.

Intensiv untersucht wird des Weiteren, inwieweit sich die Grubenwasserwärme als Form der Geothermie zur erneuerbaren Energieproduktion nutzen lässt, dies in Ergänzung zu diversen schon eingeleiteten Projekten und Maßnahmen zur Nutzung von Bergbauinfrastruktur für regenerative Energien. Darüber hinaus wurde im Jahr 2016 die Entwicklung eines Realisierungskonzepts für die Nutzung von Anlagen des Steinkohlenbergbaus als unterirdische Pumpspeicherkraftwerke (UPSW) gestartet und dazu vom Umwelt- und Klimaschutzministerium NRW eine Machbarkeitsstudie in Auftrag gegeben (30). Bei Energieüberschuss würde Wasser aus einem untertägigen Ringspeicher in das Becken über Tage gepumpt. Bei hoher Stromnachfrage fließt das Wasser wieder nach unten, wobei eine Turbine Strom erzeugt (31). Nachdem die technische Machbarkeit bereits nachgewiesen worden ist, sollen nun die Bedingungen für die wirtschaftliche Machbarkeit ermittelt und ihre Realisierbarkeit konkret abgeschätzt werden.

Trend 2017

Während sich der Steinkohlenmarkt 2017 global betrachtet nach der mengenmäßigen Rückwärtsbewegung im Vorjahr wieder leicht erholen dürfte und sich die Weltmarktpreise auf einem voraussichtlich beträchtlich höheren Niveau als bis Mitte 2016 einpendeln, muss auf nationaler Ebene mit einem weiteren Ver-

Against the background of the energy transition, and in anticipation of the National Climate Plan, the prospects certainly do not look good for coal-fired electricity generation and the closure notifications that have already been posted for several coal-fired power station units speak for themselves. International developments too could well lead to some dislocation of Germany's steel manufacturing base and this would affect homeland demand for coking coal and coke. The downturn in coal consumption that is extremely likely on the home front will also hit coal import figures in 2017, for although imports have been on the increase for a number of years coal production from Germany's remaining mines, which are facing closure in the very near future, is likely to remain steady at a bottom-line level as planned. Notwithstanding all this, planning is continuing apace for the post-mining era.

brauchsrückgang gerechnet werden. Insbesondere in der Steinkohlenverstromung sind die Perspektiven unter den gegebenen Bedingungen der Energiewende und mit Blick auf den Nationalen Klimaschutzplan nicht eben günstig und die bereits vorliegenden Stilllegungsanzeigen für mehrere Steinkohlenkraftwerksblöcke sprechen für sich. Nicht auszuschließen sind durch internationale Entwicklungen auch Verwerfungen für den Stahlstandort Deutschland und damit der inländischen Koks- und Koks-nachfrage. Der hierzulande sehr wahrscheinliche Rückgang des Steinkohlenverbrauchs wird im Jahr 2017 sicherlich auch die seit Jahren expansiven Steinkohlenimporte treffen, denn die vor dem Auslauf stehende inländische Steinkohlenförderung wird auf dem erreichten niedrigen Niveau planmäßig stabil bleiben. Gleichwohl schreitet die Planung für die Nachbergbauzeit weiter voran.

References / Quellenverzeichnis

- (1) van de Loo, K.; Sitte, A.-P.: Steinkohle in Deutschland 2016. In: Mining Report Glückauf (152) Heft 2/2016, S. 118 – 129.
- (2) IEA: Pressemitteilung zum Coal Medium-Term Market Outlook 2016, 12.12.2016, <https://www.iea.org/newsroom/news/2016/december/medium-term-coal-market-report-2016.html>
- (3) Gesamtverband Steinkohle e.V.: Jahresbericht 2016 „Zuverlässig im Wandel“. Herne, November 2016.
- (4) BGR: Energiestudie 2016, S. 52ff.
- (5) AG Energiebilanzen: Der Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016.
- (6) Stahlinstitut: Pressemitteilung „Unsicherheiten gefährden fragile Erholung der Stahlkonjunktur in Deutschland“. Düsseldorf, 18.01.2017.
- (7) BMWi: <http://www.bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=773218.html>
- (8) BMWi: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-2017-wettbewerbliche-verguetung.html>
- (9) BMWi: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-2017-wettbewerbliche-verguetung.html>
- (10) <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie.html>
- (11) Stratmann, K.: Das schleichende Ende der Kohle. In: Handelsblatt, Düsseldorf, 10.01.2017.
- (12) STEAG GmbH: Pressemitteilung „STEAG 2022: Strategische Perspektive in der Energiewirtschaft“, Essen, 12.09.2016.
- (13) BMUB: Pressemitteilung vom 14.11.2016 und den dort verlinkten Volltext des NKP 2050: http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/klimaschutzplan-2050-kabinett-beschliesst-wegweiser-in-ein-klimaneutrales-deutschland/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=2551 bzw. http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- (14) <http://www.nrz.de/politik/minister-duin-steckt-neue-leitlinien-fuer-industriepolitik-ab-id208890441.html>
- (15) VDKi: Pöyry-Studie. <http://www.kohlenimporteure.de/aktuelle-meldungen/management-summary-zur-poeyry-studie.html>.
- (16) Die Stimmung stimmt. Steinkohle, Heft 11/2016, S. 6 – 7.
- (17) Jury zeichnet Gesundheitsmanagement aus. Steinkohle, Heft 02/2016, S. 10.
- (18) Realitätsnahe Sicherheitsunterweisung. Steinkohle, Heft 01/2017, S. 18.
- (19) Konkolewsky, H.-H.: Arbeitssicherheit, Gesundheitsschutz und Arbeitsklima: Die Vision der ISSA in einer Zeit stetiger Veränderungen in der Arbeitswelt. Mining Report Glückauf (153) Heft 1/2017, S. 15 – 21.
- (20) Alle Prozesse ständig im Bild. Steinkohle, Heft 05/2016, S. 8.
- (21) Heinz, G.; Fischer, P.; Borkent, F.; Rotert, T.: Planung und Durchführung des ersten Direktumzugs in Flöz Zollverein des Bergwerks Prosper-Haniel. Mining Report Glückauf (152) Heft 2/2016, S. 308 – 319.
- (22) Sechs auf einen Streich. Steinkohle, Heft 01/2017, S. 16.
- (23) Letzter Durchschlag auf Prosper-Haniel. Steinkohle, Heft 01/2017, S. 9 – 11.
- (24) Neues Verfahren zur Schachtverfüllung entwickelt. Steinkohle, Heft 08/2016, S. 13.
- (25) RAG-Stiftung: Pressemitteilung „Das Schicksalsjahrzehnt: RAG-Stiftung-Zukunftsstudie liefert Impulse für die Erneuerung des Ruhrgebiets“, Essen, 09.06.2016.
- (26) Kreativer Wandel. Steinkohle, Heft 10/2016, S. 7 – 9.
- (27) Initiativkreises Ruhr: Pressemitteilung „Ruhrgebiet kann Pilotregion für neues Fördersystem nach Ende des Soli werden“, Essen, 11.1.2017, und Handlungspapier „Starke Industrie braucht modernes Umfeld – Bestandsaufnahme zum Handlungspapier zu Mobilität, Flächen und Quartieren im Ruhrgebiet“, Essen, Januar 2017.
- (28) RAG Aktiengesellschaft: „Verantwortung für die Regionen – Bericht 2015“, Herne, 2016.
- (29) RAG Aktiengesellschaft: „Aufgaben für die Ewigkeit – Grubenwasserhaltung, Poldermaßnahmen und Grundwassermanagement im Ruhrgebiet“, Herne, 2016.
- (30) „Grüner Strom aus alten Schächten“: <http://www.upsw.de/index.php/de/> sowie etliche Presseberichte aus 2016, etwa https://www.welt.de/newsticker/dpa_nt/infoline_nt/wirtschaft_nt/article157853165/Bottroper-Ruhr-Zeche-koennte-riesiger-Stromspeicher-werden.html oder <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/bottroper-zeche-koennte-riesiges-pumpspeicher-kraftwerk-werden-a-1109446.html>
- (31) Erneuerbare Energien aus dem Untergrund. Steinkohle, Heft 12/2016, S. 20 – 21.

Authors / Autoren

Dipl.-Ökonom Dr. Kai van de Loo, Dipl.-Ing. Andreas-Peter Sitte, Gesamtverband Steinkohle e.V. (GVSt), Herne