

The German lignite industry in 2020

Die deutsche Braunkohlenindustrie im Jahr 2020

UWE MAAßEN, HANS-WILHELM SCHIFFER, Germany

1 Overview

Germany's domestic lignite output decreased by 23.9 Mt, which equals 18.2 %, from 131.3 Mt to 107.4 Mt between 2019 and 2020. The lignite extracted in 2020 had a net calorific value of 33.4 Mtce. 93.1 Mt, or almost 87 %, of that output were used in utility power plants supplying the general public. This translates into a decrease of 19.1 % compared to the previous year. The sharp decline in power generation from lignite was primarily due to the pandemic-related decrease in electricity consumption, the transfer of additional power plant units into a secure and reliable standby mode for backup purposes, unplanned power plant outages, shifts within the competitive situation due to low natural gas prices and relatively high CO₂ prices on the national and European electricity markets as well as the continued increase in power generation from renewables. In 2020, 11.5 Mt were used in the factories of the lignite mining industry for the manufacture of solid products. 2.1 Mt were used to generate electricity in mine-mouth power plants. 0.7 Mt accounted for other sales of raw lignite and changes in stocks. Lignite's contribution to Germany's total gross electricity production amounted to 16.1 % in 2020.

1 Überblick

Die inländische Braunkohlegewinnung hat sich von 131,3 Mio. t im Jahr 2019 um 23,9 Mio. t entsprechend 18,2 % auf 107,4 Mio. t im Jahr 2020 verringert. Von der im Jahr 2020 realisierten Fördermenge, die einem Heizwert von 33,4 Mio. t SKE entspricht, wurden mit 93,1 Mio. t knapp 87 % in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung eingesetzt. Das waren 19,1 % weniger als im Vorjahr. Zu den wichtigsten Ursachen für die starken Einbußen bei der Stromerzeugung aus Braunkohle gehören der pandemiebedingte Stromverbrauchsrückgang, die Einstellung weiterer Blöcke in die Sicherheitsbereitschaft, ungeplante Kraftwerksausfälle, durch niedrige Erdgas- und relativ hohe CO₂-Preise bedingte Verschiebungen der Wettbewerbssituation auf dem nationalen und europäischen Strommarkt sowie die fortgesetzte Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. 11,5 Mio. t sind 2020 in den Fabriken des Braunkohlebergbaus zur Herstellung fester Produkte verwendet worden. 2,1 Mio. t wurden zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken genutzt. Auf sonstigen Rohkohlenabsatz und Bestandsveränderungen entfielen 0,7 Mio. t. Zur gesamten Brutto-Stromerzeugung in Deutschland hat die Braunkohle im Jahr 2020 mit 16,1 % beigetragen.

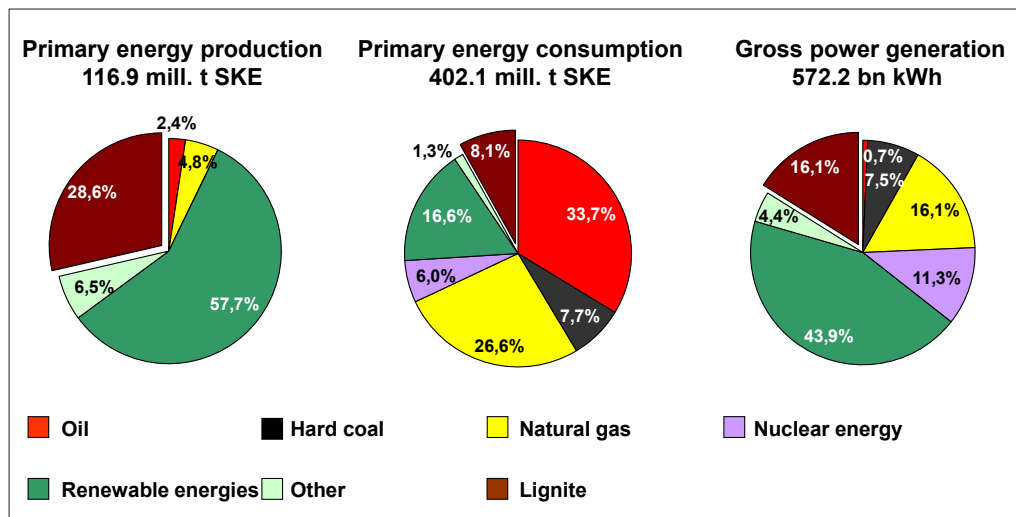


Fig. 1:
The role of lignite in Germany's energy economy 2020 (Source: AGEBA Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen and BDEW; Status: March 2021)
Abb. 1:
Die Stellung der Braunkohle in der Energiewirtschaft Deutschlands 2020

Dipl.-Volkswirt UWE MAAßEN,
Managing Director, The German Coal Industry's Statistical Office
DEBRIV – Bundesverband Braunkohle, Auenheimer Str. 27,
50129 Bergheim, Germany
Tel. +49 (0) 2271-99577-34, Fax +49 (0) 2271-99577-834
e-mail: uwe.maassen@braunkohle.de

Dr. rer. pol. HANS-WILHELM SCHIFFER,
Member of the Studies Committee, World Energy Council,
London, Silkestraße 25, 50999 Köln, Germany
e-mail: hwschiffer@t-online.de

Die Braunkohle war im Jahr 2020 mit 8,1 % am Primärenergieverbrauch beteiligt. Damit stand die Braunkohle in der deutschen Energieverbrauchsbilanz hinter Mineralöl (33,7 %), Erdgas (26,6 %) und erneuerbaren Energien (16,6 %) an vierter Stelle. Auf Steinkohlen entfielen 7,7 %, auf Kernenergie 6,0 % und auf sonstige Energien 1,3 %.

Mit einer Fördermenge von 33,4 Mio. t SKE hielt die Braunkohle im Jahr 2020 bundesweit einen Anteil von 28,6 % an der inländischen Primärenergiegewinnung von 116,9 Mio. t SKE. Die Beiträge der anderen Energieträger zur Primärenergiegewinnung teilen sich im Jahr 2020 wie folgt auf: 4,8 Mio. t SKE Erdgas,

Table 1:
Contribution of lignite-mining areas to Germany's energy supply, 2020 (provisional, some figures are estimates; position: March 2021; sources: AG Energiebilanzen, BDEW, own calculations)
Tab. 1:
Beitrag der Braunkohlenreviere zur Energieversorgung in Deutschland 2020 (vorläufig, z.T. geschätzt; Stand: März 2021; Quelle: AG Energiebilanzen, BDEW, eigene Berechnung)

	Unit Einheit	Rhineland Rheinland	Lusatia Lausitz	Central Germany Mitteldeutschland	Total
1. Primary energy production (PEP) Primärenergiegewinnung (PEG)	Mtce Mio. t SKE	20.2	15.1	5.3	40.6
Share of PEP in Germany Anteil an der PEG in Deutschland	%	16.5	12.4	4.3	33.2
2. Primary energy consumption (PEC) Primärenergieverbrauch (PEV)	Mtce Mio. t SKE	19.8	14.8	5.2	39.8
Contribution to cover PEC in Germany Beitrag zur Deckung des PEV in Deutschland	%	4.5	3.4	1.2	9.1
3. Gross lignite-based power generation Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle	TWh	52.0	46.7	15.0	114.0
Contribution to gross power generation in Germany Beitrag zur Brutto-Stromerzeugung in Deutschland	%	8.5	7.6	2.5	18.6

In 2020, lignite contributed 8.1 % towards the primary energy consumption. Lignite, thus, ranked fourth in Germany's energy consumption balance behind mineral oil (33.7 %), natural gas (26.6 %), and renewables (16.6 %). Hard coal accounted for 7.7 %, nuclear energy for 6.0 %, and other energy sources for 1.3 %.

With an output of 33.4 Mtce, lignite accounted for 28.6 % of Germany's primary energy production which amounted to 116.9 Mtce in 2020. The contributions of the other energy sources to the primary energy production in 2020 were as follows: Natural gas 4.8 Mtce, mineral oil 2.4 Mtce, renewables 57.7 Mtce, and other energy sources 6.5 Mtce.

In 2020, 16.1 % of Germany's total gross electricity volume was produced with lignite. Together with natural gas (16.1 %), lignite, thus, assumed second place – behind renewables (43.9 %) – in the ranking of the most important input energies for electricity production in 2020, followed by nuclear energy with 11.2 % and hard coal with 7.5 %. Other energy sources contributed 4.5 % to the total gross electricity production (Figure 1).

The key figures for the contributions made by the individual lignite mining districts to Germany's energy supply are shown in Table 1. Figure 2 shows the volume and use of lignite in 2020.

Compared to the previous year, CO₂ emissions from lignite decreased by 23.3 Mt to 103.0 Mt in 2020 (Federal Environment Agency (UBA), Press Release No. 07/2021 dated March 15, 2021).

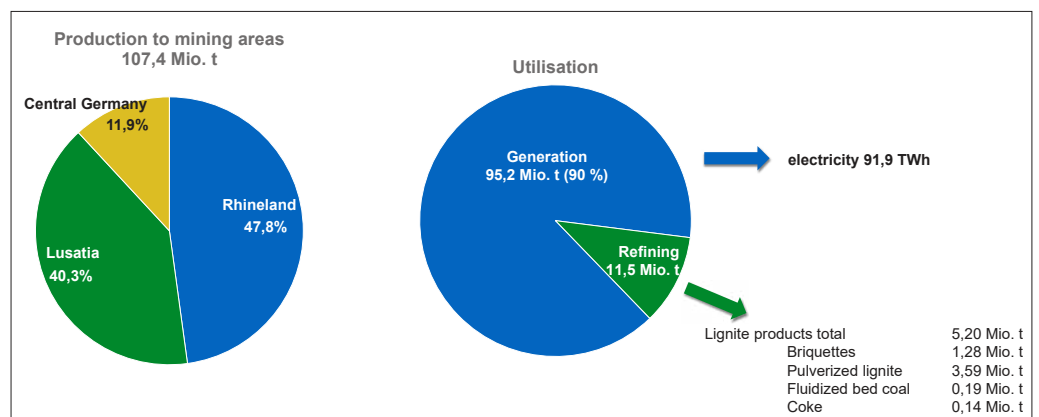
2,4 Mio. t SKE Mineralöl, 57,7 Mio. t SKE erneuerbare Energien sowie 6,5 Mio. t SKE sonstige Energieträger.

Im Jahr 2020 entfielen von der gesamten Brutto-Elektrizitätserzeugung in Deutschland 16,1 % auf die Braunkohle. Damit stand die Braunkohle in der Rangliste der wichtigsten Einsatzenergien zur Stromerzeugung 2020 – hinter erneuerbaren Energien (43,9 %) – gemeinsam mit Erdgas (16,1 %) auf dem zweiten Rang, gefolgt von Kernenergie mit 11,2 % und Steinkohle mit 7,5 %. Sonstige Energien trugen mit 4,5 % zur gesamten Brutto-Stromerzeugung bei (Abbildung 1).

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Kennzahlen zum Beitrag der einzelnen Braunkohlereviere zur Energieversorgung in Deutschland ausgewiesen. Abbildung 2 zeigt Aufkommen und Verwendung von Braunkohle im Jahr 2020.

Die CO₂-Emissionen aus Braunkohlen sind im Vergleich zum Vorjahr um 23,3 Mio. t auf 103,0 Mio. t gesunken (Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 07/2021 vom 15.03.2021). Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2020 war ein Rückgang der CO₂-Emissionen aus Braunkohlen um 236,4 Mio. t entsprechend 69,7 % zu verzeichnen. Der Anteil der Braunkohle an den gesamten CO₂-Emissionen in Deutschland (einschließlich Industrieprozesse, Lösemittel, Produktverwendung) beliefen sich diese 2020 auf 644,5 Mio. t) hat sich damit von 32,2 % im Jahr 1990 auf 16,0 % im Jahr 2020 vermindert (Abbildung 3).

Fig. 2:
Lignite production and utilisation in Germany 2020 (Data preliminary – Status: 03/2021, source: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.)
Abb. 2:
Braunkohlenförderung und -verwendung in Deutschland 2020 (Angaben z.T. vorläufig – Stand: 03/2021, Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.)



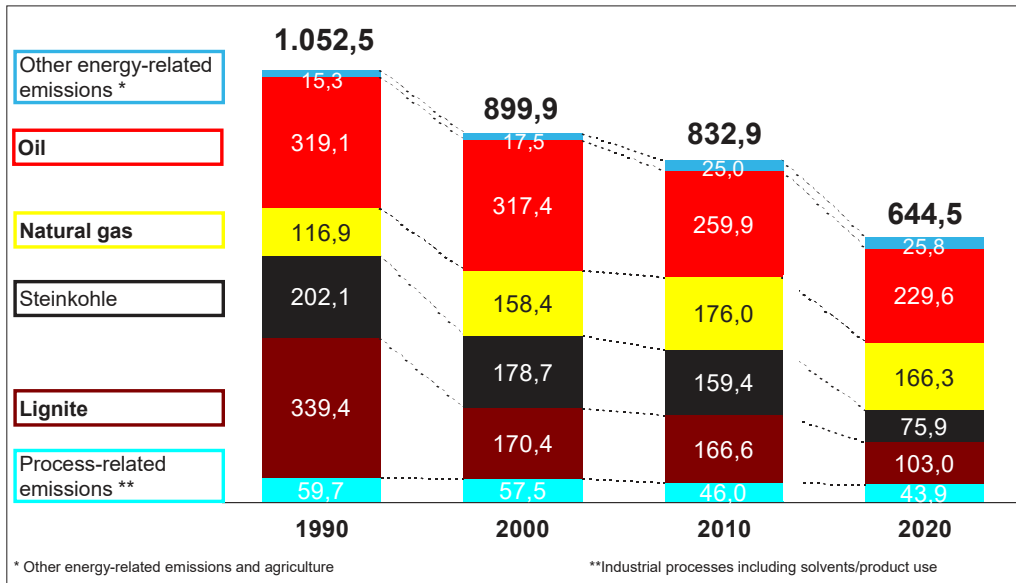


Fig. 3
CO₂-Emissions in Germany 1990 to 2020 – Energy-related emissions by energy source and process-related emissions in million metric tons

Abb. 3:
CO₂-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2020 – energiebedingte Emissionen nach Energieträgern und prozessbedingte Emissionen in Millionen Tonnen (Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 07/2021 vom 15.03.2021)

The entire period between 1990 and 2020 exhibited a decline of 236.4 Mt in CO₂ emissions from lignite, which translates into a decrease of 69.7%. Thus, lignite's share of the total CO₂ emissions in Germany (including industrial processes, solvents, and product use which totaled 644.5 Mt in 2020) dropped from 32.2% in 1990 to 16.0% in 2020.

2 Total volume and foreign trade

Germany's total volume of lignite amounted to 33.439 Mtce in 2020. 33.412 Mtce of this amount came from domestic outputs and 0.027 Mtce from imports.

Open-pit lignite mining, which amounted to 107.4 Mt in 2020, was concentrated in three regions. These are the Rhenish District in the city triangle Cologne–Aachen–Mönchengladbach, the Lusatian District in the southeastern corner of the State of Brandenburg and the northeastern section of the State of Saxony as well as the Central German District in the southeastern corner of the State

2 Aufkommen und Außenhandel

Das Aufkommen an Braunkohle in Deutschland belief sich im Jahr 2020 auf 33,439 Mio. t SKE. Es setzte sich mit 33,412 Mio. t SKE aus inländischen Fördermengen und mit 0,027 Mio. t SKE aus Importen zusammen.

Der Abbau der Braunkohle im Tagebau von 107,4 Mio. t im Jahr 2020 konzentrierte sich auf drei Regionen. Das sind das Rheinische Revier im Städtedreieck Köln–Aachen–Mönchengladbach, das Lausitzer Revier im Südosten des Landes Brandenburg und im Nordosten des Freistaates Sachsen und das Mitteldeutsche Revier im Südosten des Landes Sachsen-Anhalt und im Nordwesten des Freistaates Sachsen (Abbildung 4).

Der Braunkohlebergbau im Tagebau erfordert ein Abräumen der über der Kohle liegenden Erdschichten. Im Jahr 2020 sind insgesamt 613,6 Mio. m³ Deckgebirgsmassen bewegt worden. Daraus ergibt sich ein Leistungsverhältnis von 5,7 : 1 zwischen Abraum und Kohle (jeweils m³ Abraum zu t Kohle). Die in den einzelnen

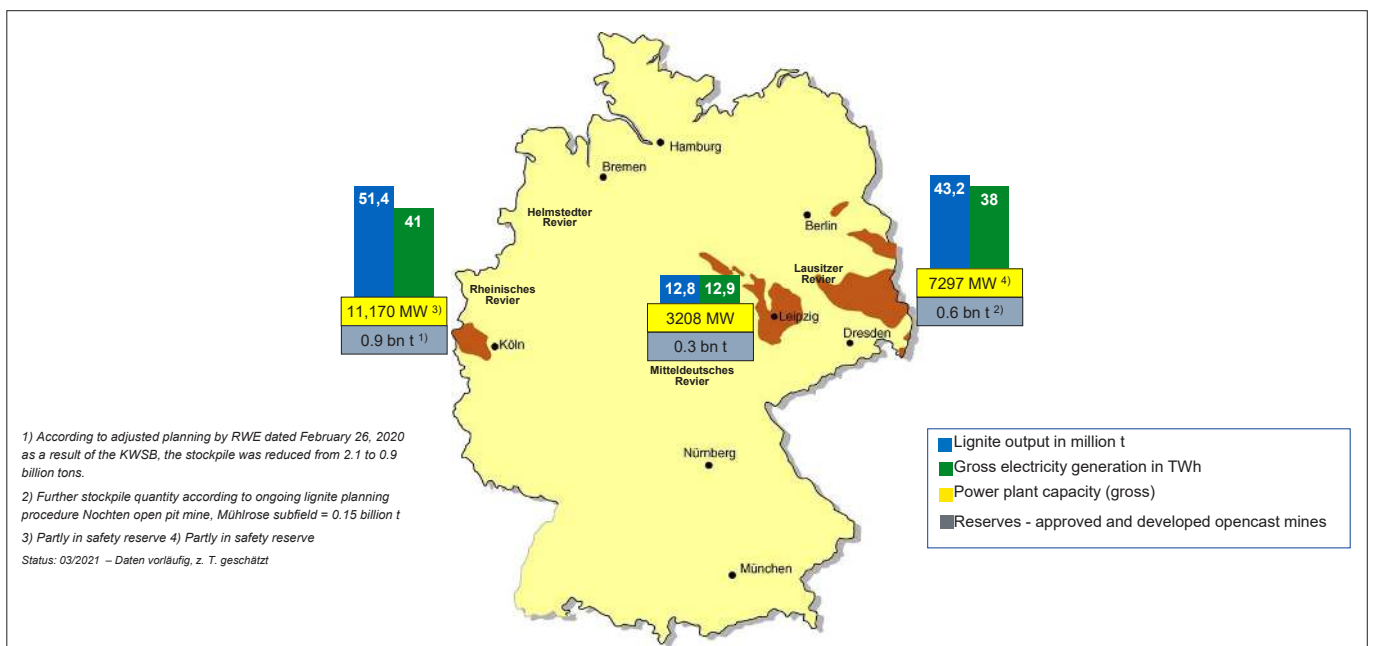


Fig. 4: Domestic lignite: large reserves, modern opencast mines and power plants 2020
Abb. 4: Heimische Braunkohle: große Vorräte, moderne Tagebaue und Kraftwerke 2020

Table 2: Output figures of lignite industry and net calorific values of the coal mined, by mining area, 2020 (Source: The German Coal Industry's Statistical Office)

Tab. 2: Leistungszahlen des Braunkohlenbergbaus sowie Heizwerte der geförderten Kohle nach Revieren im Jahr 2020 (Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft)

	Overburden moved [1000 m ³] <i>Abraumbewegung</i> [1000 m ³]	Lignite extraction [1000 t] <i>Braunkohlen-</i> <i>gewinnung</i> [1000 t]	Extraction ratio O : C [m ³ /t] <i>Förderverhältnis</i> <i>A / K</i> [m ³ /t]	Net calorific value [kJ/kg] <i>Heizwert</i> [kJ/kg]	ce factor ^{a)} [kg ce per kg] <i>SKE- Faktor</i> ^{a)} [kg SKE je kg]	Lignite output [1000 tce] <i>Braunkohlengewinnung</i> [1000 t SKE]
Rhineland / <i>Rheinland</i>	306,336	51,365	6.0 : 1	9,031	0.308	15,827
Lusatia / <i>Lausitz</i>	265,104	43,245	6.1 : 1	8,724	0.298	12,873
Central Germany / <i>Mitteldeutschland</i>	42,128	12,767	3.3 : 1	10,815	0.369	4,712
Total	613,568	107,377	5.7 : 1	9,111	0.311	33,412

^{a)} 1 kg ce equals 29,308 kJ / ^{a)} 1 kg SKE entspricht 29 308 kJ

of Saxony-Anhalt and the northwestern section of the State of Saxony (Figure 4).

Extracting lignite from open-pit mines requires the removal of the soil layers located on top of the coal. In 2020, a total of 613.6 Mm³ of overburden was moved which translates into a performance ratio of 5.7 : 1 between the overburden and the coal (i.e. one m³ of overburden for each t of coal). The average ratios attained in the individual mining districts as well as the respective calorific values of the extracted coal are shown in Table 2.

3 Development by mining districts

3.1 Rhenish District

RWE Power AG's lignite output amounted to approximately 51.37 Mt in 2020 which fell 20.7 % below the previous year's value. To expose the coal, 306.3 Mm³ of overburden had to be removed. Thus, the overburden-to-coal ratio was 6.0 : 1 (m³ : t) in 2020. For each individual open-pit mine, the 2020 output can be broken down as follows: Garzweiler accounted for 19.35 Mt (2019: 22.61 Mt), Hambach for 20.42 Mt (2019: 28.40 Mt), and Inden for 11.59 Mt (2019: 13.80 Mt). The Rhenish District's share in Germany's total lignite output amounted to 47.8 % in 2020.

3.2 Lusatian District

In the Lusatian District, the Lausitz Energie Bergbau AG (LE-B) extracted about 43.24 Mt of raw lignite in 2020. This equaled a decline of 16.8 % when compared to the previous year. For each individual open-pit mine, the 2020 output can be broken down as follows: Jänschwalde accounted for 7.4 Mt (2019: 7.4 Mt), Welzow-Süd for 15.8 Mt (2019: 17.4 Mt), Nochten for 14.0 Mt (2019: 14.6 Mt), and Reichwalde for 6.0 Mt (2019: 12.6 Mt). To expose the coal, 265.1 Mm³ of overburden had to be removed in the open-pit mines. Thus, the overburden-to-coal ratio was 6.1 : 1 (m³ : t) in 2020.

3.3 Central German District

With 12.8 Mt in 2020, the production level in the Central German District fell 12.0 % below the previous year's value. The most important company in this mining district is the Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG). This corporation is wholly owned by the EP Holding (EPH) corporation from the Czech Republic. In 2020, MIBRAG's total output amounted to 12.3 Mt, of which the open-pit mine Profen accounted for 4.7 Mt (2019: 5.6 Mt) and the open-pit mine Vereinigtes Schleenhain for 7.6 Mt (2019: 8.4 Mt).

Located also in the Central German District, the ROMONTA corporation operates an open-pit mine for crude montan wax

Revieren im Durchschnitt erreichten Relationen gehen – ebenso wie die jeweiligen Heizwerte der geförderten Kohle – aus Tabelle 2 hervor.

3 Entwicklung nach Revieren

3.1 Rheinisches Revier

Die Braunkohleförderung der RWE Power AG betrug 2020 rund 51,37 Mio. t. Sie war damit um 20,7 % niedriger als im Vorjahr. Zur Freilegung der Kohle wurden 306,3 Mio. m³ Abraumbewegt. Das Abraumbewegungs-zu-Kohle-Verhältnis lag damit 2020 bei 6,0 : 1 (m³ : t). Nach Tagebauen setzte sich die Förderung 2020 wie folgt zusammen: Es entfielen 19,35 Mio. t (2019: 22,61 Mio. t) auf Garzweiler, 20,42 Mio. t (2019: 28,40 Mio. t) auf Hambach und 11,59 Mio. t (2019: 13,80 Mio. t) auf Inden. Der Anteil des Rheinischen Reviers an der gesamten Braunkohleförderung in Deutschland lag 2020 bei 47,8 %.

3.2 Lausitzer Revier

2020 förderte die Lausitz Energie Bergbau AG (LE-B) im Lausitzer Revier rund 43,24 Mio. t Rohbraunkohle. Das waren 16,8 % weniger als im Vorjahr. Nach Tagebauen verteilte sich die Förderung 2020 wie folgt: Jänschwalde: 7,4 Mio. t (2019: 7,4 Mio. t), Welzow-Süd: 15,8 Mio. t (2019: 17,4 Mio. t), Nochten: 14,0 Mio. t (2019: 14,6 Mio. t), Reichwalde: 6,0 Mio. t (2019: 12,6 Mio. t). Zur Kohlenfreilegung wurden in den Tagebauen 265,1 Mio. m³ Abraumbewegt. Das Abraumbewegungs-zu-Kohle-Verhältnis lag damit 2020 bei 6,1 : 1 (m³ : t).

3.3 Mitteldeutsches Revier

Im Mitteldeutschen Revier wurde 2020 mit 12,8 Mio. t das Förderniveau des Vorjahres um 12,0 % unterschritten. Wichtigstes Unternehmen dieses Reviers ist die Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG). Diese Gesellschaft gehört zu 100 % zur EP Holding (EPH) aus der Tschechischen Republik. Zu der Förderung der MIBRAG von 12,3 Mio. t im Jahr 2020 trugen der Tagebau Profen mit 4,7 Mio. t (2019: 5,6 Mio. t) und der Tagebau Vereinigtes Schleenhain mit 7,6 Mio. t (2019: 8,4 Mio. t) bei.

Ebenfalls im Mitteldeutschen Revier unterhält ROMONTA am Standort Amsdorf zur Rohmontanwachsproduktion einen Tagebau. Zum 15. Mai 2020 waren die Geschäftsanteile der ROMONTA Bergwerks Holding AG vollständig an ein Erwerberkonsortium der GETEC Energie Holding GmbH rückwirkend zum 1. Januar 2020 veräußert worden. Aus dem Tagebau Amsdorf wurden 2020 zur extraktiven Gewinnung von Montanwachs 485 732 t bitumenhaltige Rohbraunkohle gefördert, aufbereitet, getrocknet und extrahiert. Hauptanwendungsgebiete von Montanwachs

	1990	2015	2018	2019	2020
Rhineland					
Output	102,181	95,214	86,33	64,807	51,365
Utilization:					
power and district heating	84,564	84,349	75,777	55,335	43,093
of which:					
• utility power plants	83,454	83,507	74,246	53,877	41,834
• mine-mouth power plants	1,111	842	1,532	1,458	1,258
• sales to co-generation plants	–	–	–	–	–
Input in upgrading plants/own consumption	13,429	10,571	10,326	9,282	8,077
Sales to other buyers	4,187	186	195	189	193
Sales to MIBRAG	–	113	30	0	0
Change in stocks ²⁾	–	–5	+2	+2	+2
Lusatia					
Output	168,045	62,452	60,696	51,998	43,245
Utilization:					
power and district heating	98,488	58,820	56,907	48,665	40,320
of which:					
• utility power plants ¹⁾	80,548	58,820	56,907	48,664	40,32
• mine-mouth power plants	11,440	–	–	–	–
• sales to co-generation plants ¹⁾	6,500	–	–	–	–
Input in upgrading plants/own consumption	58,911	3,575	3,689	3,331	2,854
Sales to other buyers	11,230	6	73	52	11
Changes in stocks	–584	+52	+27	–48	+60
Central Germany					
Output	80,879	18,924	19,231	14,509	12,767
Purchase by RWE		113	30	–	–
Utilization:					
power and district heating	28,705	16,160	18,041	13,489	11,740
of which:					
• utility power plants ¹⁾	18,468	14,979	17,045	12,470	10,920
• mine-mouth power plants	2,737	1,181	996	1	820
• sales to co-generation plants ¹⁾	7,500	–	–	–	–
Input in upgrading plants/own consumption	36,131	724	630	550	555
Sales to other buyers	16,483	1,424	604	505	519
Sales to Helmstedt	–	549			
Changes in stocks	–440	+180	–13	–36	–46
Helmstedt					
total availability, of which:		2,025	–	–	–
Output	4,348	1,474	–	–	–
Purchase by MIBRAG	–	549	–	–	–
Utilization:					
power and district heating	4,295	2,025	–	–	–
of which:					
• utility power plants	4,295	2,025	–	–	–
• mine-mouth power plants	–	–	–	–	–
• sales do co-generation plants	–	–	–	–	–
Input in upgrading plants /own consumption	–	–	–	–	–
Sales to other buyers	–	–	–	–	–
Changes in stocks	+53	–2	–	–	–
Germany, total					
Output	356,513	178,065	166,258	131,314	107,377
Utilization:					
power and district heating	216,975	161,354	150,726	117,448	95,153
of which:					
• utility power plants ¹⁾	187,688	159,331	148,198	115,010	93,075
• mine-mouth power plants	15,288	2,023	2,528	2,477	2,078
• sales to co-generation plants ¹⁾	14,000	–	–	–	–
Input in upgrading plants/own consumption	108,534	14,870	14,645	13,163	11,486
Sales to other buyers	31,993	1,616	871	746	724
Change in stocks	–990	+225	+15	–82	+15

Table 3:
Lignite utilization [1000 t] (Source:
The German Coal Industry's Sta-
tistical Office)

Tab. 3:
Verwendung der Braunkohlenför-
derung [1000 t] (Quelle: Statistik
der Kohlenwirtschaft)

¹⁾after 1995: co-generation plants included in utility power plants; ²⁾addition to factories' bunkers

production in Arnsdorf. On May 15, 2020, the company shares of the ROMONTA Bergwerks Holding AG had been sold in full to a consortium of buyers of the GETEC Energie Holding GmbH corporation with retroactive effect as of January 1, 2020. In 2020, 485,732 t of bituminous raw lignite were mined, processed, dried, and extracted from the open-pit mine Arnsdorf for the recovery of montan wax. Montan wax is primarily used in the plastics industry for the manufacture of cosmetic and cleaning products, and for the hydrophobic treatment of building materials. In addition, montan wax is used as a forming wax in investment casting and as an aggregate in the asphalt industry.

4 Use of lignite

In light of its average water content of 55 %, transporting raw lignite over long distances is not economically viable. That is why raw lignite is primarily used in the vicinity of open-pit mines for electricity and heat production and/or upgraded into lignite products (Table 3).

4.1 Electricity production

The focus of using lignite is on electricity production. In 2020, 95.2 Mt of lignite from domestic production were used for the generation of electricity and heat in power plants (of which 2.1 Mt were attributable to mine-mouth power plants) (2019: 117.4 Mt).

sind in der Kunststoffindustrie, in der Pflegemittelherstellung und der Baustoffhydrophobierung. Auch als Formwachs in der Feingießerei und als Zuschlagstoff in der Asphaltindustrie findet das Montanwachs Anwendung.

4 Verwendung der Braunkohle

Angesichts ihres Wassergehalts von durchschnittlich 55 % ist der Transport von Rohbraunkohle über große Entfernungen nicht wirtschaftlich. Entsprechend wird die Rohbraunkohle überwiegend in der Nähe der Tagebaue zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt bzw. zu Braunkohleprodukten veredelt (Tabelle 3).

4.1 Stromerzeugung

Schwerpunkt der Braunkohlenutzung ist die Stromerzeugung. 2020 wurden 95,2 Mio. t Braunkohle aus inländischer Förderung zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken (darunter 2,1 Mio. t in Grubenkraftwerken) eingesetzt (2019: 117,4 Mio. t). Dies entsprach 88,6 % der gesamten Gewinnung. Die gesamte Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich 2020 auf 91,9 TWh. Die Braunkohlekraftwerksleistung betrug 21.738 MW (brutto) mit Stand Jahresbeginn 2021. Eine Übersicht über die Braunkohlekraftwerke und deren Stromerzeugung nach Bundesländern gibt Tabelle 4.

Table 4: Capacity and generation of lignite-fired power plants (last update: March 2021)

Tab. 4: Leistung und Stromerzeugung der Braunkohlenkraftwerke (Stand März 2021)

Federal State <i>Bundesland</i>	Gross installed power, January 1, 2021 [MW] <i>Installierte Bruttoleistung am 1.1.2021 [MW]</i>	Gross electricity generation 2020 [TWh] ¹⁾ <i>Bruttostromerzeugung 2020 [TWh] ¹⁾</i>
North Rhine-Westphalia/ <i>Nordrhein-Westfalen</i>	11,170	41.0
Brandenburg	4,722	23.0
Saxony/ <i>Sachsen</i>	4,563	24.0
Saxony-Anhalt/ <i>Sachsen-Anhalt</i>	1,220	3.9
Lower Saxony/ <i>Niedersachsen</i>	17	} 0.0
Hesse/ <i>Hessen</i>	42	
Bavaria/ <i>Bayern</i>	2	
Baden-Wuerttemberg	2	
Total	21,738 ²⁾	91.9

¹⁾ estimated, ²⁾ of which 2,612 MW in readiness for security

This input equaled 88.6 % of the total lignite extraction. The total gross electricity production from lignite amounted to 91.9 TWh in 2020. The lignite-fired power plant capacity amounted to 21,738 MW (gross) at the beginning of the year 2021. An overview of lignite-fired power plants and their electricity production by the individual federal states is shown in Table 4.

2612 MW (gross) of the lignite-fired power plant capacity are in the so-called secure and reliable standby mode. The affected power plant units (Table 5), which are not to be shut down permanently for a period of four years, will be exclusively available for the needs and requirements of transmission grid operators during this time. The operators will be remunerated for guaranteeing a secure and reliable standby and for the decommissioning. The requisite financing is provided through a surcharge on the power grid fees.

4.1.1 Power plants in the Rhenish District

In 2020, gross electricity production in the lignite-fired power plants of the Rhenish District amounted to 41.0 TWh with a gross installed capacity of 11,170 MW. The two 300 MW power plant units in Frimmersdorf (Frimmersdorf P and Q) had been transferred into a secure and reliable standby as of October 1, 2017. Two 300 MW units followed in Niederaußem (Niederaußem E and F) on October 1, 2018. One 300 MW unit at the power plant site

2612 MW (brutto) Braunkohlekraftwerksleistung befinden sich in der so genannten Sicherheitsbereitschaft. Die betroffenen Anlagen (Tabelle 5), die vier Jahre lang nicht endgültig stillgelegt werden dürfen, stehen in dieser Zeit ausschließlich für Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung. Die Betreiber erhalten für die Gewährleistung der Sicherheitsbereitschaft und für die

Table 5: Lignite reserve

Tab. 5: Sicherheitsbereitschaft Braunkohlenkraftwerke

Location	Unit	Capacity [MW]		Reserve as of
		Net	Gross	
Frimmersdorf	P	284	320	Oct. 1, 2017
Frimmersdorf	Q	278	315	Oct. 1, 2017
Niederaußem	E	295	325	Oct. 1, 2018
Niederaußem	F	299	329	Oct. 1, 2018
Jänschwalde	F	465	500	Oct. 1, 2018
Jänschwalde	E	465	500	Oct. 1, 2019
Neurath	C	292	323	Oct. 1, 2019
Total		2378	2612	

Neurath (Neurath C) was transferred into a secure and reliable standby as of October 1, 2019.

4.1.2 Power plants in the Lusatian District

Electricity production in the Lusatian District focuses primarily on the power plant sites Jänschwalde, Boxberg, and Schwarze Pumpe. All told, the Lusatian District has a gross installed capacity based on lignite of around 7297 MW. About 38.0 TWh (gross) of electric power were produced in the Lusatian plants in 2020.

Unit F of the Jänschwalde power plant (with a gross installed capacity of 500 MW) had been transferred into a secure and reliable standby on October 1, 2018. Unit E (also with a gross installed capacity of 500 MW) followed into a secure and reliable standby for a period of four years as of October 1, 2019.

4.1.3 Power plants in the Central German District

Power plant capacities based on lignite amounting to about 3208 MW are installed in the Central German District. Electricity is produced in the large-scale power plants Lippendorf and Schkopau, in the MIBRAG mbH's industrial power plants Deuben and Wähilitz, in the ROMONTA GmbH's industrial power plant Arnsdorf as well as in smaller industrial power plants. In 2020, the total electric power production amounted to 12.9 TWh (gross).

4.1.4 Power plant in the Helmstedt District

On October 1, 2016, the power plant Buschhaus with its gross capacity of 390 MW had been transferred into a secure and reliable

Table 6: Manufacture of solid lignite-based upgrading products, 1989 to 2020 [1000 t] (Source: The German Coal Industry's Statistical Office)

Tab. 6: Herstellung von festen Braunkohlen-Veredlungsprodukten nach Revieren, 1989 bis 2020 [1000 t] (Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft)

	1989	2015	2019	2020
Rhineland				
Briquettes	2,158	988	947	772
Pulverized lignite	2,509	3,174	2,826	2,550
Fluidized-bed coal	67	323	237	187
Dried coal	172	–	–	–
Coke	135	170	156	143
Lusatia				
Briquettes	24,640	597	525	514
Pulverized lignite	1,111	1,065	986	888
Fluidized-bed coal	–	127	131	1
Dried coal	–	–	–	–
Coke	3,504	–	–	–
Central Germany				
Briquettes	22,596	54	–	–
Pulverized lignite	724	159	141	147
Fluidized-bed coal	–	–	–	–
Dried coal	533	–	–	–
Coke	2,487	–	–	–
Germany, total				
Briquettes	49,394	1,640	1,472	1,286
Pulverized lignite	4,344	4,398	3,953	3,585
Fluidized-bed coal	67	450	369	189
Dried coal	705	–	–	–
Coke	6,126	170	156	143

Stilllegung eine Vergütung. Die Finanzierung erfolgt über einen Aufschlag auf die Netzentgelte.

4.1.1 Kraftwerke im Rheinischen Revier

Die Brutto-Stromerzeugung in den Braunkohlekraftwerken des Rheinischen Reviers belief sich im Jahr 2020 auf 41,0 TWh bei einer installierten Bruttoleistung von 11 170 MW. Die zwei 300-MW-Blöcke in Frimmersdorf (Frimmersdorf P und Q) waren zum 1. Oktober 2017 in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden. Zum 1. Oktober 2018 folgten zwei 300-MW-Blöcke in Niederaußen (Niederaußen E und F). Zum 1. Oktober 2019 wurde ein 300-MW-Block am Standort Neurath (Neurath C) in die Sicherheitsbereitschaft überführt.

4.1.2 Kraftwerke im Lausitzer Revier

Im Lausitzer Revier konzentriert sich die Stromerzeugung auf die Kraftwerksstandorte Jänschwalde, Boxberg und Schwarze Pumpe. Insgesamt sind im Lausitzer Revier 7297 MW Bruttoleistung auf Basis Braunkohle installiert. In den Lausitzer Anlagen wurden im Jahr 2020 rund 38,0 TWh (brutto) Strom erzeugt.

Block F des Kraftwerks Jänschwalde (500 MW Bruttoleistung) war am 1. Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden. Block E (ebenfalls 500 MW Bruttoleistung) folgte am 1. Oktober 2019 in die vierjährige Sicherheitsbereitschaft.

4.1.3 Kraftwerke im Mitteldeutschen Revier

Im Mitteldeutschen Revier sind Kraftwerkskapazitäten auf Basis Braunkohle mit einer Leistung von 3208 MW installiert. Die Stromerzeugung erfolgt in den Großkraftwerken Lippendorf und Schkopau, in den Industriekraftwerken Deuben und Wähilitz der MIBRAG mbH, in dem Grubenheizkraftwerk Amsdorf der ROMONTA GmbH sowie in kleineren Industriekraftwerken. Sie betrug im Jahr 2020 insgesamt 12,9 TWh (brutto).

4.1.4 Kraftwerk im Raum Helmstedt

Am 1. Oktober 2016 war das Kraftwerk Buschhaus mit einer Bruttoleistung von 390 MW aufgrund des Beschlusses des Bundestages zum neuen Energiewirtschaftsgesetz für vier Jahre in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden. Zum 30. September 2020 ist die vierjährige Phase der Sicherheitsbereitschaft beendet worden.

4.2 Braunkohleveredlung

Im Rheinischen, Mitteldeutschen und Lausitzer Revier wurden im Jahr 2020 rund 5,20 Mio. t Braunkohleveredlungsprodukte hergestellt (Tabelle 6). Das waren 12,6 % weniger als 2019 (5,95 Mio. t). Nach Erzeugnissen verteilte sich die Produktion 2020 wie folgt: Es entfielen 1,29 Mio. t auf Brikett, 3,59 Mio. t auf Staub, 0,19 Mio. t auf Wirbelschichtkohle und 0,14 Mio. t auf Koks. Die Produktionsrückgänge im Vergleich zu 2019 beliefen sich bei Brikett auf 12,6 %, bei Braunkohlestaub auf 9,3 % und bei Wirbelschichtkohle 48,8 % und bei Koks auf 8,3 %.

5 Beschäftigte

Im Braunkohlebergbau und in Braunkohlekraftwerken der allgemeinen Versorgung von Unternehmen mit Braunkohlegewinnung waren zum 31. Dezember 2020 insgesamt 19 483 Mitarbeiter beschäftigt. Davon entfielen 9418 auf das Rheinland, 7822 auf die Lausitz, 2190 auf Mitteldeutschland und 53 auf Helmstedt (Tabelle 7).

In Braunkohlekraftwerken der allgemeinen Versorgung waren 4616 der 19 483 Mitarbeiter beschäftigt. Die Gesamtzahl der Mitarbeiter schließt 1262 Auszubildende ein.

Im Vergleich zum Jahresende 2019 (20 336 Beschäftigte) hat sich die Zahl der Beschäftigten um 519 entsprechend 4,2 % verringert.

Table 7:
Number of employees in the lignite industry, each on 31 December; 1989: annual average (Source: The German Coal Industry's Statistical Office)

Tab. 7:
Anzahl der Beschäftigten der Braunkohlenindustrie jeweils am 31. Dezember; 1989 Jahresdurchschnitt (Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft)

	1989	2000	2005	2015	2017	2018	2019	2020
Rhineland ²⁾	15,565	10,430	11,105	9,410	9,739	9,986	9,785	9,418
Lusatia ²⁾	79,016	7,081	8,881	8,316	8,639	8,378	8,116	7,822
Central Germany	59,815	2,996	2,642	2,565	2,367	2,380	2,334	2,190
Helmstedt	1,693	703	665	453	146	111	101	53
Small operations (Hesse, Bavaria)	642	77	6	–	–	–	–	–
Germany, total	156,731	21,287	23,299	20,744 ¹⁾	20,891 ¹⁾	20,855 ¹⁾	20,336 ¹⁾	19,483 ¹⁾
¹⁾ Contained in this figure:								
Employees in utility power plants of the lignite-mining companies						4,616		
Apprentices						1,262		
after 2003: incl employees in utility power plants of the lignite-mining companies								
²⁾ Not comparable with previous years due to restructuring from 2016 onwards								

standby for a period of four years due to a resolution passed by the German Bundestag on the new Energy Industry Act. September 30, 2020, marked the end of the four-year phase of a secure and reliable standby.

4.2 Lignite upgrading

In the Rhenish, Central German, and Lusatian Districts, about 5.20 Mt of upgraded lignite products were manufactured in 2020 (Table 6). This was 12.6 % less than in 2019 (5.95 Mt). According to individual products, the production in 2020 can be allocated as follows: Briquettes accounted for 1.29 Mt, pulverized lignite for 3.59 Mt, fluidized bed coal for 0.19 Mt, and coke for 0.14 Mt. The production declines compared to 2019 amounted to 12.6 % for briquettes, 9.3 % for pulverized lignite, 48.8 % for fluidized bed coal, and 8.3 % for coke.

5 Employees

As of December 31, 2020, the lignite mining industry and the lignite-fired utility power plants which supply the general public and are operated by lignite extracting companies employed a total of 19,483 persons. Of that total, the Rhineland accounted for 9,418, Lusatia for 7,822, Central Germany for 2,190, and Helmstedt for 53 employees (Table 7).

4,616 of the 19,483 employees worked in lignite-fired utility power plants supplying the general public. The total number of employees included 1,262 apprentices.

Compared to the end of 2019 (20,336 employees), the number of employees decreased by 519 persons, which translates into a reduction of 4.2 %.

6 Decisions on Coal Policy since early 2020

The act on the reduction and termination of coal-fired power generation and on the amendment of other acts (Coal Fired Power Generation Termination Act – KVBG) dated August 8, 2020, regulates the gradual reduction of the net nominal electric generating capacity of lignite-fired power plants on the electricity market to 15 GW during the calendar year 2022, 9 GW during the calendar year 2030, and 0 GW by no later than the end of the calendar year 2038. The exact points in time for the decommissioning of the individual existing plants are indicated in Annex 2 to Part 5 of the legislation (Act on the reduction and termination of coal-fired power generation and on the amendment of other acts (Coal Fired Power Generation Termination Act – KVBG)).

Within the scope of a contract concluded under public law on the reduction and termination of lignite-fired power generation in Ger-

6 Kohlepolitische Entscheidungen seit Anfang 2020

Das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) vom 8. August 2020 regelt die schrittweise Reduzierung der elektrischen Nettonennleistung von Braunkohlekraftwerken am Strommarkt auf 15 GW im Kalenderjahr 2022, 9 GW im Kalenderjahr 2030 und 0 GW spätestens zum Ablauf des Kalenderjahres 2038. Die Zeitpunkte für die Stilllegung der einzelnen bestehenden Anlagen sind in Anlage 2 zu Teil 5 des Gesetzes ausgewiesen (Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVBG) vom 8. August 2020, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2020 Teil I Nr. 37, ausgegeben zu Bonn am 13. August 2020).

Im Rahmen eines öffentlich-rechtlichen Vertrages zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland wird eine Entschädigung in Höhe von 2,6 Mrd. € für die Braunkohleanlagen der RWE Power im Rheinland und von 1,75 Mrd. € für die Braunkohleanlagen der LEAG in der Lausitz gewährt. Dem von der Bundesregierung am 16. Dezember 2020 gebilligten Vertragsentwurf hat der Bundestag am 13. Januar 2021 seine Zustimmung gegeben. Zusammen mit dem am 10. Februar 2021 zwischen der Bundesrepublik Deutschland auf der einen Seite sowie den Betreibern von Braunkohlegroßkraftwerken – RWE, LEAG, EnBW und Saale Energie – auf der anderen Seite unterzeichneten Vertrag und dem bereits im August 2020 beschlossenen KVBG, dem Strukturstärkungsgesetz sowie den APG-Regelungen sind die rechtlichen Grundlagen für den im gesellschaftlichen Konsens aufgestellten Ausstiegsfahrplan geschaffen.

Der genannte Vertrag ist für die Beteiligten insbesondere aus folgenden Gründen von großer Bedeutung: umfassender Klageverzicht seitens der Betreiber, die Entschädigungszahlungen werden für die Wiedernutzbarmachung der Tagebaue gesichert. Für den Bund ergibt sich zusätzlich energiepolitischer Handlungsspielraum: alle Stilllegungsdaten in den 2030er-Jahren können ggf. nochmals um drei Jahre vorgezogen werden und zwar ohne zusätzliche Entschädigung.

Zur Beseitigung der noch verbleibenden Unsicherheit sind weitere Schritte erforderlich. Dazu gehören die Beihilferechtliche Genehmigung durch die EU sowie die Vereinbarung angemessener und rechtssicherer Lösungen auch für das Mitteldeutsche Revier. Ferner sind Leitentscheidungen oder Braunkohlepläne der Bundesländer zu erneuern sowie laufende oder geplante Umsiedlungen durchzuführen.

many, a compensation amounting to € 2.6 billion will be granted for the lignite-fired plants operated by RWE Power in the Rhineland and a compensation amounting to € 1.75 billion for the lignite-fired plants operated by LEAG in Lusatia. The draft contract accepted by the Federal Government on December 16, 2020, was approved by the German Bundestag on January 13, 2021. Together with the contract signed on February 10, 2021, between the Federal Republic of Germany as one party thereto and the operators of large-scale lignite-fired power plants – RWE, LEAG, EnBW, and Saale Energie – as the other party thereto as well as with the KVBG which had already been adopted in August 2020, the Structural Reinforcement Act for Mining Regions, and the adaption payment (APG) regulations, the legal basis has, thus, been created for implementing and enforcing the phase-out schedule which was established on the basis of a social consensus.

The aforementioned contract is critically important for the respective parties, in particular, for the following reasons: A comprehensive waiver of legal action on part of the operators; compensation payments are secured for the rehabilitation of open-pit mines. For the Federal Government, this also results in an expansion of its energy-political scope of action: All decommissioning data in the 2030s may be advanced once again by three years; namely, without any additional remuneration.

To remove the remaining uncertainties, additional steps are necessary. These steps include the approval of state aid on part of the EU as well as an agreement on adequate and legally compliant solutions also for the Central German District. In addition, regulatory resolutions or lignite mining plans of the federal states are to be renewed and current or scheduled resettlements are to be implemented.

6.1 Consequences for Surface Mining Plans in the Rhenish District

With its letter dated February 26, 2020, RWE Power submitted to the State Government of North Rhine-Westphalia a lignite mining plan that had been adjusted to the shutdown path agreed upon with the Federal Government. The demands of the State Government for extending the distance between the mining claim boundaries and the municipalities located at the edge of open-pit mines, particularly in the Garzweiler II region, were also addressed and considered in this letter as was, for example, the preservation of forested and agricultural areas.

The shutdown path permits the preservation of the Hambach Forest as was requested, for example, by the Commission for Growth, Structural Change, and Employment (KWSB). Due to the preservation of the remaining part of the Hambach Forest, which is located right in the center of the mining area, the open-pit mine Hambach cannot be continued as planned. That is why a permanently secure and stable, high-quality rehabilitation requires the utilization of areas, in particular, east of the Hambach Forest for the extraction of overburden. All told, the total surface area of the open-pit mine Hambach will be reduced significantly. About 1.1 billion tons of approved lignite will remain in the deposit.

According to the State Government's request, not only the Hambach Forest, but also additional forested areas will be preserved permanently. The municipal district of Morschenich (municipality of Merzenich) will not be utilized as well whereas the full utilization of Manheim (city of Kerpen) continues to be necessary. Furthermore, previous plans included that the open-pit mine were to bypass the city of Kerpen's district of Buir as well as the village of Ellen (municipality of Niederzier). The distances between the open-pit mine and these municipalities will be much larger according to the adjusted plan, and it will not be necessary to bypass them directly so that considerable abatement is attained for Buir and Ellen.

As a consequence of the premature decommissioning of the open-pit mine Weisweiler in 2029, the open-pit mine Inden will

6.1 Konsequenzen für die Tagebauplanung im Rheinischen Revier

Mit Schreiben vom 26. Februar 2020 hatte RWE Power der Landesregierung NRW eine an den mit der Bundesregierung vereinbarten Stilllegungspfad angepasste Tagebauplanung vorgelegt. Die Forderungen der Landesregierung nach größeren Abständen zwischen Abbaugrenze und Kommunen in Tagebaurlage, insbesondere im Bereich von Garzweiler II, sind ebenso wie z.B. der Erhalt von Wald- und Agrarflächen darin aufgegriffen und berücksichtigt.

Der Stilllegungspfad ermöglicht den u.a. von der Kommission für „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ gewünschten Erhalt des Hambacher Forstes. Der Tagebau Hambach kann durch den Erhalt des mittig im Abbaufeld liegenden Restbereiches des Hambacher Forstes nicht planmäßig weitergeführt werden. Eine dauerhaft standsichere und qualitativ hochwertige Wiedernutzbarmachung setzt daher die Inanspruchnahme von Flächen insbesondere östlich des Hambacher Forstes zur Abraumgewinnung voraus. In Summe wird die Gesamtfläche des Tagebaus Hambach signifikant verringert. Rund 1,1 Mrd. t genehmigte Braunkohle verbleiben in der Lagerstätte.

Neben dem Hambacher Forst werden entsprechend dem Wunsch der Landesregierung weitere Waldflächen dauerhaft erhalten. Der Ortsteil Morschenich (Gemeinde Merzenich) wird ebenfalls nicht in Anspruch genommen, während die vollständige Inanspruchnahme von Manheim (Stadt Kerpen) nach wie vor erforderlich bleibt. Die bisherige Planung sah zudem ein Vorbeistreichen des Tagebaus am Kerpener Stadtteil Buir sowie an der Ortschaft Ellen (Gemeinde Niederzier) vor. Der Abstand des Tagebaus von diesen Orten wird gemäß der angepassten Planung deutlich größer und ein direktes Vorbeistreichen entfällt, so dass für Buir und Ellen eine erhebliche Entlastung erreicht werden kann.

Der Tagebau Inden wird infolge der vorgezogenen Außerbetriebnahme des Kraftwerks Weisweiler im Jahr 2029 etwas früher als geplant in den genehmigten Abbaugrenzen beendet, wenngleich die ersten Kraftwerksblöcke z.T. signifikant früher stillgelegt werden. Aufgrund des reduzierten Kohlebedarfs kann die Tagebauführung derart angepasst werden, dass die Inanspruchnahme von Teilbereichen des genehmigten Abbaufeldes entfällt. Die Inanspruchnahme von Teilflächen westlich des Stadtteils Merken (Stadt Düren) und nördlich der Ortschaften Lamersdorf und Lucherberg sowie des Bereichs nördlich der Goltsteinkuppe (Gemeinde Inden) wird somit nicht mehr erforderlich.

Die Grundzüge der Wiedernutzbarmachung einschließlich der Lage des Tageausees, der bei angepasster Betriebsführung geringfügig um rund 90 ha größer wird, werden nicht berührt. Die Flächen, welche nicht in Anspruch genommen werden, können aus bergtechnischer Sicht bei kommunalen Planungen frühzeitiger berücksichtigt werden. Daraus folgend können sich positive Effekte für die Strukturentwicklung ergeben. Ebenso kann die Seebefüllung etwas früher beginnen.

Da der Tagebau Hambach drastisch früher endet und auch der Tagebau Inden früher ausläuft, verbleibt ab 2030 nur noch ein Tagebau im Rheinischen Revier, der Tagebau Garzweiler. Damit steigt dessen Bedeutung zur Versorgung der an die sogenannte Nord-Süd-Bahn angeschlossenen Kraftwerke und Veredlungsbetriebe nochmals wesentlich an. Hierfür muss bereits kurz- bis mittelfristig die Förderleistung im Tagebau Garzweiler deutlich gesteigert werden, um die Versorgung der Kraftwerke und Veredlungsbetriebe zu sichern, ab etwa 2030 zu 100 %. Der Tagebau Garzweiler ist daher in den Grenzen gemäß der Leitentscheidung 2016 einschließlich aller Umsiedlungen fortzuführen.

RWE Power wurde von der Landesregierung aufgefordert, kurzfristige Möglichkeiten für Arrondierungen am Tagebaurand Garzweiler zu ermitteln. Damit folgt die Landesregierung der Kommission

be terminated within its approved mining claim boundaries slightly earlier than planned even though the power plant units will, in part, be shut down significantly ahead of time. Due to the dwindling demand for coal, the surface mining operations can be adjusted in such a way that the utilization of specific subsections of the approved mining field will no longer be necessary. The utilization of partial areas west of the city district of Merken (city of Düren) and north of the municipalities of Lamersdorf and Lucherberg as well as the area north of the Goltsteinkuppe knoll (municipality of Inden) will, thus, no longer be necessary.

The key features of the rehabilitation measures, including the location of the surface mining lake whose size will be marginally increased by about 90 hectares with adaptations in the operational management, will remain unaffected. From a mining-technological perspective, those areas which will not be utilized can be considered in the requisite municipal planning efforts at an earlier stage. Consequently, positive effects may arise for the infrastructural development. Furthermore, the lake can be filled with water somewhat earlier than expected.

Since the open-pit mine Hambach will be shut down much earlier than planned and the open-pit mine Inden will also be discontinued at an earlier point in time, only one surface mine, the open-pit mine Garzweiler, will continue to exist in the Rhenish District as of 2030. This will once again considerably augment its relevance when it comes to supplying the power plants and upgrading facilities connected to the so-called North-South Railroad. Hence, it is essential to significantly increase the output in the open-pit mine Garzweiler already in the short to medium term in order to safeguard and assure the supply of these power plants and upgrading facilities; commencing approximately in 2030, at a rate of 100 %. That is why the open-pit mine Garzweiler is to be continued within the boundaries stipulated by the regulatory resolution of 2016 including all the requisite resettlements.

RWE Power was requested by the State Government to identify the possibilities for realigning the borders at the edge of the open-pit mine Garzweiler on short notice. Thus, the State Government follows the position of the Commission for Growth, Structural Change, and Employment (KWSB) which emphasizes the "improvement of the living conditions for the municipalities located at the edge of open-pit mines" as a specific responsibility. That is why a plan was developed for directing the mining process which, by also taking into account that a proper rehabilitation must be warranted and guaranteed, permits an extension of the actual distance between the mining claim boundaries and the edge of built-up areas located in the Erkelenz city districts of Kaulhausen/Venrath and Kückhoven to about 300 m.

This does not affect the basic rehabilitation concept for the open-pit mine Garzweiler pursuant to the ongoing proceedings in conjunction with the revision of the lignite mining plan.

The adjusted surface mining plan submitted by RWE Power is a vital contribution towards the development of a new regulatory resolution for the Rhenish lignite mining district on part of the North Rhine-Westphalian State Government. The draft of the new regulatory resolution was adopted by the State Government on October 6, 2020. Within the scope of the participation procedure, RWE Power became constructively involved in the requisite process. On March 23, 2021, the North Rhine-Westphalian State Government adopted the revised regulatory resolution. This regulatory resolution safeguards and assures an orderly and systematic phase-out process for the extraction and utilization of lignite in the Rhineland region, permits a seamless infrastructural transition, and helps secure several thousands of jobs. However, the implementation of the changes to the regulatory resolution poses significant challenges to the affected mining corporation, RWE Power AG: The direction of the mining process in the open-pit mine Garzweiler needs to be modified to be able to complete the

für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung, welche die „Verbesserung der Lebensbedingungen der Kommunen in der Tagebaurlage“ als besondere Aufgabe hervorhebt. Für die Abbauführung des Tagebaus Garzweiler wurde daher eine Planung erarbeitet, welche auch unter Berücksichtigung der Gewährleistung einer ordnungsgemäßen Wiedernutzbarmachung die Vergrößerung des Abstands der Abbaugrenze zu den geschlossenen Ortsrändern der Erkelenzer Stadtteile Kaulhausen/Venrath und Kückhoven auf rund 300 m ermöglicht.

Auf das grundsätzliche Wiedernutzbarmachungskonzept für den Tagebau Garzweiler entsprechend dem laufenden Braunkohleplanänderungsverfahren hat dies keine Auswirkungen.

Die von RWE Power vorgelegte angepasste Tagebauplanung ist ein wesentlicher Beitrag zur Erarbeitung einer neuen Leitentscheidung für das Rheinische Braunkohlerevier durch die nordrhein-westfälische Landesregierung. Der Entwurf der neuen Leitentscheidung wurde von der Landesregierung am 6. Oktober 2020 beschlossen. Im Rahmen des Beteiligungsverfahrens hat sich RWE Power konstruktiv in den Prozess eingebracht. Am 23. März 2021 hat die nordrhein-westfälische Landesregierung die überarbeitete Leitentscheidung beschlossen. Die Leitentscheidung sichert ein geordnetes Auslaufen der Gewinnung und Nutzung von Braunkohle im Rheinland, ermöglicht einen bruchlosen Strukturwandel und trägt zur Sicherung mehrerer Tausend Arbeitsplätze bei. Die Umsetzung der Änderungen in der Leitentscheidung stellt das betroffene Bergbauunternehmen, die RWE Power AG, jedoch vor beträchtliche Herausforderungen: Die Abbauführung im Tagebau Garzweiler muss geändert werden, um die laufenden Umsiedlungen abschließen zu können und die neuen erweiterten Abstandsregelungen zu den umliegenden Ortschaften sicher einzuhalten. Zudem muss die Landschaftsgestaltung nach dem Tagebauende und die Planung für die Bundesautobahn A 61 überarbeitet werden.

6.2 Anpassung des Revierkonzepts in der Lausitz

Im Lausitzer Revier hat die LEAG das Revierkonzept aus dem Jahr 2017 an die Vorgaben des KVBG angepasst. In Brandenburg sind davon vor allem der Tagebau Welzow-Süd und in Sachsen der Tagebau Reichwalde betroffen. Die uneingeschränkte Inanspruchnahme des Teilfeldes Mühlrose im Tagebau Nochten bleibt indessen aufgrund seiner Lage, der Beschaffenheit der Reichwalder Kohle sowie des Tagebaufortschritts notwendig, um insbesondere das Kraftwerk Boxberg langfristig zu versorgen (Lausitz Energie Bergbau AG und Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG): LEAG passt Revierplanung an gesetzlichen Ausstiegspfad an, Presse-Information vom 13. Januar 2021).

Folgende Eckpunkte ergeben sich aus der veränderten Unternehmensplanung:

Tagebau Welzow-Süd: Entgegen dem Braunkohleplan von 2014 erfolgt keine Inanspruchnahme des räumlichen Teilabschnitts II. Dies beinhaltet einen Förderverlust von mehr als 200 Mio. t Kohle, die in diesem Feld lagern. Damit trägt die LEAG auch dem im Koalitionsvertrag der brandenburgischen Landesregierung festgelegten Beschluss zum Tagebau Welzow-Süd Rechnung.

Tagebau Reichwalde: Aufgrund der Vorgaben des KVBG muss der Umfang des Tagebaus Reichwalde im Vergleich zu den bisherigen Planungen reduziert werden. Damit wird der Bereich der Kommandantur des Bundeswehr-Truppenübungsplatzes Oberlausitz am Standort Haide nicht mehr in Anspruch genommen.

Tagebau Nochten: Auch die angepasste Lausitzer Revierplanung sieht analog dem Lausitzer Revierkonzept 2017 die Inanspruchnahme des Teilfeldes Mühlrose vor. Aufgrund seiner Lage, der Beschaffenheit der Reichwalder Kohle sowie des Tagebaufortschritts gibt es keine Alternative, um insbesondere das Kraftwerk Boxberg langfristig zu versorgen. Dazu wird die Umsiedlung des Trebendorfer Ortsteils Mühlrose weiter fortgeführt.

current resettlements and to ensure compliance with the newly extended regulations governing the distances to the surrounding villages in a safe and secure manner. In addition, the landscaping to be carried out after the end of surface mining as well as the planning for Federal Expressway A 61 need to be revised as well.

6.2 Adjustment of the District Concept in Lusatia

In the Lusatian District, LEAG has adjusted the district concept dating from 2017 to the requirements of the KVBG. In Brandenburg, this primarily affects the open-pit mine Welzow-Süd and in Saxony, the open-pit mine Reichwalde. However, due to its location, the quality of the Reichwalde coal as well as the actual surface mining progress, the full and unrestricted utilization of the subfield Mühlrose in the open-pit mine Nochten continues to be necessary to safeguard and assure, in particular, the long-term supply of the power plant Boxberg (Lausitz Energie Bergbau AG and Lausitz Energie Kraftwerke AG (LEAG): LEAG passt Revierplanung an gesetzlichen Ausstiegspfad an. Press Release dated January 13, 2021 (only available in German)).

The following key points result from the modified corporate planning:

Open-pit mine Welzow-Süd: Contrary to the lignite mining plan of 2014, the spatial subsection II will not be utilized. This entails a production loss of more than 200 million tons of coal which are stored in this field. Thus, LEAG also meets the needs and requirements of the resolution passed on the open-pit mine Welzow-Süd by virtue of the Brandenburg State Government's coalition agreement.

Open-pit mine Reichwalde: Due to the requirements of the KVBG and compared to previous plans, the scope and dimension of the open-pit mine Reichwalde needs to be reduced. Thus, the garrison headquarters of the Federal Armed Forces' military training area Upper Lusatia, which are located in Haide, will no longer be utilized.

Open-pit mine Nochten: Analogous to the Lusatian district concept of 2017, the adjusted Lusatian district planning also specifies the utilization of the subfield Mühlrose. Its location, the quality of the Reichwalde coal, and the actual surface mining progress leave no alternative other than, above all, supplying the power plant Boxberg in the long run. For this purpose, the resettlement of Trebendorf's municipal district of Mühlrose will continue.

6.3 Consequences for the Central German District

MIBRAG has adapted the mining plans for the open-pit mine Vereinigtes Schleenhain to the terms and conditions specified by the Coal Fired Power Generation Termination Act (KVBG). Due to the fact that the service life of the power plant Lippendorf, which is supplied with coal from MIBRAG, was shortened to the end of 2035, the municipality of Pödelwitz and the mining field Groitzscher Dreieck located within the municipality of Obertitz will no longer be utilized for coal production (MIBRAG GmbH: MIBRAG passt Bergbauplanung für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain an. Press Release dated January 21, 2021 (only available in German)).

7 Pioneering projects of the future in the lignite sector

Together with the German Aerospace Center (DLR) and the FH Aachen University of Applied Sciences, RWE Power is planning a pilot project revolving around energy storage. This "StoreToPower" project is geared towards creating a link between the exit from coal-fired power generation and the entry into energy storage. The objective is to retrofit an existing coal-fired power plant in the Rhenish District into a thermal storage power plant. In coal-fired power plants, the combustion of coal generates heat which, in turn, generates water vapor. Under high pressure, the water vapor drives a turbine which helps produce electricity via a generator. In a

6.3 Konsequenzen für das Mitteldeutsche Revier

Die MIBRAG hat die Bergbauplanung für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain an die Bedingungen angepasst, die durch das Gesetz zur Beendigung der Kohleverstromung vorgegeben werden. Die Verkürzung der Laufzeit des von MIBRAG mit Kohle belieferten Kraftwerks Lippendorf auf Ende 2035 hat zur Folge, dass der Ort Pödelwitz und das Abbaufeld Groitzscher Dreieck mit der Ortschaft Obertitz für die Kohleförderung nicht mehr in Anspruch genommen werden (MIBRAG GmbH: MIBRAG passt Bergbauplanung für den Tagebau Vereinigtes Schleenhain an, Presseinformation vom 21. Januar 2021).

7 Zukunftsprojekte im Bereich der Braunkohle

Zusammen mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und der FH Aachen plant RWE Power ein Pilotprojekt zur Energiespeicherung. In diesem „StoreToPower“-Projekt geht es um eine Verknüpfung des Ausstiegs aus der Kohle mit dem Einstieg in die Energiespeicherung. Angestrebt wird die Umrüstung eines bestehenden Kohlekraftwerks im Rheinischen Revier zu einem Wärmespeicherkraftwerk. In Kohlekraftwerken wird durch Verbrennung von Kohle Wärme gewonnen und mit der Wärme wiederum Wasserdampf. Der Wasserdampf treibt unter hohem Druck eine Turbine an, mit deren Hilfe über einen Generator Strom erzeugt wird. In einem zum Wärmespeicherkraftwerk umgebauten Kohlekraftwerk kann die Wärme für die Dampferzeugung statt durch die Verbrennung von Kohle mit Strom aus Sonne und Wind gewonnen werden. Überschuss-Strom aus Sonne und Wind könnte genutzt werden, um einen Wärmespeicher aufzuheizen. In Zeiten, wenn Wind- und Solarstrom knapp sind, wird mit der gespeicherten Wärme Wasserdampf für den Turbinenantrieb erzeugt. Die Module der Wärmespeicheranlage können nach und nach neben bestehenden Kraftwerksblöcken zugebaut werden. Der in der Speicheranlage erzeugte Dampf ersetzt so einen immer größeren Teil der ansonsten mit Braunkohle produzierten Dampfmenge, bis das Kraftwerk nach Auslaufen der Kohleverstromung vollständig als Wärmespeicherkraftwerk mit erneuerbaren Energien betrieben wird. Das Land NRW unterstützt das Vorhaben und hat den Projektvorschlag als Leitprojekt in das Sofortprogramm „Das rheinische Zukunftsrevier“ aufgenommen. Ferner wurde das Projekt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in die Liste der 20 Projekte aufgenommen, die im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ Fördermittel beantragen können.

Die EU hat die Förderung eines innovativen Forschungsprojekts zur Nutzung der tiefen Geothermie am Standort Inden bewilligt. Unter der Leitung des Geologischen Dienstes NRW sollen bis Ende 2022 gemeinsam mit zehn Projektpartnern aus sechs Nationen wesentliche Grundlagen einer klimaschonenden Wärmegewinnung ermittelt werden. Für die Zeit nach Abschluss der Braunkohlegewinnung am Tagebaustandort Inden wird in der tiefen Geothermie eine zukunftsweisende Möglichkeit gesehen, das an das Kraftwerk Weisweiler angebundene Fernwärmenetz nach 2030 regenerativ zu versorgen.

Die Einhaltung des Ziels der Klimaneutralität, das sich Deutschland und auch die EU bis zur Mitte des Jahrhunderts gesetzt haben, hängt auch maßgeblich davon ab, wie mit dem CO₂ umgegangen wird, das bei Produktionsprozessen zwangsläufig anfällt. Eine Möglichkeit ist, das Kohlendioxid unterirdisch einzulagern, damit es nicht in die Atmosphäre gelangt. Die smartere Alternative besteht darin, das CO₂ zu binden, indem man es z. B. mit grünem Wasserstoff kombiniert und in chemische Produkte (z. B. Kunststoffe) umwandelt. Seit mehr als zehn Jahren arbeitet RWE an Verfahren, die es ermöglichen, CO₂ ökologisch sinnvoll zu nutzen. Grundlage für die Forschungen ist das Kohlendioxid aus der Pilotanlage im Innovationszentrum Niederaußem im Rheinischen Revier (RWE AG, Geschäftsbericht 2020, Essen 2021).

coal-fired power plant which was retrofitted into a thermal storage power plant, the heat that is required for the generation of water vapor can be produced with electricity from sun and wind instead of the combustion of coal. Excess power from sun and wind could be used to heat a thermal storage unit. During those times when wind and solar power are scarce, the stored heat helps generate water vapor to drive the turbine. The modules of the thermal storage station can be installed incrementally as an addition to the existing power plant units. The steam produced in the storage facility will, thus, replace a continuously increasing portion of that particular amount of steam which would otherwise be generated from lignite, until the power plant is running completely with the help of renewable energies as a thermal storage power plant after the phase-out of coal-fired power generation. The State of North Rhine-Westphalia supports this undertaking and has incorporated the requisite project proposal as a lead project into the immediate action program "The Rhenish Mining District of the Future." Furthermore, the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi) added the project to the list of those 20 projects which are eligible to apply for funding within the scope of the ideas contest "Real World Laboratories of the Energy Turnaround."

The EU has approved the funding of an innovative research project which aims to utilize deep geothermal energy at the Inden site. Under the auspices of the Geological Service of North Rhine-Westphalia, the key principles of a climate-friendly heat production are to be determined together with ten project partners from six nations by the end of 2022. For the period after the termination of lignite extraction at the open-pit mine Inden, deep geothermal energy is considered to be a pioneering opportunity of supplying the district heating grid connected to the power plant Weisweiler with regeneratively produced heat after 2030.

Meeting the objective of climate neutrality, to which Germany and the EU have committed themselves by the middle of this century, also depends to a large extent on how the CO₂ is dealt with that inevitably accrues during production processes. One option is to store the carbon dioxide underground to prevent it from entering the atmosphere. The smarter alternative is to bind the CO₂ in such a way that it is combined, for example, with green hydrogen and converted into chemical products (for example, plastics). For more than ten years now, RWE has been working on methods to permit the use of CO₂ in an ecologically reasonable and sustainable manner. The research activities are based on carbon dioxide from the pilot plant in the Niederaußem Coal Innovation Center which is located in the Rhenish District (RWE AG: Annual Report 2020. Essen, 2021).

In Niederaußem, RWE has developed together with BASF and Linde one of the globally leading technologies for the so-called CO₂ washing method with which it is possible to dissolve and liquefy carbon dioxide from the flue gas of power stations or chemical plants and make it available for recycling purposes. The demonstration plant for CO₂ washing has proven its performance capacity during many years of testing: Since 2009, it has completed more than 85,000 operating hours during which it achieved CO₂ capture efficiencies of up to 98 %. With CO₂ from this plant, synthetic fuels and basic substances are produced which can be used by the chemical industry. These substances help replace such fossil fuels as petroleum or natural gas; hence, they offer great potential for industry and transportation. Together with partners, RWE launched half a dozen projects revolving around the conversion of CO₂; they have all qualified for funding, for example, from the EU or the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). Two of these projects, MefCO₂ and ALIGN-CCUS, were already completed successfully. They created the foundation for a number of new R&D initiatives which will commence in 2021.

In the MefCO₂ (Methanol fuel from CO₂) project, methanol (CH₄O) was generated from CO₂ and H₂. Hydrogen had been produced via electrolysis from water and electricity. Methanol is the starting

In Niederaußem hat RWE zusammen mit BASF und Linde eine der weltweit führenden Technologien für die sogenannte CO₂-Wäsche entwickelt, mit der das Kohlendioxid aus dem Rauchgas eines Kraftwerks oder einer Chemieanlage herausgelöst, verflüssigt und für das Recycling verfügbar gemacht werden kann. Die Demonstrationsanlage für die CO₂-Wäsche hat ihre Leistungsfähigkeit in langjährigen Tests unter Beweis gestellt: Seit 2009 hat sie mehr als 85 000 Betriebsstunden absolviert und CO₂-Abscheidungsgrade von bis zu 98 % erzielt. Das CO₂ wird für die Herstellung von synthetischen Treibstoffen oder Grundstoffen verwendet, die von der chemischen Industrie genutzt werden können. Mit diesen Substanzen lassen sich fossile Energieträger wie Erdöl oder Erdgas ersetzen; sie bergen somit ein hohes Potenzial für Industrie und Verkehr. Gemeinsam mit Partnern hat RWE ein halbes Dutzend Projekte zur Umwandlung von CO₂ ins Leben gerufen; sie alle haben sich für eine Förderung, z. B. durch die EU oder das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), qualifiziert. Zwei dieser Vorhaben, MefCO₂ und ALIGN-CCUS, konnten bereits erfolgreich abgeschlossen werden. Damit wurde die Basis für eine Reihe neuer F&E-Initiativen geschaffen, die 2021 anlaufen.

Im Projekt MefCO₂ (Methanol fuel from CO₂) wurde Methanol (CH₄O) aus CO₂ und H₂ hergestellt. Die Erzeugung von Wasserstoff erfolgte per Elektrolyse aus Wasser und Strom. Methanol ist Ausgangsstoff für verschiedenste chemische Produkte und eine der meistproduzierten Chemikalien weltweit. Die durchsichtige Flüssigkeit eignet sich auch als Langzeitspeicher für Wasserstoff. Methanol kann auch als Wasserstofflieferant für den Antrieb von Fahrzeugen genutzt werden. Die Brennstoffzelle lädt die Fahrzeugbatterie mit der Energie, die freigesetzt wird, wenn der Wasserstoff mit Sauerstoff reagiert und reines Wasser entsteht. Künftig sollen weitere Möglichkeiten der Nutzung von Methanol als Kraftstoff ausgelotet werden.

An ALIGN-CCUS waren 30 Industrieunternehmen und Forschungseinrichtungen aus fünf europäischen Ländern beteiligt. Das BMWi und die EU hatten Mittel dafür bereitgestellt. Mit dem Projekt konnte gezeigt werden, wie sich eine vollständige Wertschöpfungskette von der Abscheidung über die Nutzung bis hin zur Speicherung von CO₂ gestalten lässt. Dazu wurden CO₂ und Wasserstoff in Dimethylether (DME) umgewandelt. DME ist ein Flüssiggas, ähnlich wie Propan oder LPG (Autogas); es wird u. a. als Treibmittel in Haarsprays verwendet. Mit DME lassen sich aber auch – genau wie mit LPG – Autos antreiben. Es verbrennt wie Diesel, ist jedoch ruß- und stickoxidarm und damit sauberer. Der hier verwendete Wasserstoff ist ebenfalls von RWE hergestellt worden – aus Wasser und regenerativ erzeugtem Strom. In Niederaußem hat RWE Anfang 2020 eine Pilotanlage in Betrieb genommen, mit der pro Tag 50 kg DME aus CO₂ und Wasserstoff gewonnen werden können. Das DME wird zunächst als Treibstoff in einem entsprechend umgerüsteten Diesellager eingesetzt, um Spitzenlaststrom zu erzeugen.

Nach dem Abschluss von ALIGN-CCUS im November 2020 ist die Pilotanlage in Betrieb geblieben. Die wird nun für das Projekt TAKE-OFF genutzt, das Anfang 2021 gestartet wurde und ebenfalls von der EU gefördert wird. Bei diesem Projekt arbeitet RWE mit neun Partnern aus sechs Ländern zusammen. Ziel ist es, die vorhandene Technologie weiterzuentwickeln, um Kraftstoff für den Flugverkehr auf Basis von DME und Methanol herzustellen. Darüber hinaus wird im Projekt NRW-Revier-Power-to-BioJetFuel untersucht, ob mit den heute verfügbaren Verfahren im industriellen Maßstab klimaneutraler Flugzeugtreibstoff aus Wasserstoff und CO₂ hergestellt werden kann. Es ist damit zu rechnen, dass die Politik grünes Kerosin für die Luftfahrt noch vor grünem Diesel für Lkw und Schiffe fördern wird. Damit dürfte das Projektergebnis für RWE auch wirtschaftlich interessant sein.

Gemeinsam zielen alle Projekte darauf ab, die Effizienz des energetischen Gesamtsystems durch die Kopplung der Sektoren Stromerzeugung, Industrie und Verkehr zu steigern sowie den Carbon Footprint sektorübergreifend zu senken.

material for the most diverse chemical products and one of the most often produced chemicals in the entire world. The transparent liquid is also suitable as a long-term storage chemical for hydrogen. Methanol can also be used as a hydrogen supplier for powering vehicles. The fuel cell recharges the vehicle battery with the energy that is released whenever hydrogen reacts with oxygen to produce pure water. Additional possibilities of how to use methanol as a fuel are to be explored in the future.

A total of 30 industrial enterprises and research institutions from five European countries participated in the ALIGN-CCUS project. The requisite funding had been provided by the BMWi and the EU. The project aptly demonstrated how a complete value creation chain ranging from CO₂ capture to CO₂ usage all the way to CO₂ storage can be shaped and organized. Towards this end, CO₂ and hydrogen were converted into dimethyl ether (DME). DME is a liquid gas, similar to propane or LPG (liquefied petroleum gas); it is used, for example, as a propellant in hairsprays. However, DME can also be used as a fuel for cars – just like LPG. It combusts like diesel, but it is low in soot and nitrogen and, thus, cleaner. The hydrogen that was used here had also been made by RWE – from water and regeneratively produced electricity. In Niederaußem, RWE put a pilot plant into operation in early 2020 which extracts 50 kg of DME from CO₂ and hydrogen every day. The DME is initially used as a fuel in an appropriately converted diesel generator for the production of peak load electricity.

After the completion of ALIGN-CCUS in November 2020, the pilot plant remained in service. The facility is now used for the TAKE-OFF project which was launched in early 2021 and which has also received EU funding. In this project, RWE is working together with nine partners from six countries. They pursue the objective of continuously improving the available technology to produce aviation fuel based on DME and methanol. In the NRW-Revier-Power-to-BioJetFuel project, research is also conducted as to whether the currently existing methods can be used on an industrial scale to produce eco-friendly aviation fuel from hydrogen and CO₂. It is assumed that politicians are more likely to promote the use of green kerosene for aviation even before they support green diesel for trucks and ships. This should make the results of this project particularly interesting for RWE also from an economic perspective.

All of these projects seek to increase the efficiency of the overall energetic system by linking the sectors electricity production, industry, and transportation; and to reduce the carbon footprint across all sectors.

In addition, RWE Power seeks to further improve the separation of mercury from the flue gas produced by the lignite-fired power plants in the Rhenish District. Towards this end, RWE has been pursuing its own in-house R&D projects for many years now. By using the findings gained from experiments on a smaller scale at the REAplus and in upgrading facilities, RWE Power had put a pilot plant into operation at a flue gas line of Unit K in Niederaußem (BoA 1) in the autumn of 2017. Here, the researchers investigated how mercury separation could be improved on a large technical scale through the injection of hearth furnace coke (HOK®). A water-HOK® mixture was used in these experiments. HOK® is a special type of particularly fine-pored activated carbon which is produced from Rhenish lignite. The analyses revealed a significant reduction of mercury emissions. The knowledge gained from these experiments went into the design of a demonstration plant which was built at the Niederaußem site at the end of 2018 and with which the testing of this Hg reduction technology has been carried out with great success during the long-term operation since 2019. Currently, several units are being retrofitted in order to reliably comply with the more stringent Hg threshold values that are expected to apply as of August 2021.

RWE Power strebt zudem an, die Abscheidung von Quecksilber aus dem Rauchgas der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier weiter zu verbessern. Hierzu verfolgt RWE bereits seit Jahren eigene FuE-Projekte. Unter Nutzung der Erkenntnisse aus Versuchen im kleineren Maßstab an der REAplus und in Veredlungsanlagen hatte RWE Power im Herbst 2017 an einem Rauchgasstrang des Block K in Niederaußem (BoA 1) eine Pilotanlage in Betrieb genommen. Hierin wurde untersucht, wie durch Eindüsung von Herdfenkok (HOK®) die Quecksilberabscheidung in großtechnischem Maßstab verbessert werden kann. Zum Einsatz kam dabei eine Wasser-HOK®-Mischung. HOK® ist eine spezielle Form besonders feinporiger Aktivkohle, die aus rheinischer Braunkohle hergestellt wird. Die Untersuchungen zeigten eine signifikante Minderung der Quecksilber-Emissionen. Die gewonnenen Erkenntnisse sind in das Design einer Demonstrationsanlage eingeflossen, die Ende 2018 am Standort Niederaußem errichtet worden ist und mit der die Erprobung dieser Hg-Minderungs-technik im Langzeitbetrieb seit 2019 erfolgreich getestet wurde. Derzeit werden mehrere Blöcke umgerüstet, um die voraussichtlich ab August 2021 geltenden verschärften Hg-Grenzwerte sicher einhalten zu können.

Im Marktsegment Braunkohleveredlungsprodukte haben RWE Power, LEAG und MIBRAG in partnerschaftlicher Zusammenarbeit unter Führung des Fraunhofer IMWS das Projekt „Neue Braunkohlenprodukte: Entwicklung innovativer Produkte und Geschäftsmodelle für die deutsche Braunkohlenwirtschaft“ initiiert. Als mögliche Anwendungsbereiche von Produkten aus Braunkohle wurden dabei in enger Abstimmung mit den Industriepartnern folgende Felder identifiziert und untersucht:

- Aktivkohle und Feinkoks für Umweltsanierungen,
- Huminstoffe und andere Bodenverbesserungsstoffe sowie
- Kohlenstoffprecursor oder Anwendungsbereiche von Flüssigprodukten.

Der Abschlussbericht zu diesem Projekt wird ab Frühjahr 2021 vorliegen.

Gemeinschaftliche Forschungsaktivitäten auf europäischer Ebene werden im Research Fund for Coal and Steel (RFCS) vom Ausschuss Technische Forschung ATF bei EURACOAL begleitet, in dem die Braunkohle durch Fachleute aus den Unternehmen vertreten ist.

In the market segment of refined lignite products, RWE Power, LEAG, and MIBRAG have initiated the project “New Lignite Products: The Development of Innovative Products and Business Models for the German Lignite Industry” in a cooperative partnership under the leadership of the Fraunhofer Institute for Microstructure of Materials and Systems IMWS. In close coordination with industrial partners, the following fields were identified and examined as possible applications of products based on lignite:

- Activated carbon and coke dust for environmental applications,
- humic substances and other soil improvers as well as
- carbon fiber precursors or applications of liquid products.

The final report on this project will be available as of the spring of 2021.

Joint research activities at a European level are accompanied and assisted within the scope of the Research Fund for Coal and Steel (RFCS) by the Technical Research Committee ATF at EURACOAL, where the lignite sector is represented by experts from the participating companies.