Leitentscheidung 2021:
Neue Perspektiven für das Rheinische Braunkohlerevier

Auswertung von aktuellen Studien über den prognostizierten Beitrag der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland und Nordrhein-Westfalen

– Langfassung –

Inhaltsverzeichnis

1. Hintergrund und Aufgabenstellung ... 4

2. Bedeutung der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland und Nordrhein-Westfalen ... 6

2.1. Aktueller Beitrag der Braunkohle ... 6

2.2. Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland ... 7

2.3. Beitrag der Braunkohle für eine sichere und bezahlbare Stromversorgung ... 10

3. Perspektiven der Braunkohleförderung und -verstromung ... 12

3.1. Methodik ... 12

3.1.1. Auswahl der Studien ... 12

3.1.2. Methodischer Ansatz zur Einordnung der Studienergebnisse ... 14

3.2. Auswertung der Studien ... 18

3.2.1. Studie (1) „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“ (ÜNB 2019) ... 18

3.2.2. Studie (2) „Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist“ (DIW 2020a) ... 23

3.2.3. Studie (3) „Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier – Ergänzende Analyse des Stilllegungspfades gemäß Bund/Länder-Einigung“ (Frontier 2020) ... 27

3.2.4. Studie (4) „Garzweiler II: Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Tagebaus“ (DIW 2020b) ... 32

3.2.5. Studie (5) „Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? – Klimapolitische Maßnahmen und Energieprognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz“ (RWI 2020) ... 37

3.2.6. Studie (6) „Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier“ (EWI 2020) ... 40

3.2.7. Studie (7) „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos 2020) ... 46

3.2.8. Studie (8) „Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus bei einem gegenüber aktuellen Braunkohle- bzw. Revierplänen veränderten Abbau und Bestimmung der entsprechenden Rückstellungen“ (BET 2020) ... 50

3.2.9. Studie (9) „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“ (ÜNB 2021) ... 53

3.2.10. Studie (10) „Plausibilisierung der Unternehmensplanung der RWE Power AG hinsichtlich der Nutzung von Braunkohle“ (EY/BET 2021) ... 57

3.2.11. Studie (11) „Begleitstudie zur Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen“ ... 59

3.3. Einordnung der Studienergebnisse anhand der festgelegten Kriterien ... 64

4. Zusammenfassende Gegenüberstellung der Studienergebnisse ... 67

4.1. Gegenüberstellung der Studienergebnisse zur Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland ... 67

4.1.1. Betrachtungsjahr 2025 ... 67

4.1.2. Betrachtungsjahr 2030 ... 68

4.1.3. Betrachtungsjahr 2035 ... 69

4.2. Gegenüberstellung der Studienergebnisse im Hinblick auf noch benötigte Braunkohlemengen im Rheinischen Revier bis 2038 ... 71

5. Schlussfolgerungen ... 72

Literaturverzeichnis ... 73

1. Hintergrund und Aufgabenstellung

Der Bundestag hat am 3. Juli 2020 das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) beschlossen. Mit diesem Kohleausstiegsgesetz werden vor dem Hintergrund der klimapolitischen Herausforderungen weitreichende energiepolitische Leitplanken für die kommenden Jahrzehnte der Energieversorgung in Deutschland gesetzt. So wird im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) – als Teil des Kohleausstiegsgesetzes – die schrittweise Reduzierung und Beendigung der Braun- und Steinkohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 festgelegt.

Das Kohleausstiegsgesetz geht wesentlich auf die vorgelegten Ergebnisse der durch die Bundesregierung im Jahr 2018 eingesetzten Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kommission-WSB) zurück, die im Januar 2019 ihren Abschlussbericht vorgelegt hat. Die Kommission-WSB wurde unter anderem beauftragt, einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung, einschließlich eines Abschlussdatums und der notwendigen rechtlichen, wirtschaftlichen, sozialen, renaturierungs- und strukturpolitischen Begleitmaßnahmen zu erarbeiten.

Gemäß § 40 KVBG sind die Betreiber von Braunkohleanlagen spätestens bis zu den in Anlage 2 KVBG für die jeweilige Anlage festgelegten Zeitpunkten (Stilllegungszeitpunkt) zur endgültigen Stilllegung verpflichtet. Zudem ist gem. § 47 KVBG zu prüfen, ob der Stilllegungszeitpunkt für die Braunkohleanlagen im Rahmen der umfassenden Überprüfung nach den §§ 54 und 56 KVBG in den Jahren 2026, 2029 und 2032 nach dem Jahr 2030 bis zu drei Jahre vorgezogen und damit das Abschlussdatum 2035 erreicht werden kann. Somit wurde mit dem Beschluss zum Kohleausstiegsgesetz der Verlauf der verbleibenden elektrischen Leistung der Braunkohleanlagen in Deutschland bis 2038 weitgehend[1] festgelegt. Dieser Stilllegungspfad wurde im „öffentlich-rechtlichen Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland“, den die Bundesrepublik Deutschland auf Grundlage der Ermächtigung nach § 49 KVBG mit den Anlagenbetreibern geschlossen hat und dem der Bundestag am 13. Januar 2021 zugestimmt hat, abgebildet.

In welchem Umfang die verbleibenden Braunkohlekraftwerke in Deutschland im Zeitraum bis 2038 zur Stromerzeugung beitragen sollen, hat der Gesetzgeber indes nicht festgelegt. Die Entwicklung der tatsächlichen Strommenge der Braunkohle für die Energieversorgung ist somit wesentlich abhängig von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen am Strommarkt, insbesondere von der Wettbewerbsfähigkeit von Braunkohlestrom. Die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken hängt insbesondere von der Entwicklung der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in Deutschland und Europa, von der Entwicklung der Stromnachfrage, von

[1] Gemäß § 40 Abs. 2 KVBG kann der Anlagenbetreiber die Braunkohleanlage vorbehaltlich und nach Maßgabe von § 42 vor dem Stilllegungszeitpunkt vorläufig oder endgültig stilllegen.

der Entwicklung des Preises für CO_2-Zertifikate im Rahmen des Europäischen Emissionshandels sowie von den Beschaffungspreisen für Brennstoffe ab.

Vor diesem Hintergrund ist zur fachlichen Vorbereitung dieser Leitentscheidung eine systematische Auswertung von aktuellen energiewirtschaftlichen Studien erstellt worden. Ziel dieser Untersuchung ist es, einen systematischen Überblick über den in den Studien prognostizierten Beitrag der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland zu erhalten und die Ergebnisse vor dem Hintergrund der aktuellen energie- und klimapolitischen Ziele und Rahmenbedingungen einzuordnen. Hierzu werden die Auswirkungen der Entwicklungen des Energiemarktes und die damit einhergehenden Prognose-Unsicherheiten im Rahmen der getroffenen gesetzlichen Regelungen zum Kohleausstieg beurteilt. Die Erkenntnisse dieser Untersuchung erweitern die Datenbasis für die politische Bewertung und Entscheidung der Landesregierung im Rahmen dieser Leitentscheidung.

2. Bedeutung der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland und Nordrhein-Westfalen

2.1. Aktueller Beitrag der Braunkohle

Die Braunkohleförderung in Deutschland lag im Jahr 2020 bei rd. 107 Mio. t. Gegenüber dem Vorjahr (131 Mio. t) reduzierte sich die Förderung um rd. 18 %. Der Energieinhalt der in Deutschland gewonnenen Braunkohle betrug im Jahr 2020 rd. 32,4 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE) bzw. rd. 950 Petajoule (PJ). Damit deckte die Braunkohle rd. 8,1 % des gesamten inländischen Primärenergiebedarfs. Nur die Energieträger Mineralöl (33,9 %), Erdgas (26,6 %) und die erneuerbaren Energien (16,8 %) hatten im Jahr 2020 einen höheren Anteil am Primärenergieverbrauch, wohingegen die Steinkohle (7,6 %) und die Kernenergie (6,0 %) einen niedrigeren Anteil am Primärenergieverbrauch hatten.[2] Da Steinkohle, Erdgas und Mineralöl inzwischen nahezu ausschließlich importiert werden, ist die heimische Braunkohle – nach den erneuerbaren Energien – zudem der zweitwichtigste Energieträger bei der Primärenergiegewinnung im Inland. Ihr Anteil an der heimischen Energiegewinnung lag im Jahr 2019[3] bei gut 33 %.[4] Sie bleibt damit ein wichtiger heimischer Energieträger. Fast 50 % der in Deutschland geförderten Braunkohle wird im Rheinischen Revier gefördert.

Rund 90 % der Braunkohleförderung in Deutschland gehen an die Kraftwerke der allgemeinen Versorgung. Darüber hinaus stellen die Veredlungsbetriebe einen wichtigen Abnahmebereich der Rohbraunkohle dar. In den Veredlungsbetrieben werden Produkte, wie Brikett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Koks erzeugt. Diese Produkte werden u.a. in Industrieunternehmen eingesetzt. Aufgrund des sehr hohen Anteils des Stromsektors für den Einsatz von Rohbraunkohle entsprechen die Veränderungen der Fördermengen weitgehend der jeweiligen Entwicklung der Braunkohlekraftwerke am Strommarkt.

Braunkohlekraftwerke produzierten in Deutschland im Jahr 2020 rd. 91,7 TWh Strom (brutto). Das sind rd. 16,0 % des insgesamt erzeugten (573,6 TWh) bzw. rd. 16,4 % des verbrauchten Bruttostroms (557,5 TWh) in Deutschland. Damit hatte die Braunkohle im Jahr 2020 nach den erneuerbaren Energien den höchsten Beitrag am deutschen Stromerzeugungsmix, dicht gefolgt von Erdgas, das mit 91,6 TWh bzw. 16,0 % zum Stromerzeugungsmix beitrug. Der Beitrag der Kernenergie und Steinkohle betrug 64,3 bzw. 42,5 TWh (11,2 bzw. 7,4 % am Stromerzeugungsmix). Mit 254,7 TWh produzierten die erneuerbaren Energien im Jahr 2020 erstmals mehr Strom als die fossilen Energieträger Erdgas, Braun- und Steinkohle zusammen (225,8 TWh). Ihr

[2] Vgl. AG Energiebilanzen: Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1. – 4. Quartal 2020, Stand Dezember 2020
[3] Daten zur Primärenergiegewinnung für das Jahr 2020 liegen noch nicht vor
[4] Vgl. AG Energiebilanzen: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019, Stand März 2020

Anteil betrug 44,4 % an der Bruttostromerzeugung bzw. 45,7 % am Bruttostromverbrauch.[5]

Tabelle 1: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern im Jahr 2020[6]

Energieträger	Bruttostromerzeugung im Jahr 2020 [TWh]	Anteil an Bruttostromerzeugung [%]
Braunkohle	91,7	16,0
Steinkohle	42,5	7,4
Kernenergie	64,3	11,2
Erdgas	91,6	16,0
Mineralöl	4,2	4,2
Erneuerbare Energien, darunter:	254,7	44,4
- Wind Onshore	107,0	18,7
- Wind Offshore	27,5	4,8
- Wasserkraft	18,7	3,3
- Biomasse	44,4	7,7
- Photovoltaik	51,0	8,9
Sonstige, darunter:	24,5	4,3
- Pumpspeicher (PSE)	6,2	1,1
Summe Bruttostromerzeugung	573,6	100

2.2. Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland

In nachfolgender Tabelle wird die Struktur der Stromversorgung in Deutschland im Zeitverlauf dargestellt.

Tabelle 2: Entwicklung Bruttostromerzeugung nach Energieträger, Bruttostromverbrauch und Importsaldo in Deutschland[7]

[TWh]	1990	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Braunkohle	170,9	154,1	145,9	154,5	149,5	148,4	145,6	114,0	91,7
Steinkohle	140,8	134,1	117,0	117,7	112,2	92,9	82,6	57,5	42,5
Kernenergie	152,5	163,0	140,6	91,8	84,6	76,3	76,0	75,1	64,3
Erdgas	35,9	72,7	89,3	62,0	81,3	86,7	82,5	90,5	91,6
Mineralöl	10,8	12,0	8,7	6,2	5,8	5,6	5,2	4,9	4,2
Erneuerbare Energien	19,7	63,4	105,2	188,8	189,7	216,3	224,8	242,4	254,7
Sonstige	19,3	23,9	26,5	27,3	27,3	27,5	26,8	25,1	24,5
Summe Bruttostromerzeugung	549,9	623,1	633,1	648,3	650,4	653,7	643,4	609,4	573,6
Bruttostromverbrauch	550,7	618,5	618,2	600,0	599,9	601,3	594,7	576,7	551,3
Importsaldo	0,8	-4,6	-15,0	-48,3	-50,5	-52,5	-48,7	-32,7	-16,1

[5] Vgl. AG Energiebilanzen: Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2020, Stand Dezember 2020
[6] Ebd.
[7] Ebd.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Braunkohleverstromung in Deutschland über den Zeitverlauf bis 2018 eine sehr hohe Konstanz aufweist. So bewegt sich die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken im Zeitraum von 1991 bis 2018 innerhalb einer vergleichsweise engen Bandbreite zwischen 136 TWh (1999) und 161 TWh (2013)[8]. Die höhere Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken im Jahr 1990 in Höhe von 171 TWh lässt sich teilweise auf Sondereffekte, die im Zuge der deutschen Wiedervereinigung entstanden sind, zurückführen (Strukturveränderungen der ostdeutschen Braunkohlenindustrie). Dass die Braunkohleverstromung nach 2010 wieder zunahm und im Jahr 2013 die Stromerzeugung aus 1991 (158 TWh) übertroffen wurde, lässt sich teilweise auf den Rückgang der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken zurückführen. Zwischen 2013 und 2018 lässt sich ein stetiger, aber moderater Rückgang der Braunkohleverstromung feststellen (-9,5 %). Seit 2018 lässt sich hingegen ein deutlicher Rückgang beobachten: Die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken verringerte sich in den vergangenen drei Jahren von 146 TWh im Jahr 2018, über 114 TWh im Jahr 2019 auf 92 TWh im Jahr 2020 um rd. 37 %. Diese Entwicklung lässt sich zum Teil auf die Überführung von Kraftwerksblöcken in die Sicherheitsbereitschaft und eine im Jahr 2020 pandemiebedingte niedrigere Stromnachfrage zurückführen. Wesentlich für den Rückgang ist jedoch auch eine im Vergleich zu 2018 – infolge eines gestiegenen CO_2-Zertifikatepreises, eines gesunkenen Beschaffungspreises für Erdgas und einer Erhöhung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen – veränderte Wettbewerbssituation auf dem nationalen und europäischen Strommarkt.

Aus Tabelle 2 lässt sich ferner erkennen, dass neben der Braunkohle vor allem die Kernenergie und die Steinkohle in den letzten Jahrzehnten zentrale Säulen des Stromversorgungssystems bildeten. Die Bundesregierung hat nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima 2011 ihr Energiekonzept fortentwickelt und den Ausstieg aus der Kernkraft beschleunigt. Der Ausstieg aus der Kernenergie wurde mit der 13. Änderung des Atomgesetzes im Jahr 2011 gesetzlich festgeschrieben. Der Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland ist entsprechend des gesetzlich festgelegten stufenweisen Ausstiegs bis Ende 2022 zurückgegangen. Ausgehend von einem Niveau von 141 TWh im Jahr 2010 ist die Stromerzeugung der Kernkraftwerke um rd. 55 % auf nur noch 64 TWh im Jahr 2020 zurückgegangen. Die verbleibenden Kernkraftwerke mit einer installierten Leistung von rd. 8 GW (Stand März 2021) gehen bis Ende 2022 vom Netz (minus 4 GW Ende 2021, minus 4 GW Ende 2022). Der verhältnismäßig größte Rückgang bei der Stromproduktion im vergangenen Jahrzehnt lässt sich bei der Steinkohle beobachten. Während die Stromproduktion aus Steinkohlekraftwerken von 2009 bis 2013 noch leicht zulegen konnte, erfolgt seit 2013 ein stetig verlaufender Abwärtstrend. Insgesamt reduzierte sich die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken in diesem Zeitraum von 127 TWh im Jahr 2013 auf 43 TWh im Jahr 2020 um rd. 66 %.[9] Ursächlich für diese Entwicklung sind die Herausnahme von Steinkohlekraftwerkskapazitäten aus dem Markt, der massive Ausbau der erneuerbaren Energien sowie ein in den letzten Jahren gestiegener CO_2-Zertifikatepreis in Verbindung mit einem gesunkenen Beschaffungspreis für Erdgas.

[8] Vgl. BMWi: Gesamtausgabe der Energiedaten, letzte Aktualisierung 23.10.2020
[9] Ebd.

In Folge dieser Entwicklungen wurde die Steinkohle in der Stromerzeugung zunehmend aus der Mittellast verdrängt.

Erdgaskraftwerke konnten hingegen von der Entwicklung des CO_2-Zertifikatepreises und des Beschaffungspreises für Erdgas profitieren. Im Zuge dieser Entwicklung verbesserte sich die Wettbewerbsfähigkeit von Erdgaskraftwerken gegenüber Steinkohlekraftwerken und teilweise auch gegenüber Braunkohlekraftwerken. Während die Kohleverstromung im Jahr 2020 deutlich zurückging, konnten Gaskraftwerke trotz des pandemiebedingten Rückgangs der Stromnachfrage ihre Produktion nochmals etwas steigern. Diese erhöhte sich seit 2015 von 62 TWh im Jahr 2015 auf rd. 92 TWh im Jahr 2020 um fast 50 % und erreichte damit einen neuen Höchststand. Im Jahr 2020 hatten Erdgaskraftwerke erstmals einen vergleichbar großen Anteil an der Bruttostromerzeugung in Deutschland wie Braunkohlekraftwerke.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in den letzten Jahrzehnten massiv gestiegen. Seit 2010 erhöhte sich die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien um 150 TWh auf rd. 255 TWh im Jahr 2020. Dies entspricht einem Anstieg von rd. 143 %. Die wichtigsten erneuerbaren Energieträger im Stromsektor sind die Windenergie (onshore und offshore), die Photovoltaik und die Biomasse.

Von Bedeutung für die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen in Deutschland ist zudem die Entwicklung des Stromaustauschsaldos. Dieser war bis 2005 annähernd ausgeglichen (Spannweite: -5 bis + 5 TWh). Seit 2003 exportiert Deutschland im Jahressaldo durchgehend mehr Strom, als es importierte.[10] Die Nettoexporte erreichten im Jahr 2017 ihren vorläufigen Höchststand mit einem Überschuss in Höhe von knapp 53 TWh. Seitdem ist eine Trendumkehr erkennbar und die Nettostromexporte gehen stetig zurück. Diese betrugen im Jahr 2020 rd. 16 TWh. Somit wurden rd. 2,8 % des in Deutschland produzierten Stroms exportiert.

Schließlich bleibt festzuhalten, dass sich der Bruttostromverbrauch in Deutschland seit 1990 innerhalb einer Bandbreite zwischen 528 TWh (1993) und 625 TWh (2007) bewegt. Von 1993 und 2007 stieg der Bruttostromverbrauch stetig, war dann leicht rückläufig und pendelte sich bis 2017 auf ein Niveau von rd. 600 TWh ein. Seit 2017 reduzierte sich der Bruttostromverbrauch stetig auf rd. 558 TWh im Jahr 2020, wobei der Rückgang im Jahr 2020 überwiegend auf die Maßnahmen zur Bekämpfung der Covid-19-Pandemie zurückzuführen ist.[11]

[10] Vgl. BMWi: Gesamtausgabe der Energiedaten, letzte Aktualisierung 23.10.2020
[11] Ebd.

2.3. Beitrag der Braunkohle für eine sichere und bezahlbare Stromversorgung

Die Bedeutung der Braunkohleverstromung liegt nicht nur in ihrem absoluten Beitrag zur Stromversorgung, sondern auch in ihrem Beitrag zur gesicherten Abdeckung der Jahreshöchstlast, da Braunkohlekraftwerke über eine hohe gesicherte und damit planbare Leistung verfügen. Im „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2020“ (Stand 18.02.2020) wird für eine theoretische, kritische Situation analysiert, ob mit den in Deutschland verfügbaren elektrischen Erzeugungsanlagen die Last in Deutschland versorgt werden kann. Diese Situation charakterisiert sich dadurch, dass der höchste Verbrauch des Jahres (Jahreshöchstlast) mit sehr geringer Windkraft-Einspeisung, fehlender PV-Einspeisung sowie einer vergleichsweise hohen Nichtverfügbarkeit konventioneller Kraftwerke kombiniert wird. In diesem Bericht beziffern die Übertragungsnetzbetreiber die im Jahr 2020 sicher verfügbare Leistung inkl. Netzreservekraftwerke und Sicherheitsbereitschaft[12] auf 87,9 GW. Demgegenüber steht eine Jahreshöchstlast in Höhe von 82,6 GW. Mit einer installierten Leistung von 20,3 GW hat die Braunkohle einen Anteil von circa 23 % an der verfügbaren Leistung. Darüber hinaus tragen Steinkohlekraftwerke 22,3 GW zu der zu Verfügung zu stehenden Leistung bei. Zusammen stellten Braun- und Steinkohlekraftwerke in 2020 circa 50% der gesicherten Leistung in Deutschland. Vor diesem Hintergrund stellt die frühzeitige Beendigung der Kohleverstromung insbesondere im Hinblick auf die Versorgungssicherheit eine große Herausforderung für das Energieversorgungssystem dar. In dem Leistungsbilanzbericht der Übertragungsnetzbetreiber wird bereits für das Jahr 2022 ein Leistungsbilanzdefizit in Höhe von 7,2 GW ermittelt.[13]

Daraus folgt, dass Deutschland in kritischen Situationen zunehmend und maßgeblich auf Stromimporte angewiesen sein könnte. Dass die Situation sich mittelfristig weiter verschärfen könnte, zeigt eine im Jahr 2020 von E-CUBE und EWI im Auftrag von ENGIE durchgeführte Studie. Im Rahmen einer Mehrländerbetrachtung im Hinblick auf das nordwesteuropäische Energiesystem könnte es in 2030 in Extremfällen zu einer aggregierten Deckungslücke von bis zu 70 GW im nordwesteuropäischen Energiesystem kommen.[14]

---

[12] Die gesicherte Leistung ergibt sich aus der Differenz der verfügbaren Leistung abzüglich der Reserve für Systemdienstleistungen und beträgt im Jahr 2020 84 GW.

[13] Die Übertragungsnetzbetreiber führen in ihrem Bericht aus, dass in einer solchen Situation nicht zwangsläufig Lastabschaltung notwendig seien, aber Deutschland auf Stromimporte angewiesen sei. Über die Eintrittswahrscheinlichkeit einer solchen Situation wird in diesem Bericht keine Aussage getroffen. Gleichwohl würden die betrieblichen Erfahrungswerte der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Januar 2017 zeigen, dass eine solche Situation nicht ausgeschlossen werden kann. Ferner wird hinsichtlich der Aussagekraft der Ergebnisse auf die Ausführungen im Kapitel 3.3. „*Grenzen der Betrachtung*“ des Berichts verwiesen.

[14] Vgl. E-CUBE, EWI: 2030 Peak Power Demand in North West Europe (September 2020)

Darüber hinaus ist auch der Beitrag der Braunkohle für eine bezahlbare bzw. international wettbewerbsfähige Energieversorgung zu berücksichtigen. Das EWI analysierte in einer im Jahr 2019 veröffentlichten Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen die Auswirkungen der Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf Basis der Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung. In der Studie werden u.a. verschiedene Industriebranchen im Hinblick auf deren Stromkostenintensität sowie internationale Wettbewerbsintensität analysiert. Laut Studie sind die Branchen Eisen- und Stahl, Aluminium, Chemie und Papier aufgrund ihrer hohen Stromkosten- und Handelsintensität besonders von Strompreiserhöhungen betroffenen. Zentrales Ergebnis der Studie ist, dass der Kohleausstieg auf Basis der Empfehlungen der Kommission-WSB einerseits die Erreichung des Klimaziels 2030 für den Energiesektor ermöglicht und andererseits zu einer zusätzlichen Steigerung der Großhandelsstrompreise führt.[15]

Die Bedeutung der Strompreise für das verarbeitende Gewerbe in Deutschland und die jeweiligen Entwicklungen in den letzten Jahren wurde ferner in einer von der RWE Power AG beauftragten Studie vom Institut der Deutschen Wirtschaft untersucht, die im Jahr 2020 veröffentlicht wurde. In der Studie wird ausgeführt, dass eine sichere und preiswerte Stromversorgung für den Wirtschaftsstandort Deutschland auch während des Umbaus des Energiesystems sicherzustellen sei. Mehrbelastungen beim Strompreis würden gerade für stromintensive Unternehmen einen einseitigen Wettbewerbsnachteil bedeuten, der einen Rückgang des Produktionskapitals und die Abwanderung von Unternehmen und damit Arbeitsplätzen an Standorte mit geringerer Kostenbelastung zur Folge haben könnte.[16]

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Bedeutung der Braunkohleverstromung nicht nur eine Herausforderung hinsichtlich wegfallender Verstromungsmengen darstellt. Auch die wegfallenden Beiträge der Braunkohle zur Sicherung der Stromversorgung in kritischen Situationen (z.B. kalte Dunkelflaute) sowie zur Gewährleistung einer bezahlbaren und wettbewerbsfähigen Stromversorgung sind zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang ist die Bedeutung der nordrhein-westfälischen Braunkohlenkraftwerke zu betonen, da circa 50 % der in Deutschland installierten Braunkohle-Kraftwerkskapazitäten in Nordrhein-Westfalen liegen.[17]

---

[15] Vgl. EWI: Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO_2-Emissionen und ausgewählte Industrien

[16] Vgl. IW: Entwicklung der Stromkosten im internationalen Vergleich – Auswirkungen der deutschen Energiewende auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit

[17] Vgl. Kraftwerksliste Bundesnetzagentur Stand 19.01.2021; installierte Netto-Nennleistung Braunkohle Deutschland: 20.253 MW; installierte Netto-Nennleistung Braunkohle Nordrhein-Westfalen: 10.396 MW

3. Perspektiven der Braunkohleförderung und -verstromung

In diesem Kapitel soll die Perspektive der Braunkohleförderung und -verstromung in Deutschland bzw. Nordrhein-Westfalen vor dem Hintergrund der gesetzlichen Regelungen zum Kohleausstieg in Deutschland sowie den dynamischen und teilweise unsicheren Entwicklungen am Strommarkt untersucht werden. Zu diesem Zweck wurden 11 Studien ausgewertet, die relevante Aussagen zur zukünftigen Bedeutung der Braunkohle treffen. Ziel der Untersuchung ist es, mögliche Entwicklungskorridore aufzuzeigen und diese vor dem Hintergrund der aktuellen energie- und klimapolitischen Ziele und Rahmenbedingungen einzuordnen.

3.1. Methodik

3.1.1. Auswahl der Studien

Folgende Studien wurden im Rahmen dieser Untersuchung betrachtet:

(1) „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“ (Kurzbezeichnung: ÜNB 2019; Veröffentlichung: April 2019; Erstellt von: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW GmbH)

(2) „Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist“ (Kurzbezeichnung: DIW 2020a; Veröffentlichung: Februar 2020; Auftraggeber: Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND); Auftragnehmer: DIW Berlin, TU Berlin, CoalExit)

(3) „Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier – Ergänzende Analyse des Stilllegungspfades gemäß Bund/Länder-Einigung“ (Kurzbezeichnung: Frontier 2020; Veröffentlichung: März 2020; Auftraggeber: RWE Power AG; Auftragnehmer: Frontier Economics, Fraunhofer IMWS, Economic Trends Research)

(4) „Garzweiler II: Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Tagebaus“ (Kurzbezeichnung: DIW 2020b; Veröffentlichung: Mai 2020; Auftraggeber: Greenpeace e. V.; Auftragnehmer: DIW Berlin, TU Berlin, CoalExit)

(5) „Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? – Klimapolitische Maßnahmen und Energieprognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz“ (Kurzbezeichnung: RWI 2020; Veröffentlichung: Mai 2020; Auftraggeber: EcoAustria – Institut für Wirtschaftsforschung; Auftragnehmer: rwi consult GmbH)

(6) „Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier“ (Kurzbezeichnung: EWI 2020; Veröffentlichung: Juli 2020; Auftraggeber: RWE Power AG; Auftragnehmer: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH)

(7) „Klimaneutrales Deutschland“ (Kurzbezeichnung: Prognos 2020; Veröffentlichung: November 2020; Auftraggeber: Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität; Auftragnehmer: Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

(8) „Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus bei einem gegenüber aktuellen Braunkohle- bzw. Revierplänen veränderten Abbau und Bestimmung der entsprechenden Rückstellungen“ (Kurzbezeichnung: BET 2020; Veröffentlichung: Dezember 2020; Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Auftragnehmer: BET, EY, ahu, FUMINCO, ZAI, EMCP)

(9) „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“ (Kurzbezeichnung: ÜNB 2021; Veröffentlichung: Januar 2021; Erstellt von: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, Transnet BW GmbH)

(10) „Plausibilisierung der Unternehmensplanung der RWE Power AG hinsichtlich der Nutzung von Braunkohle“ (Kurzbezeichnung: EY/BET 2021; Veröffentlichung: Februar 2021; Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Auftragnehmer: EY, BET)

(11) „Begleitstudie zur Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen“ (Kurzbezeichnung: FZJ 2021; Veröffentlichung: noch nicht veröffentlicht; Auftraggeber: Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen; Auftragnehmer: Forschungszentrum Jülich IEK-3)

Die vorgenommene Studienauswahl erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, bildet jedoch ein breites Bild aktueller Studien ab, die relevante Aussagen zu dem zukünftigen Beitrag der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland treffen. Um eine Eingrenzung vorzunehmen und zu gewährleisten, dass die Studien aktuelle Entwicklungen bei den energie- und klimapolitischen Zielen und Rahmenbedingungen berücksichtigen konnten, wurden nur Studien berücksichtigt, deren Veröffentlichung nicht weiter als bis zum Jahr 2019 zurückgeht.

Die zum Zwecke dieser Untersuchung ausgewählten Studien untersuchen unterschiedliche Fragestellungen, setzen unterschiedliche exogene Annahmen und verfolgen unterschiedliche methodische Ansätze. Beispielsweise werden in den Studien DIW 2020b, BET 2020 und EY/BET 2021 zwar Braunkohlefördermengen, aber keine Braunkohleverstromungsmengen prognostiziert, wobei hier aber ein linearer Zusammenhang besteht. Darüber hinaus untersuchen nicht alle Studien im Speziellen die Auswirkungen des Kohleausstiegs auf Braunkohlekraftwerke und Tagebaue in Nordrhein-Westfalen, aber die Rolle des Braunkohlestroms im deutschen Energiemix. Auch variieren die Betrachtungszeitpunkte und -räume in den verschiedenen Studien. Trotz dieser Unterschiede wurde im Rahmen dieser Untersuchung der Ansatz verfolgt, eine möglichst breite Auswahl an Studien für die Auswertung zu betrachten, um mögliche Entwicklungskorridore unter Berücksichtigung verschiedener Betrachtungsweisen breit abbilden zu können.

3.1.2. Methodischer Ansatz zur Einordnung der Studienergebnisse

Um die Ergebnisse der Studien und den darin enthaltenen Szenarien vor dem Hintergrund der beschriebenen unterschiedlichen Zielsetzungen, Annahmen und Vorgehensweisen interpretieren und miteinander vergleichen zu können, ist es notwendig, die Studienergebnisse einzuordnen. Daher werden die Studien und Szenarien anhand festgelegter Kriterien im Hinblick auf die aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen und die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung analysiert.

Die energiepolitischen Rahmenbedingen der Bundesregierung entwickeln sich fortlaufend weiter, sodass Annahmen, die zum Zeitpunkt der Modellierungen und Szenarienberechnungen zu Grunde gelegt wurden, zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Studie zum Teil schon nicht mehr dem aktuellen Stand entsprechen. Auch sind grundsätzlich verschiedene wissenschaftliche Fragestellungen denkbar, in denen abweichende energie- und klimapolitische Annahmen aus Sicht der Autoren bzw. Auftraggeber notwendig oder sinnvoll sein mögen. Es erfolgt daher keine Wertung der in den wissenschaftlichen Studien zu Grunde gelegten Annahmen und Methoden. Die gewählte Vorgehensweise dient ausschließlich dazu, eine objektive Einordnung der unterschiedlichen Studienergebnisse zu ermöglichen.

Für die Entwicklung der Braunkohleverstromung sind insbesondere die gesetzlich festgelegten Regelungen im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, die gesetzlich festgelegten Regelungen im Bundes-Klimaschutzgesetzgesetz sowie das im Erneuerbaren-Energien-Gesetz festgelegte Ziel, den Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent im Jahr 2030 zu steigern, essenziell.[18]

Nachfolgend werden die zum Zwecke dieser Untersuchung wichtigsten Regelungen kurz beschrieben.

<u>Kohleausstiegsgesetz</u>
Die im Jahr 2018 von der Bundesregierung eingesetzte Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung hat vor dem Hintergrund der energiepolitischen Zielsetzung, eine sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung zu gewährleisten, nach intensiven Beratungen und unter Anhörung einer Vielzahl von Sachverständigen einen Pfad zum Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland empfohlen. Darüber hinaus hat die Kommission-WSB umfassende weitere energiepolitische Vorschläge zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit der Energieversorgung vorgelegt.

Die energiepolitischen Empfehlungen der Kommission-WSB wurden mit dem Kohleausstiegsgesetz legislativ umgesetzt. Das KVBG enthält u.a. Festlegungen über die

[18] Der Vollständigkeit halber wird angemerkt, dass auch andere energiepolitische Ziele und Rahmenbedingen wie zum Beispiel Effizienzziele einen geringfügigeren Einfluss auf die Entwicklung der Braunkohleverstromung haben könnten. Eine Erweiterung über die beschriebenen Kriterien hinaus war jedoch auch aufgrund der mangelnden Datenlage in den untersuchten Studien nicht sinnvoll, um eine objektive Einordnung zu treffen.

maximal zulässige Summe der Leistung von Braun- und Steinkohlekraftwerken am Strommarkt zu einzelnen Zieljahren, einen blockscharfen Stilllegungsplan für Braunkohlekraftwerke sowie Mechanismen zur Stilllegung von Steinkohlekraftwerken. Darüber hinaus sieht das KVBG eine Vielzahl von Regelungen im Hinblick auf die Gewährleistung von Versorgungsicherheit und Bezahlbarkeit vor.[19]

Gemäß § 40 KVBG sind die Betreiber von Braunkohleanlagen spätestens bis zu den in Anlage 2 KVBG für die jeweilige Anlage festgelegten Zeitpunkten (Stilllegungszeitpunkt) zur endgültigen Stilllegung verpflichtet. Zudem ist gem. § 47 KVBG zu prüfen, ob der Stilllegungszeitpunkt für die Braunkohleanlagen im Rahmen der umfassenden Überprüfung nach den §§ 54 und 56 KVBG in den Jahren 2026, 2029 und 2032 nach dem Jahr 2030 bis zu drei Jahre vorgezogen und damit das Abschlussdatum 2035 erreicht werden kann. Somit wurde mit dem Beschluss zum Kohleausstiegsgesetz der Verlauf der verbleibenden elektrischen Leistung der Braunkohleanlagen in Deutschland bis 2038 weitgehend festgelegt. Dieser Stilllegungspfad wurde im „öffentlich-rechtlichen Vertrag zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland“, den die Bundesrepublik Deutschland auf Grundlage der Ermächtigung nach § 49 KVBG mit den Anlagenbetreibern geschlossen hat und dem der Bundestag am 13. Januar 2021 zugestimmt hat, abgebildet.

Bundes-Klimaschutzgesetz

Die Bundesregierung hat am 20. September 2019 Eckpunkte für ein Klimaschutzprogramm 2030 und am 9. Oktober 2019 das Klimaschutzprogramm 2030 beschlossen. Ein wesentliches Kernelement des Klimaschutzprogrammes 2030 ist das Bundes-Klimaschutzgesetz, das im Dezember 2019 vom Deutschen Bundestag und Bundesrat beschlossen wurde. Das Gesetz soll die Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele sowie die Einhaltung der europäischen Zielvorgaben gewährleisten. Auch soll damit das Bekenntnis Deutschlands auf dem UN-Klimagipfel am 23. September 2019 in New York gestützt werden, bis 2050 Treibhausgasneutralität als langfristiges Ziel zu verfolgen (§ 1 KSG). Grundlage bildet die Verpflichtung nach dem Übereinkommen von Paris aufgrund der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen. Danach soll der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter zwei Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden, um die Auswirkungen des weltweiten Klimawandels so gering wie möglich zu halten. Das Bundes-Klimaschutzgesetz legt unter anderem fest, wie viel die einzelnen Sektoren jährlich dazu beitragen müssen, die Klimaziele zu erreichen. Hierfür werden für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges jährlich sinkende Jahresemissionsgrenzen („Sektorziele“) festgelegt (§ 4 KSG). Beispielsweise beträgt die zulässige Jahresemissionsmenge im Jahr 2030 für den Sektor Energiewirtschaft 175 Mio. t

[19] Exemplarisch sei hier auf die §§ 26 KVBG, 37 KVBG und 51 Abs. 4 KVBG hingewiesen, die vorsehen, dass stillzulegende Steinkohlekraftwerke einer Systemrelevanzprüfung unterzogen werden und dass ein etwaiges Kohleverfeuerungsverbot für systemrelevante Kraftwerke temporär unwirksam wird. Ferner sieht § 55 Abs. 4 KVBG vor, dass der Stilllegungsumfang für Steinkohlekraftwerke bei drohender Gefährdung der Versorgungssicherheit reduziert werden kann. Weiterhin sieht § 55 Abs. 5 KVBG Zuschüsse für stromkostenintensive Unternehmen vor, die im internationalen Wettbewerb stehen.

CO_2-Äquivalent. Sofern ein Sektor die zulässige Jahresemissionsmenge überschreitet, muss das zuständige Bundesministerium innerhalb von drei Monaten ein Sofortprogramm für den jeweiligen Sektor vorlegen, das die Einhaltung der Jahresemissionsmengen des Sektors für die folgenden Jahre sicherstellen soll (§ 8 KSG).

In diesem Zusammenhang gilt es zu beachten, dass sich die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen seit der Verabschiedung des Bundes-Klimaschutzgesetzes insofern geändert haben, als dass eine Verschärfung des EU-Klimaziels für das Jahr 2030 absehbar ist. So hat der Europäische Rat im Dezember 2020 eine Erhöhung des europäischen Treibhausgasminderungsziels von derzeit minus 40 Prozent auf minus 55 Prozent beschlossen. Diese Entwicklungen auf EU-Ebene könnten zur Folge haben, dass Deutschland mittelfristig sein Treibhausgasminderungsziel für 2030 ebenfalls erhöhen wird. Wie hoch das angepasste Ziel dann sein wird, lässt sich zu diesem Zeitpunkt noch nicht abschätzen. Insbesondere, weil zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht feststeht, mit welcher europarechtlichen Architektur die Umsetzung auf EU-Ebene erfolgen wird. Etwaige zusätzliche Klimaschutzinstrumente oder eine Verschärfung von bestehenden Instrumenten auf europäischer oder nationaler Ebene müssten zunächst EU-weit unter Einbeziehung relevanter Stakeholder ausverhandelt werden, sodass gesicherte Erkenntnisse über die Auswirkungen eines verschärften EU-Klimaziels auf nationaler Ebene voraussichtlich erst in zwei bis drei Jahren vorliegen werden.

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Im Koalitionsvertrag vom 12. März 2018 zwischen CDU, CSU und SPD wurde festgehalten, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % erhöht werden soll. Dieses Ziel wurde im Zuge der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gesetzlich festgeschrieben. Ferner wurde im EEG 2021 auch die Zielsetzung festgehalten, dass Erzeugung und Verbrauch von Strom in Deutschland bis 2050 treibhausgasneutral auszugestalten ist.

Vor diesem Hintergrund wurden folgende Kriterien für eine systematische Auswertung der Studien und darin enthaltenen Szenarien festgelegt, die die zentralen, aktuell gesetzlich verankerten energiepolitischen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen der Bundesregierung abbilden:

- angenommenes bzw. ermitteltes Ambitionsniveau der Treibhausgasemissionsminderungen im Hinblick auf die Systematik und das Ambitionsniveau im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), insbesondere in Bezug auf die im KSG zulässige Jahresemissionsmenge in Höhe von 175 Mio. t CO_2-Äq. für das Jahr 2030 für den Sektor Energiewirtschaft,
- angenommener bzw. ermittelter Anteil der erneuerbaren Energien im Hinblick auf das im EEG aktuell festgelegte Ziel der Bundesregierung, das eine Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis zum Jahr 2030 vorsieht sowie

- angenommener Stilllegungspfad der Braunkohleanlagen im Hinblick auf die im KVBG gesetzlich festgelegten Regelungen zum Braunkohleausstieg, wobei berücksichtigt wird, dass marktwirtschaftlich getriebene frühere Stilllegungen seitens der Anlagenbetreiber gemäß § 40 Abs. 2 KVBG grundsätzlich möglich sind.

Darüber hinaus wurde darauf geachtet, dass der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 berücksichtigt wurde, was jedoch in sämtlichen Studien der Fall ist.

In der nachfolgenden Auswertung wurden teilweise Werte aus Zahlen abgeleitet bzw. aus Abbildungen abgelesen. Solche abgeleitete Werte sind in sämtlichen nachfolgenden Tabellen mit einem Asterisk (*) markiert.

3.2. Auswertung der Studien

3.2.1. Studie (1) „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“ (ÜNB 2019)

Datum der Veröffentlichung
April 2019

Autoren
50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH[20]

Ansatz, Methodik und Annahmen
Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird im Wege des mehrstufigen Prozesses der Netzentwicklungsplanung unter Einbeziehung der Öffentlichkeit ermittelt. Nach § 12a EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet, alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen zu erstellen und der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Genehmigung vorzulegen. Dieser beschreibt die absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen für ein konkretes Zieljahr mit verschiedenen Annahmen zu Erzeugung, Last und Verbrauch. Er zeigt dabei unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade auf („Szenarien“). Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens müssen die ÜNB der BNetzA gemäß § 12b EnWG einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) vorlegen. Der Netzentwicklungsplan enthält Vorschläge der ÜNB zum bedarfsgerechten Ausbau der Stromübertragungsnetze. Die durch die BNetzA bestätigten Netzentwicklungspläne und der Umweltbericht der BNetzA bilden wiederum die Grundlage für ein Bundesbedarfsplangesetz. Für die darin enthaltenen Vorhaben werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt.

Der erste Entwurf des NEP 2030 (2019) wurde am 4. Februar 2019 veröffentlicht. Anschließend fand eine öffentliche Konsultation vom 4. Februar bis 4. März 2019 statt. Nach der Überarbeitung wurde der vorliegende zweite Entwurf des NEP 2030 (2019) am 15. April 2019 veröffentlicht. Grundlage des Netzentwicklungsplans ist der von der am 15.06.2018 von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen. In diesem werden insgesamt fünf Szenarien betrachtet.

Das Szenario A 2030 (geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen) ist durch eine hohe Transformationsgeschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende (65 %-EE am Bruttostromverbrauch) gekennzeichnet, in der Stromerzeugungskapazitäten eher zentral (Braun- und Steinkohle sowie Wind Offshore) und der Innovationsgrad (Treiber Sektorenkopplung, Flexibilitätsoptionen und Speicher) eher gering sind.

[20] Nach § 12b EnWG müssen die ÜNB der BNetzA alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom zur Bestätigung vorzulegen.

Die Szenarien B 2025/2030/2035 (Moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen) zeichnen sich gegenüber dem Szenario A 2030 dadurch aus, dass zwar das Transformationstempo gleich hoch bleibt (65 %-EE am Bruttostromverbrauch in 2030), aber durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien die Innovationsgeschwindigkeit der Energiewende erhöht wird.

Im Szenario C 2030 (Starke Sektorenkopplung mit dezentraleren Strukturen) ist der Innovationsgrad bei gleichbleibenden hohen Transformationstempo (65 %-EE am Bruttostromverbrauch) am höchsten. Dies wird durch eine intensive Nutzung neuer Speicher- und Flexibilitätstechnologien sowie die Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr erreicht.

In allen Szenarien für das Zieljahr 2030 wird ein Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 65 % erreicht. Ferner beträgt die CO□-Obergrenze in allen Szenarien für das Jahr 2030 184 Mio. t CO_2. Die Begrenzung resultiert aus den im Klimaschutzplan 2050 verankerten sektorspezifischen CO_2-Reduktionszielen der Bundesregierung.

In nachfolgender Tabelle werden die wichtigsten Annahmen zusammengestellt.

Tabelle 3: Rahmendaten des Szenariorahmens und wesentliche Annahmen im NEP 2030 (2019)

Rahmendaten des Szenariorahmens und wesentliche Annahmen	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Kapazität Braunkohle [GW]	9,4	9,4	9,3	9,0	9,0
Kapazität Steinkohle [GW]	13,5	13,5	9,8	8,1	8,1
Summe konv. Erzeugungskapazität [GW]	74,4	74,7	73,2	69,1	72,8
Kapazität Wind onshore [GW]	70,5	74,3	81,5	85,5	90,8
Kapazität Wind offshore [GW]	10,8	20,0	17,0	17,0	23,2
Kapazität PV (GW)	73,3	72,9	91,3	104,5	97,4
Summe reg. Erzeugungskapazität [GW]	168,8	180,1	202,7	219,9	222,9
Nettostromverbrauch [TWh]	528,4	512,3	543,9	576,5	549,4
Wärmepumpen [Anzahl in Mio.]	1,7	1,1	2,6	4,1	2,9
Elektroautos [Anzahl in Mio.]	2,0	1,0	6,0	10,0	8,0
CO_2-Vorgabe zur Marktmodellierung [Mio. t CO_2]	240	184	184	184	127
CO_2-Zertifikatepreis [€/t]	19,8	25,2	29,4	29,4	36,3
Erdgaspreis [€/MWh]	25,2	27,6	26,4	26,4	27,9
Steinkohlepreis [€/MWh]	8,5	8,9	8,4	8,4	8,5

Aufbauend auf dem Szenariorahmen wird für jedes Szenario eine Marktsimulation durchgeführt, im Sinne einer ökonomischen Optimierung unter Berücksichtigung von Erzeugung, Nachfrage und Handel von elektrischer Energie im gesamten europäischen Strommarkt. In einem weiteren Schritt wird anhand von Netzanalysen der Netzentwicklungsbedarf (Netzverstärkungen und Netzausbau) bestimmt. Abschließend wird die Systemstabilität des ermittelten Ergebnisnetzes bewertet.

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation
Die wesentlichen Ergebnisse der Marktsimulation sind in nachfolgender Tabelle zusammengestellt.

Tabelle 4: Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation im NEP 2030 (2019)

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation für Deutschland	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Stromerzeugung Braunkohle [TWh]	64,3	47,0	58,2	60,8	23,6
Stromerzeugung Steinkohle [TWh]	80,2	64,9	57,3	52,5	22,0
Stromerzeugung Erdgas [TWh]	69,7	61,7	67,2	41,1	57,0
Stromerzeugung Wind onshore [TWh]	151,9	157,4	173,8	182,8	190,8
Stromerzeugung Wind offshore [TWh]	46,8	86,8	73,8	74,0	100,7
Stromerzeugung Photovoltaik [TWh]	70,3	69,7	86,8	99,2	91,9
Stromerzeugung Biomasse [TWh]	43,3	33,5	33,8	34,1	24,0
Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste [TWh]	540,5	525,1	548,1	568,6	547,8
Exportsaldo [TWh]	57,6	75,6	72,9	44,4	35,9
CO2-Emissionen [Mio. t]	207	183	184	166	127
Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch [%]	59,0	67,3	66,9	68,1	73,7
Jahreshöchstlast [GW]	88	84	93	100	96
Höchste Residuallast [GW]	71	69	76	80	77

Die Ergebnisse der Marktsimulation verdeutlichen die wachsende Bedeutung erneuerbarer Energien: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Das Ziel der Bundesregierung, den Anteil erneuerbarer Energien auf 65 % am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erhöhen, wird in allen Szenarien für 2030 übertroffen.

Aus den betrachteten Bundesländerbilanzen ist ein deutliches Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands in allen Szenarien erkennbar: Tendenziell weisen die nord- und ostdeutschen Bundesländer einen Erzeugungsüberschuss auf, während die süd- und westdeutschen Länder ihre lokale Stromnachfrage mit Hilfe von Stromimporten decken müssen. Auch Nordrhein-Westfalen ist in allen Szenarien Netto-Stromimporteur.

Die Marksimulation verdeutlicht auch die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt. In über 99 % aller Stunden treten im europäischen Stromverbund Transite durch Deutschland auf. Aufgrund der hohen Stromerzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien ist Deutschland in allen Szenarien Netto-Stromexporteur.

Aussagen im Hinblick auf die Braunkohleverstromung
Nachfolgende Tabelle liefert einen Überblick über die Bedeutung der Braunkohleverstromung in den betrachteten Szenarien des NEP.

Tabelle 5: Ergebnisse der Marktsimulation im NEP 2030 (2019) im Hinblick auf die Braunkohleverstromung

Ergebnisse im Hinblick auf die Braunkohleverstromung	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Angenommene installierte Leistung Braunkohle Deutschland [GW]	9,4	9,4	9,3	9,0	9,0
Stromerzeugung Braunkohle Deutschland [TWh]	64,3	47,0	58,2	60,8	23,6
Durchschnittliche Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke in Deutschland [h/a]	6.827	4.987	6.292	6.751	2.630
Angenommene installierte Leistung NRW [GW]	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2
Stromerzeugung Braunkohle NRW [TWh]	23,5	17,1	21,6	22,5	7,6

Einordnung

Grundsätzlich wurden im NEP 2030 (2019) die energie- und klimapolitischen Ziele und Rahmenbedingungen der Bundesregierung berücksichtigt, die die Bundesregierung zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens am 15.06.2018 beschlossen hatte. Seitdem haben sich jedoch die energiepolitischen Ziele und Rahmenbedingungen weiterentwickelt. Nachfolgend sollen die im NEP 2030 (2019) zu Grunde gelegten Annahmen für die untersuchten Szenarien mit den aktuellen energie- und klimapolitischen Zielen und Rahmenbedingungen der Bundesregierung verglichen werden, um eine Einordnung der abgeleiteten Ergebnisse sowie die im Rahmen dieser Untersuchung anvisierte Gegenüberstellung vergleichbarer Prognosen von unterschiedlichen Studien und Szenarien bezüglich der Bedeutung der Braunkohleverstromung zu erzielen. Maßgeblich für den Vergleich sind die vorher festgelegten Kriterien.

Die für die Szenarien des NEP 2030 (2019) zu Grunde gelegten CO_2-Vorgaben basieren auf dem sektoralen Ziel des Klimaschutzplans der Bundesregierung vom November 2016 und liegen bei 184 Mio. t CO_2 für das Jahr 2030. Im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) wurde hingegen eine zulässige Jahresemissionsmenge von 175 Mio. t CO_2 für den Sektor Energiewirtschaft verbindlich festgelegt[21]. Der Vergleich mit den Ergebnissen des NEP (2019) zeigt, dass die im KSG festgelegte Jahresemissionsmengen in den Szenarien A und B 2030 mit 183 bzw. 184 Mio. t CO_2 geringfügig überschritten wird. Mit einem CO_2-Ausstoß in Höhe von 166 Mio. t wird hingegen im Szenario C 2030 das sektorale Klimaziel im KSG eingehalten.

Das im EEG festgeschriebene Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % zu steigern, wird in allen Szenarien eingehalten.

Im NEP 2030 (2019) konnten die am 26.01.2019 vorgestellten Empfehlungen der von der Bundesregierung eingerichteten Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum Ausstieg aus der Kohleverstromung nicht vollständig berücksichtigt werden. Allerdings wird angeführt, dass die ÜNB eine Sensitivität für das Szenario B 2035 ohne jegliche Kohlekraftwerkskapazitäten berechnet haben. Im Er-

[21] Vgl. Anlage 2 (zu §4) KSG

gebnis würde sich zeigen, dass der für 2030 und für 2035 ausgewiesene Netzausbaubedarf auch im Falle eines kompletten Kohleausstiegs erforderlich wäre und insofern robust sei. Der Vergleich mit den im KVBG festgelegten Stilllegungspfaden für Braun- und Steinkohleanlagen zeigt, dass im Szenario B 2025 geringere installierte Leistungen von Braun- und Steinkohleanlagen im Vergleich zum KVBG angenommen wurden, während im Szenario B 2035 höhere installierte Leistungen angenommen wurden. Im Szenario A 2030 stimmen die angenommenen 9,4 GW Braunkohleleistung noch annähernd mit den Vorgaben des KVBG überein, das eine installierte Leistung von 9,0 GW Braunkohle für 2030 vorsieht, allerdings übersteigen die angenommenen 13,5 GW Steinkohle die Vorgaben des KVBG deutlich, das eine installierte Leistung von 8 GW Steinkohle für das Jahr 2030 vorsieht. Auch im Szenario B 2030 werden mit 9,3 GW Braunkohle und 9,8 GW Steinkohle die Vorgaben des KVBG überschritten. Das Szenario C 2030 ist hingegen mit angenommenen 9,0 GW Braunkohle sowie 8,1 GW Steinkohle im Einklang mit den Vorgaben des KVBG. Bei der Betrachtung der angenommenen installierten Leistung der Braunkohleanlagen in Nordrhein-Westfalen ist anzumerken, dass die Annahmen zu der installierten Braunkohleleistung in Höhe von 3,2 bzw. 3,3 GW in den Szenarien A, B und C 2030 sowie B 2035 mit dem im KVBG festgelegten Stilllegungspfad übereinstimmen, in dem ab 2030 und bis 2038 für das Rheinische Revier ausschließlich der Weiterbetrieb der drei Blöcke Niederaußem K, Neurath F (BoA2) und Neurath G (BoA3) am Strommarkt vorgesehen ist[22]. Die im Szenario B 2025 angenommenen 3,3 GW Braunkohle liegen hingegen deutlich unter der Vorgabe des KVBG.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Szenario C 2030 mit CO_2-Emissionen in Höhe von 166 Mio. t, einem EE-Anteil in Höhe von 68,1 % und einer angenommenen installierten Leistung von 9,0 GW (davon 3,2 GW in NRW) Braunkohle sowie 8,1 GW Steinkohle für das Betrachtungsjahr 2030, die aktuellen energie- und klimapolitischen Ziele und Rahmenbedingungen sehr gut abbildet. Die Ergebnisse des C-Szenarios 2030 stehen vor diesem Hintergrund im Einklang mit den aktuellen energiepolitischen Rahmenbedingungen und dem aktuellen klimapolitischen Ambitionsniveau der Bundesregierung. Dies gilt explizit auch für die relevanten Ergebnisse im Hinblick auf die Braunkohleverstromung im Jahr 2030, wonach die deutschlandweite Stromerzeugung durch Braunkohleanlagen in Deutschland bei 60,8 TWh (davon 22,5 TWh in Nordrhein-Westfalen) und die durchschnittliche Auslastung der Braunkohlekraftwerke 6.751 Stunden im Jahr beträgt.

[22] Vgl. Anlage 2 KVBG

3.2.2. Studie (2) „Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist“ (DIW 2020a)

Datum der Veröffentlichung
Februar 2020

Auftraggeber
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND)

Auftragnehmer
DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

Ansatz, Methodik und Annahmen
In der Kurzstudie werden verschiedene Fragestellungen im Zusammenhang mit dem deutschen Kohleausstieg untersucht.[23] Insbesondere wird die erwartete Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland innerhalb der nächsten zwei Dekaden in Abhängigkeit verschiedener Kohleausstiegspfade analysiert und die Potenziale zur CO_2-Emissionsreduktion und dem Ausbau der erneuerbaren Energien betrachtet.

Grundlage ist die Modellierung der erwarteten Entwicklung des Stromsektors zwischen 2020 und 2040 auf Basis des Investitionsmodells dynELMOD. Dabei werden laut Aussage der Autoren alle bisher von der Bundesregierung geplanten Maßnahmen (Empfehlungen Kommission-WSB und Klimapaket) berücksichtigt. Konkret werden drei verschiedene Szenarien untersucht. Diese unterscheiden sich nahezu ausschließlich in dem angenommenen Ausstiegspfad für Stein- und Braunkohlekraftwerke.

Unter Bezugnahme auf die Empfehlungen der Kommission-WSB unterstellt Szenario „Kommission“ einen zwischen den Zieljahren jeweils linearen Abschaltfahrplan für Braun- und Steinkohlekraftwerke bis zum Jahr 2038. Bei Szenario „Regierung“ wird der Kohleausstiegspfad gemäß dem Kabinettsentwurf des Kohleausstiegsgesetzes herangezogen, wohingegen im Szenario „Paris“ ein Kohleausstieg bis 2030 angenommen wird.

Abgesehen von diesen Unterschieden, sind nahezu sämtliche Parameter zwischen den drei Szenarien identisch. So wird für das Jahr 2030 ein CO_2-Preis von 53 EUR/t angenommen (2020: 25 EUR/t | keine Angabe für 2025 und 2035). Der den Szenarien zu Grunde gelegte Nettostromverbrauch wird für das Jahr 2025 mit 574 TWh und für das Jahr 2030 mit 610 TWh angegeben (letzteres entspräche einer Brut-

[23] Da nicht sämtliche untersuchten Fragestellungen einen Bezug zu den im Fokus dieser Metastudie stehenden Aspekten aufweisen, wird bei der Vorstellung der Kurzstudie entsprechend differenziert Beispielsweise wird nicht auf Kapitel 2 der Kurzstudie eingegangen, in dem untersucht wird, inwiefern die Vorgaben des Kohleausstiegsgesetzes mit den Empfehlungen der Kommission-WSB übereinstimmen.

tostromnachfrage von ca. 700 TWh). Für alle Szenarien werden zudem folgende Kapazitäten für Offshore-Windanlagen vorgegeben: 9 GW für 2025 und 15 GW für 2030. Die Ausbaupfade für andere erneuerbare Energien werden in den Szenarien „Kommission“ und „Regierung“ exogen vorgegeben – entsprechend des aktuellen Ausbaupfades im Sinne einer Fortsetzung der aktuell anvisierten Ausschreibungen.[24] In Abgrenzung dazu wird im Szenario „Paris“ der Zubau der erneuerbaren Energien endogen im Modell bestimmt. Sofern keine expliziten blockscharfen Abschaltdaten für die Kohlekraftwerke bekannt sind, wird in allen Szenarien eine Stilllegungsreihenfolge gemäß Alter (Ineffizienz) angenommen. Auch die angenommenen Volllaststunden für die erneuerbaren Energien sind für alle Szenarien einheitlich, gemäß der aktuellen Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber, festgelegt. Für die Nachfrage und Erzeugung von Wind und PV wird auf historische Profile von 2015 zurückgegriffen.

Augenscheinlich unabhängig von den Modellberechnungen werden in einem separaten Kapitel die unter der Annahme eines steileren Böschungsverhältnisses (1:3 statt 1:5) und bei Verzicht auf die bergbauliche Inanspruchnahme weiterer Dörfer sowie auf weitere Rodungen am Hambacher Wald noch zu erschließenden Kohlemengen der Tagebaue Hambach und Garzweiler abgeschätzt. Die Autoren weisen darauf hin, dass die Darstellungen, Ergebnisse einer Studie seien, die durch ein noch zu veröffentlichendes und ausführlicheres Gutachten des DIW im Auftrag von Greenpeace aktualisiert werden würde. Dieses Gutachten wurde inzwischen veröffentlicht und ist ebenso Gegenstand dieser Metastudie. Daher wird an dieser Stelle nicht weiter auf die entsprechenden Ergebnisse eingegangen, sondern auf den Abschnitt 3.2.4 verwiesen.

Wesentliche Ergebnisse

Im Fokus der Modellierungsergebnisse steht insbesondere ein Vergleich der modellierten CO_2-Emissionen zwischen den drei Szenarien. Diese sind für den Zweck dieser Metastudie von nachgeordneter Relevanz, werden aber der Vollständigkeit halber kurz angerissen. Laut den Modellierungsergebnissen betragen die kumulierten Kohlenstoffdioxidemissionen im Zeitraum 2020 bis 2040 im Szenario „Paris“ 2.449 Millionen t CO_2 und im Szenario „Regierung“ 4.234 Millionen t CO_2. Im Vergleich zu letzterem würden im Szenario „Kommission“ insgesamt 134 Millionen t CO_2 weniger ausgestoßen. Im Szenario „Regierung“ würde demnach das aktuelle Klimaziel der Bundesregierung für den Sektor Energiewirtschaft verfehlt, da die ermittelten Emissionen des Stromsektors im Jahr 2030 ca. 200 Millionen t CO_2 betragen.

Auch der ermittelte Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung unterscheidet sich zwischen den drei Szenarien. So wird für das Szenario „Regierung“ nur ein Anteil erneuerbarer Energien von 49% an der Bruttostromnachfrage in 2030 angegeben. Für das Szenario „Paris“ liegt der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in 2030 bei 75 %.

[24] Die konkreten Annahmen werden zwar nicht erläutert, aus einer Grafik lässt sich jedoch ablesen, dass hier ein jährlicher Zubau zwischen jeweils 2-3 GW für PV und Wind onshore angenommen wurde.

Die Kurzstudie weist keine tabellarischen Modellierungsergebnisse für die Stromerzeugung nach Energieträgern aus, allerdings lassen sich u.a. aus einem abgebildeten Balkendiagramm (S. 13), das die Erzeugungsmengen nach Energieträger im Stromsektor bis 2040 für die Szenarien „Regierung“ und „Paris“ zeigt, einige Größenordnungen ablesen.

Tabelle 6: Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation der Studie DIW 2020a

Wesentliche Ergebnisse Marktsimulation	Szenario „Regierung“			Szenario „Paris“		
	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Stromerzeugung Kohle (Stein- und Braunkohle) [TWh]	195*	130*	65*	80*	0*	0*
Stromerzeugung Erdgas [TWh]	100*	175*	285*	150*	135*	132*
Stromerzeugung Erneuerbare Energien (PV, Wind, Wasser, Geothermie, Biomasse, Abfall) [TWh]	310*	315*	320*	320*	450*	540*
Exportsaldo [TWh]	15*	0*	-40*	-25*	-10*	8*
CO_2-Emissionen [Mio. t]	240*	200*	180*	145*	75*	75*

<u>Aussagen im Hinblick auf die Braunkohleverstromung</u>
Die Kurzstudie weist keine detaillierten Modellierungsergebnisse für die Braunkohleverstromung aus, allerdings lassen sich anhand abgebildeter Diagramme einige Größenordnungen für die Szenarien „Regierung“ und „Paris“ ablesen.

Tabelle 7: Ergebnisse im Hinblick auf die Braunkohleverstromung der Studie DIW 2020b

Ergebnisse im Hinblick auf die Braunkohleverstromung	Szenario „Regierung“			Szenario „Paris“		
	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Angenommene installierte Leistung Braunkohle Deutschland [GW]	14,9	8,9	7,9	k.A.	k.A.	0
Stromerzeugung Braunkohle Deutschland [TWh]	110*	65*	60*	20*	0*	0*

Separate Modellierungsergebnisse für Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen wurden nicht ausgewiesen.

<u>Einordnung</u>

<u>Szenario „Regierung“:</u>
Zentrales Element des Szenarios „Regierung“ ist ein Kohleausstiegspfad bis 2038 gemäß dem Kohleausstiegsgesetz. Insofern werden die entsprechenden Vorgaben des KVBG erfüllt.

Zu beachten ist, dass das Klimaziel für das Jahr 2030 für den Sektor Energiewirtschaft gemäß Klimaschutzgesetz (175 Millionen t CO_2) in diesem Szenario verfehlt

wird, da (ohne Berücksichtigung des Wärmesektors) ca. 200 Millionen t CO_2 durch die Stromerzeugung im Jahr 2030 emittiert würden.

Noch deutlicher wird der gemäß EEG 2021 angestrebte Anteil erneuerbarer Energien von 65% in 2030 verfehlt, da nur ein Anteil an der Stromerzeugung von 49 % erreicht wird.

Szenario „Paris“:
Zentrales Element des Szenarios „Paris“ ist ein deutlich steilerer und über die Empfehlungen der Kommission-WSB sowie über das Kohleausstiegsgesetz hinausgehender Kohleausstiegspfad bis zum Jahr 2030. Der konkrete Stilllegungspfad wird zwar nicht dargestellt. Einzelne Grafiken deuten jedoch darauf hin, dass ein Großteil der Stilllegungen in diesem Szenario bereits bis 2025 erfolgt.

Das 2030-Klimaziel für die Energiewirtschaft wird klar übererfüllt, da sich die modellierten Emissionen des Stromsektors in 2030 in diesem Szenario auf etwa 75 Millionen t CO_2 belaufen.

Auch das Ausbauziel für erneuerbare Energien wird deutlich übererfüllt. So wird ein Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 75 % im Jahr 2030 erreicht. Zur Einordnung sei aber darauf hingewiesen, dass hier – anders als in den beiden anderen Szenarien – die jährliche Zubaumengen modellendogen bestimmt und somit nicht vorgegeben werden. Die erneuerbaren Kapazitäten in 2030 von circa 280 GW, die durch einen jährlichen Zubau von 9,8 GW PV und 5,9 GW Wind erreicht werden, gehen deutlich über die gemäß EEG 2021 angestrebten Ausbaupfade hinaus.

Szenario „Kommission“:
Vor dem Hintergrund, dass nur wenige Ergebnisse für dieses Szenario ausgewiesen werden, gestaltet sich eine Einordnung schwierig. Dennoch kann folgendes festgehalten werden.

Zentrales Element des Szenarios „Kommission“ ist der Kohleausstiegspfad bis 2038, der zwischen den von der Kommission-WSB empfohlenen Zielmarken linear verläuft. Die kumulierten Emissionen bis 2040 seien um ca. 134 Millionen t CO_2 niedriger als im Szenario „Regierung“. Die Erfüllung des Sektorziels für die Energiewirtschaft wird nicht explizit erwähnt. Ansonsten werden keine separaten Ergebnisse für dieses Szenario ausgewiesen.

3.2.3. Studie (3) „Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier – Ergänzende Analyse des Stilllegungspfades gemäß Bund/Länder-Einigung“ (Frontier 2020)

Datum der Veröffentlichung
März 2020

Auftraggeber
RWE Power AG

Auftragnehmer
Frontier Economics, Fraunhofer IMWS und ETR – Economic Trends Research

Ansatz, Methodik und Annahmen
Die Studie diskutiert die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlegewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier. Dabei stehen insbesondere stromwirtschaftliche Analysen zur zukünftigen Entwicklung der Braunkohleverstromung in Deutschland und Nordrhein-Westfalen im Fokus, auf deren Basis – unter Berücksichtigung prognostizierter Mengen für die Veredelung – noch benötigte Braunkohlemengen abgeleitet werden.

Darüber hinaus werden auch die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenförderung, -verstromung und -veredlung in Deutschland sowie entsprechende regionalwirtschaftliche Effekte der Braunkohle für Nordrhein-Westfalen analysiert. Letztgenannte Aspekte werden vor dem Hintergrund der Ausrichtung dieser Metastudie an dieser Stelle allerdings nicht weiter thematisiert.

Die im März 2020 erschienene Studie ergänzt ein bereits im Dezember 2019 veröffentlichtes ausführliches Gutachten[25] desselben Konsortiums (ebenfalls im Auftrag der RWE Power AG) im Hinblick auf Ergebnisse der Bund-Länder-Einigung zum Kohleausstieg, die im Januar 2020 und damit nach Veröffentlichung des ausführlichen Gutachtens erfolgte. Vor dem Hintergrund der Bund-Länder-Einigung, mit der der Ausstiegspfad für die Braunkohlekraftwerke konkretisiert wurde, aktualisiert die Studie insbesondere die stromwirtschaftlichen Analysen des ausführlichen Gutachtens im Hinblick auf den zukünftigen Einsatz der Braunkohle in Deutschland und im Rheinischen Revier. Im Rahmen dieser Metastudie wurden ausschließlich die Ergebnisse der im März 2020 veröffentlichten ergänzenden Analyse berücksichtigt.[26]

Die Studie diskutiert die energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlegewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier. Dafür wird unter anderem die zukünftige

[25] Frontier Economics / Fraunhofer IMWS / ETR (2019): Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier – Studie im Auftrag der RWE Power AG.
[26] Für einzelne Aspekte (z.B. Methodik, Annahmen) wurde vereinzelt auch auf das ausführliche Gutachten zurückgegriffen.

Braunkohlengewinnung für die energetische Nutzung im Rheinischen Revier bis in das Jahr 2038 prognostiziert und bewertet. Dazu werden verschiedene Simulationen des europäischen Strommarkts mithilfe des simultanen Investitions- und Dispatchmodell CID (Combined Investment- & Dispatch) von Frontier Economics durchgeführt. Das eingesetzte Modell ermöglicht zum einen die blockscharfe Simulation des Kraftwerkseinsatzes in Deutschland[27] in stündlicher Auflösung, zum anderen werden auch längerfristige Zubau- bzw. Stilllegungsentscheidungen im Hinblick auf Kraftwerkskapazitäten modelliert. Die Simulation umfasst einen Zeitraum bis zum Jahr 2040 und erfolgt auf Basis von sieben Stichjahren (2018, 2023, 2025, 2030, 2035, 2038 und 2040).

Der den Modellierungen zu Grunde gelegte Ausstiegspfad für die Braunkohlekraftwerke entspricht den Vereinbarungen der Bund-Länder-Einigung. Dieser wurde durch das Kohleausstiegsgesetz inzwischen gesetzlich fixiert. Hinsichtlich der Steinkohlekraftwerke wird ein linearer Abschaltplan auf Basis des Alters angenommen.

Laut Aussage der Autoren wurden die zentralen Annahmen insbesondere mit Rückgriff auf verfügbare Prognosen und Einschätzungen anerkannter Quellen (IEA, EU Kommission, ENTSO-E), einschlägigen Datenbanken sowie in Einklang mit zentralen Gesetzestexten und politischen Programmen vorgenommen.

Vor dem Hintergrund der Sektorenkopplung nehmen die Autoren u.a. einen langfristigen Anstieg der Stromnachfrage an. Bis zum Jahr 2030 bleibe der Stromverbrauch im Vergleich zu 2018 nahezu konstant, bis zum Jahr 2040 steige er aber auf etwa 669 TWh an. Hinsichtlich der Brennstoffpreise für Kohle und Erdgas wird zunächst bis Mitte der 2020er-Jahre von einem Anhalten des niedrigen Preisniveaus ausgegangen, mittelfristig allerdings wieder mit steigenden Preisen gerechnet. Bezüglich des CO_2-Preises im europäischen Emissionshandel unterstellen die Autoren ab dem Jahr 2022 ein lineares Wachstum, sodass 2025 ein Preis von ca. 25 EUR/tCO_2 und 2035 ein Preis von ca. 32 EUR/tCO_2 angenommen wird.

Auch Annahmen über die jährlichen Ausbaupfade erneuerbarer Energien finden als Parameter Eingang in das Strommarktmodell. So wird bis 2025 ein jährlicher Zubau von Windanlagen onshore von 2,9 GW angenommen, der sich anschließend leicht auf 2,5 GW/Jahr reduziert. Bei der Windenergie offshore wird eine Gesamtkapazität von 15 GW in 2030 angenommen, die anschließend um 1 GW pro Jahr wächst. Hinsichtlich Photovoltaik wird ab dem Erreichen des 52 GW-Deckels in 2020 ein jährlicher Zubau von 350 MW angenommen. Zudem wird unterstellt, dass im Jahr 2030 ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 % erreicht wird. Dies erfolge durch einen zusätzlichen modellendogenen Zubau an erneuerbaren Energien. Neben den vorgegebenen Ausbaupfaden erlaubt das Modell zudem einen endogenen Zubau aufgrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten.

[27] Wesentliche europäische Nachbarländer werden ebenfalls modelliert und entsprechend berücksichtigt.

Ausgangspunkt für die Entwicklung des Kraftwerksparks in Deutschland ist der Status-Quo auf Basis der Kraftwerksliste der BNetzA – wobei die zum Zeitpunkt des Gutachtes sicher bekannten Zu- und Rückbauten vorgegeben werden. Der Zubau von Kraftwerkskapazitäten erfolgt wie oben erläutert modellendogen.[28]

In untenstehender Tabelle werden die wichtigsten Annahmen zusammengestellt.[29]

Tabelle 8: Wesentliche Annahmen der Studie Frontier 2020

Wesentliche Annahmen	2025	2030	2035	2038	2040
Stromnachfrage [TWh]	528	544	606*	643*	669
CO_2-Zertifikatepreis [€/t]	25*	28,5*	32*	34,5*	36
Erdgaspreis [€/MWh]	23*	27*	27*	28*	29*
Steinkohlepreis [€/MWh]	9*	10	10	10	10
Braunkohlepreis [€/MWh]	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70

Wie oben ausgeführt werden in der Studie, basierend auf den Strommarktmodellierungen, auch die erforderlichen Braunkohle-Fördermengen im Rheinischen Revier ermittelt. Die Kohlefördermengen werden anhand eines gemittelten Heizwertes für die Verstromung in Höhe von 2,24 MWh_{th}/t an der Nord-Süd-Bahn und 2,28 MWh_{th}/t für Inden/Weisweiler bestimmt. Um Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Auslastung der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier abzubilden, werden zusätzlich Sensitivitäten betrachtet, in denen die modellierte Kraftwerksauslastung ab dem Jahr 2025 um 5% höher bzw. geringer ausfällt. Daher werden die für die Verstromung noch benötigten Fördermengen als Spannweite angegeben.

Zuzüglich wird für die gemäß KVBG vorgesehene Sicherheitsbereitschaft eines 600-MW-Blocks in Niederaußem für den Zeitraum 2030 bis 2033 eine vorzuhaltende Braunkohlemenge von 20 Mio. Tonnen angenommen. Dieser entspricht dem aus den Modellierungen abgeleiteten Braunkohlebedarf für das letzte Betriebsjahr des Blocks am Strommarkt (2029).

Neben den benötigten Braunkohlemengen für die Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier werden auch Fördermengen für die Veredelung ausgewiesen. Die Studie unterstellt hier, dass die Braunkohleförderung für die Veredelung ab dem Jahr 2023 von derzeit im Durchschnitt 11,6 Mio. Tonnen auf ca. 9 Mio. Tonnen sinkt. Insgesamt wird somit für den Zeitraum 2020 bis 2038 ein Förderbedarf von 170 Mio. Tonnen für die Veredelung abgeschätzt.

[28] Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass die Autoren unter Bezugnahme auf die Empfehlungen der Kommission-WSB die (exogene) Inbetriebnahme von 2 GW Gas-KWK zwischen 2025 und 2030 annehmen.
[29] Teilweise wurden die Werte aus Grafiken ablesen bzw. aus Angaben der Autoren abgeleitet (z.B. bei Interpolationen). Diese sind mit einem Asterik (*) markiert.

Wesentliche Ergebnisse

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die wesentlichen Modellierungsergebnisse.

Tabelle 9: Wesentliche Modellierungsergebnisse der Studie Frontier 2020

Wesentliche Modellierungsergebnisse für Deutschland	2025	2030	2035	2038
Stromerzeugung Braunkohle [TWh]	100*	60	55*	40*
Stromerzeugung Steinkohle [TWh]	80*	40*	20*	2*
Stromerzeugung Erdgas [TWh]	60*	90*	80*	80*
Stromerzeugung EE (PV, Wind, Laufwasser, andere) [TWh]	290*	350*	400*	485*
Exportsaldo [TWh]	18*	0	-15*	-25*
CO2-Emissionen der Energiewirtschaft [Mio. t]	243	173	143	115
Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung [%]	56	65	68	76

Wie in obiger Tabelle dargestellt wird im unterstellten Szenario sowohl das Klimaschutzziel für den Sektor Energiewirtschaft für das Jahr 2030 erreicht (175 Mio t. CO_2), als auch das 65%-Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Die zentralen Aussagen im Hinblick auf die Braunkohleverstromung (einschließlich der Förderbedarfe) werden in folgendem Abschnitt noch einmal gesondert dargestellt.

Aussagen im Hinblick auf die Braunkohleverstromung (einschließlich Förderbedarf)

Tabelle 10: Wesentliche Modellierungsergebnisse im Hinblick auf die Braunkohleverstromung der Studie Frontier 2020

Wesentliche Ergebnisse im Hinblick auf die Braunkohleverstromung	2025	2030	2035	2038
Angenommene installierte Leistung Braunkohle Deutschland [GW]	14,7*	9	8*	6*
Stromerzeugung Braunkohle Deutschland [TWh]	100*	60	55*	40*
Durchschnittliche Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke in Deutschland [h/a]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Angenommene installierte Leistung NRW [GW]	6*	3	3	3
Stromerzeugung Braunkohle NRW [TWh]	41	22	21	20
Durchschnittliche Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke in NRW [h/a]	7.096*	6.920*	6.745*	6.395*

Wie in obiger Tabelle dargestellt, sinkt die Braunkohleverstromung in Deutschland auf ca. 100 TWh in 2025. Im Jahr 2038 beträgt die Braunkohleverstromung nur noch ca. 40 TWh.

Während die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier im Jahr 2025 noch 41 TWh beträgt, liegt sie ab dem Jahr 2030 um ca. 20 TWh. Die Auslastung der Braunkohlekraftwerke bleibt über den gesamten Analysezeitraum relativ stabil und sinkt nur leicht.

Im Zeitraum von 2020 bis 2038 beträgt die Gesamtproduktion der Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier 630 TWh. Darauf aufbauend wird – unter Berücksichtigung der Veredelung sowie der Sicherheitsbereitschaft – der in der folgenden Tabelle dargestellte Förderbedarf für das Rheinische Revier ermittelt.[30]

Tabelle 11: Erforderlicher Förderbedarf der Braunkohle im Rheinischen Revier im Zeitraum 2020 – 2038 in der Studie Frontier 2020

Erforderlicher Förderbedarf 2020-2038	**Mio. Tonnen**
Verstromung Nord-Süd-Bahn	556 - 592
zzgl. Sicherheitsbereitschaft Niederaußem	20
Verstromung Weisweiler/Inden	121 - 125
Verstromung (gesamt)	**697 bis 737**
Herstellung von Veredlungsprodukten	170
Gesamt	**867 – 907**
davon Nord-Süd-Bahn (Hambach und Garzweiler II)	746 bis 782

<u>Einordnung</u>

Der in der vorliegenden Studie unterstellte Ausstiegspfad für die Braunkohlekraftwerke entspricht den Vorgaben der Bund-Länder-Einigung und ist damit im Einklang mit den Festlegungen des KVBG.

Zudem werden wie oben ausgeführt sowohl das Sektorziel für die Energiewirtschaft für das Jahr 2030 gemäß Klimaschutzgesetz sowie die Zielsetzung des EEG, 2030 einen Anteil aus erneuerbaren Energie erzeugten Stroms von 65 % zu erreichen, zielgenau erfüllt.

Das in der vorliegenden Studie von Frontier Economics berechnete Szenario ist daher – entsprechend des in dieser Metastudie zu Grunde gelegten Ansatzes – gänzlich im Einklang mit den aktuellen energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen der Bundesrepublik Deutschland.

[30] Die Tabelle entspricht nahezu gänzlich der Tabelle 2 (Seite 12) in der Studie von Frontier Economics.

3.2.4. Studie (4) „Garzweiler II: Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Tagebaus“ (DIW 2020b)

Datum der Veröffentlichung
Mai 2020

Auftraggeber
Greenpeace e.V.

Auftragnehmer
DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

Ansatz, Methodik und Annahmen
Ausgangspunkt für die Studie ist die von den Autoren konstatierte und zu Beginn der Studie dargelegte Notwendigkeit einer neuen Leitentscheidung durch die Landesregierung NRW. Diese wird mit Verweis auf das Landesplanungsgesetz NRW insbesondere damit begründet, dass sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen seit der letzten Leitentscheidung aus dem Jahr 2016 maßgeblich geändert hätten.

Vor diesem Hintergrund befasst sich die Studie insbesondere mit einem Abgleich zwischen abgeschätzten Braunkohlebedarfen für die Tagebaue Garzweiler II sowie Hambach und den in diesen Tagebauen – ohne weitere Umsiedlungen und bei Erhalt des Hambacher Waldes – noch verbleibenden Braunkohlemengen.

Der Tagebau Inden und das Kraftwerk Weisweiler werden in der Studie nicht berücksichtigt, da sie nicht direkt mit den Tagebauen Garzweiler II und Hambach verbunden sind.

Ausgehend von einem vom UN-Weltklimarat IPCC auf 800 Mrd. Tonnen CO_2 bezifferten, ab 2018 verbleibenden globalen Budget für Treibhausgasemissionen (für einen Temperaturanstieg von maximal 1,75°C und einer Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung von 67 %) wird mit einem Top-down-Ansatz in mehreren Zwischenschritten[31] ein noch „verbleibendes“ CO_2-Budget für die Tagebaue Garweiler II und Hambach von 280 Mio. t CO_2 ab dem Jahr 2020 ermittelt. Für die Einhaltung eines solchen ausschließlich klimaschutzorientierten Emissionsbudgets dürfte die Fördermenge aus den Tagebauen Garzweiler II und Hambach ab Januar 2020 280 Mio.t Braunkohle nicht überschreiten.

[31] Aus dem globalen auf 800 Mrd. Tonnen CO_2 bezifferten Emissionsbudget wird zunächst ein Budget für die EU, dann für Deutschland und schließlich für die Energiewirtschaft in Deutschland abgeleitet. Dieses wird in weiteren Zwischenschritten auf Kohlekraftwerke in Deutschland und weiterführend auf Braunkohlekraftwerke in Deutschland heruntergebrochen. Anschließend erfolgt in einer weitergehenden Regionalisierung die Ableitung eines Budgets für Braunkohlekraftwerke in NRW und anschließend für die Tagebaue Hambach und Garzweiler.

Anschließend werden für die beiden Tagebaue Kohlemengen abgeschätzt, die ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen noch benötigt würden. Dabei werden neben den Vorgaben des Kohleausstiegsgesetzes[32], auch die Sicherheitsbereitschaft, eine temporär niedrige Braunkohlenachfrage in 2020 aufgrund der Corona-Pandemie, eine insgesamt rückläufige Nachfrage nach Veredelungsprodukten sowie eine perspektivisch sinkende Auslastung der Braunkohlekraftwerke berücksichtigt bzw. angenommen. Letztere wird mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien, steigenden Zertifikatepreisen im europäischen Emissionshandel und niedrigeren Gaspreisen begründet. Eine Modellierung der Einsatzzeiten einzelner Braunkohleblöcke wurde der Abschätzung augenscheinlich nicht zu Grunde gelegt. Die bei der Abschätzung unterstellten Volllaststunden für einzelne Braunkohlekraftwerke werden nicht in der Studie dargelegt.[33]

Ansatzpunkt der DIW-Studie für die Betrachtung der aus den beiden Tagebauen Hambach und Garzweiler II gewinnbaren Kohlemengen ist die Annahme, dass ebenfalls bei Erhalt des Hambacher Forstes eine deutlich größere Kohlemenge aus dem Tagebau Hambach gewinnbar sei als dies die RWE Power AG in ihrer der Landesregierung vorgelegten Tagebauplanung aus Februar 2020 vorsehe. Diese soll gegenüber der Planung der Unternehmerin durch Versteilung der Endböschung vor dem Hambacher Forst mit einer Generalneigung von 1:5 auf eine Generalneigung von 1:3 erreicht werden. Zur Gewährleistung der Dauerstandsicherheit könne die Böschung entsprechend der Studie anschließend wieder mit Abraummassen angeschüttet werden. Auch für den Tagebau Garzweiler II geht die Studie von der Möglichkeit aus, die Endböschungen auf 1:3 zu versteilen und anschließend wieder anzuschütten.

<u>Wesentliche Ergebnisse</u>

Laut des hier verfolgten Top-down Ansatzes auf Basis eines noch verbleibenden globalen Gesamtbudgets von 800 Mrd. t CO_2 bzw. eines nationalen Gesamtbudgets von 6,7 Mrd. t, weiteren Zwischenschritten und einer Gleichverteilung auf die deutschen Braun- und Steinkohlekraftwerke sowie einer anschließenden hälftigen Verteilung auf die deutschen Braunkohlereviere würde sich für die Tagebaue Garweiler II und Hambach noch ein „verbleibendes“ CO_2-Budget von 280 Mio. t CO_2 ab dem Jahr 2020 ergeben. Für die Einhaltung eines solchen ausschließlich klimaschutzorientierten Emissionsbudgets dürfte die Fördermenge aus den Tagebauen Garzweiler II und Hambach ab Januar 2020 somit 280 Mio. t Braunkohle nicht überschreiten.

Hinsichtlich der aus den Tagebauen Garzweiler II und Hambach – ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen, aber unter Berücksichtigung der Vorgaben des Kohleaus-

[32] Hinsichtlich des Kohleausstiegsgesetzes stützt sich die Studie auf den am 29.01.2020 veröffentlichten Kabinettsentwurf der Bundesregierung. Dieser wurde im Laufe des parlamentarischen Verfahrens zwar noch angepasst. Der Stilllegungspfad für die Braunkohlekraftwerke hat sich allerdings nicht mehr geändert.

[33] Dies gilt ebenso für die Vorgängerstudie DIW 2019: „Ergebnis vom Kohlekompromiss: Der Hambacher Wald und alle Dörfer können erhalten bleiben“ Online abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.612926.de/diwkompakt_2019-132.pdf

stiegsgesetzes – noch benötigten Braunkohlemengen schätzen die Autoren den Gesamtbedarf für den Zeitraum von 2020 bis 2038 auf circa 630 Mio. t. Dieser Gesamtbedarf an Braunkohle stellt sich im Zeitablauf wie folgt dar:

- ca. 270 Mio. t Kohle für den Zeitraum 2020 bis 2025
- ca. 450 Mio. t Kohle für den Zeitraum 2020 bis 2030
- ca. 580 Mio. t Kohle für den Zeitraum 2010 bis 2035
- ca. 630 Mio. t Kohle für den Zeitraum 2020 bis 2038

Durch die Versteilung der Böschung vor dem Hambacher Forst mit einer Generalneigung von 1:5 auf 1:3 beträgt die gewinnbare Kohlemenge im Tagebau Hambach bei Erhalt des Forstes ab Januar 2019 laut der Studie 418 Mio. t Kohle. Bei einer Generalneigung von 1:5 liegt die gewinnbare Kohlemenge im Tagebau Hambach dagegen bei etwa 197 Mio. t. Für den Tagebau Garzweiler II geht die Studie bei einem Verzicht auf Umsiedlungen noch von einer ab Januar 2019 gewinnbaren Kohlemenge zwischen 258 Mio. t Kohle bei einer Endböschungsneigung von 1:5 und 383 Mio. t Kohle bei einer Versteilung der Endböschung auf 1:3 aus.

Aussagen im Hinblick auf die Braunkohleverstromung (einschließlich Förderbedarfe)

Das Gutachten enthält keine quantitativen Aussagen über die Entwicklung der Kohleverstromung in Deutschland und NRW. Die bei der Abschätzung der Braunkohlebedarfe unterstellten Volllaststunden bzw. die Auslastung einzelner Braunkohlekraftwerke sind der Studie nicht zu entnehmen.

Die bereits oben aufgeführten Förderbedarfe bzw. die gemäß dem beschriebenen Top-Down-Ansatz ermittelte maximal zulässige Kohleabbaumenge für die Tagebaue Hambach und Garzweiler II sind auch folgender Übersichtstabelle zu entnehmen.

Tabelle 12: Förderbedarf Tagebaue Hambach und Garzweiler II in der Studie DIW 2020b

Studie, Szenario	Prognosezeitraum	Förderbedarf Tagebaue Hambach und Garzweiler II inkl. Veredelung [Mio. t]
Benötigte Kohlemengen ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen	2020 bis 2038	632
Pariskompatible Kohleabbaumenge[34]	2020 bis 2038	280

Der Tagebau Inden und das Kraftwerk Weisweiler werden in der Studie nicht berücksichtigt, da sie nicht direkt mit den Tagebauen Garzweiler II und Hambach verbunden sind.

[34] Ausgehend von einem vom UN-Weltklimarat IPCC auf 800 Mrd. t CO_2 bezifferten, ab 2018 verbleibenden globalen Budget für Treibhausgase wird mit einem Top-down-Ansatz in mehreren Zwischenschritten ein noch „verbleibendes“ CO_2-Budget für die Tagebaue Garweiler II und Hambach von 280 Mio. t CO_2 ab dem Jahr 2020 ermittelt. Für die Einhaltung dieses Emissionsbudgets dürfte die Fördermenge aus den Tagebauen Garzweiler II und Hambach 280 Mio. t Braunkohle nicht überschreiten.

Einordnung
Vordergründig nimmt die Studie einen Abgleich zwischen abgeschätzten Braunkohlebedarfen für die Tagebaue Garzweiler II sowie Hambach und den in diesen Tagebauen – ohne weitere Umsiedlungen und bei Erhalt des Hambacher Waldes – noch verbleibenden Braunkohlemengen vor. Dabei werden augenscheinlich – wie oben dargestellt – keine Modellierungen im Hinblick auf die Entwicklung des deutschen Stromsektors zu Grunde gelegt. Aufgrund dieses gänzlich anderen Ansatzes und Fokus ist die Studie nur eingeschränkt mit den anderen Gutachten, die im Rahmen dieser Metastudie ausgewertet wurden, vergleichbar.

Vor dem Hintergrund, dass keine quantitativen Aussagen zur Entwicklung einzelner Stromerzeugungstechnologien in der Studie getroffen werden, sind auch keine Angaben über den Anteil der erneuerbaren Energien enthalten.

Ob mit den in der Studie durchgeführten zwei Varianten zur Ermittlung der Braunkohlebedarfe (Top-Down Ansatz aus globalen Budget versus Bedarfsabschätzung ohne weitere Klimaschutzanstrengungen im Stromsektor) das Klimaschutzziel für das Jahr 2030 für die Energiewirtschaft erreicht wird, ist der Studie nicht explizit zu entnehmen. Zwar ist davon auszugehen, dass dieses Ziel in der Top-Down-Variante deutlich übererfüllt wird, allerdings lässt sich dies ohne Angaben/Annahmen über die Entwicklung anderer Stromerzeugungstechnologien und der Stromnachfrage nicht mit Sicherheit schlussfolgern.

Außerdem sei zur Einordnung darauf hingewiesen, dass das in diesem Zusammenhang unterstellte Restbudget für die Kohlenstoffdioxidemissionen in Deutschland (6.700 Mio. t CO_2) weder international noch auf europäischer Ebene ausverhandelt oder gesetzlich festgeschrieben ist.

Die in der Studie zur Erhöhung der gewinnbaren Kohlemenge im Tagebau Hambach vorgesehene Versteilung und anschließende Wiederanschüttung der Böschung, des zukünftig dort entstehenden Restsees Hambach, welche als sogenannte Endböschung dauerstandsicher herzustellen ist, ist insbesondere aus verschiedenen tagebautechnischen Gründen im Hinblick auf die notwendigen enormen Abraumbewegungen und -zwischenlagerungen kritisch zu sehen. Eine solche Versteilung der Böschung würde beispielsweise eine Abraumbewegung von knapp 500 Millionen Kubikmeter erfordern. Im komplexen Tagebaugefüge würde es erforderlich, einen Großteil dieses Abraums über längere Zeit außerhalb des Tagebaus zu lagern, da der Raum für eine Massenumlagerung im Tagebau nicht vorhanden ist, um zugleich den Tagebaubetrieb und die Erfüllung von Wiedernutzbarmachungsverpflichtungen zu ermöglichen. Flächen für die Zwischenlagerung der Abraummassen stehen außerhalb des Tagebaus nicht in geeigneter Größe und Nähe zur Verfügung bzw. würden über einen langen Zeitraum anderen Nutzungen entzogen.

Der DIW-Studie selbst ist zu entnehmen, dass die Versteilung möglicherweise nicht umsetzbar ist und die Böschung direkt auf 1:5 angelegt werden muss, wodurch sich die noch zu erschließende Kohlemenge halbieren würde (siehe S. 19 und 28). Wird

die Böschung mit einer Generalneigung von 1:5 aufgefahren, ermittelt die DIW-Studie einen gewinnbaren Kohlevorrat mit ca. 197 Mio. t (Januar 2019). In etwa derselbe gewinnbare Kohlevorrat im Tagebau Hambach ergibt sich aus der von RWE Power AG vorgelegten Tagebauplanung[35] mit fachgutachtlich ermittelten 180 Mio. t ab Januar 2019.

Die Studie ermittelt für den Tagebau Garzweiler II bei einer auch vom Unternehmen zugrunde gelegten Neigung der Endböschung von 1:5 einen ohne Umsiedlung gewinnbaren Vorrat von ca. 258 Mio. t Kohle ab Januar 2019. Bei einer Versteilung der Endböschung von 1:5 auf 1:3 erhöht sich der in der Studie ermittelte gewinnbare Kohlevorrat auf ca. 383 Mio. t zum Stand Januar 2019.

Abzüglich der in der Studie angenommenen Jahresförderung 2019 in den beiden Tagebauen in Höhe von jeweils 35 Mio. t Kohle ergibt sich unter den vg. Annahmen (Neigung der Endböschung vor dem Hambacher Forst 1:5 (Versteilung auf 1:3 nicht realistisch) und im Tagebau Garzweiler II 1:3 (eine Machbarkeit unterstellt)) ein ab Januar 2020 gewinnbarer Kohlevorrat von ca. 510 Mio. t.

Tatsächlich betrug die in 2019 erbrachte Jahresförderung im Tagebau Hambach (28,4 Mio. t) und im Tagebau Garzweiler II (22,6 Mio. t)[36]. Daraus ergibt sich aus den sonstigen Angaben der Studie ein verbleibender Kohlevorrat von ca. 529 Mio. t ab Januar 2020. Wird hierbei von dem für den Tagebau Hambach fachgutachtlich ermittelten Kohlevorrat von ca. 150 Mio. t (statt der sich aus der DIW-Studie ergebenden ca. 169 Mio. t) ab Januar 2020 ausgegangen, ergibt sich ein gewinnbarer Kohlevorrat von ca. 510 Mio. t.

Wie oben beschrieben prognostiziert die Studie selbst den Braunkohlebedarf für ein Szenario auf der Grundlage der im Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz) vorgesehenen Stilllegungskaskade (einschl. Bedarf für die Braunkohlenveredelung) mit 632 Mio. t aus den zuvor genannten Tagebauen Hambach und Garzweiler II für den Zeitraum 2020 bis 2038.

Somit kann der Kohlebedarf unter Berücksichtigung der Vereinbarungen zum Klimaschutz und der Einigung zum Stilllegungspfad der Kraftwerkskapazitäten gemäß dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz auch nach den der DIW-Studie zu entnehmenden Zahlen aus den Tagebauen Hambach und Garzweiler II für 2020 bis 2038 bei Erhalt des Hambacher Forstes und ohne zusätzliche Versteilung der Böschung am Hambacher Forst mit dafür dort erforderlichen enormen Abraumbewegungen (insbes. Zwischenlagerung, Wiederanschüttung) nicht ohne Umsiedlungen gedeckt werden.

---

[35] Information der RWE Power AG an die Landesregierung über die Anpassung der Planungen für das Rheinische Revier - Tagebau Hambach; Februar 2020, Online abrufbar unter: https://www.group.rwe/unser-portfolio-leistungen/rohstoffe-energietraeger/braunkohle/neues-revier-konzept

[36] Jahresbericht 2019 der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen, Online abrufbar unter: https://www.bra.nrw.de/energie-bergbau/jahresberichte-der-bergbehoerden-nrw

3.2.5. Studie (5) „Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? – Klimapolitische Maßnahmen und Energieprognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz“ (RWI 2020)

Datum der Veröffentlichung
Mai 2020

Auftraggeber
EcoAustria - Institut für Wirtschaftsforschung

Auftragnehmer
rwi consult GmbH

Ansatz, Methodik und Annahmen
Im Fokus der Studie steht ein Vergleich der Klimaschutz-/Energiepolitiken in Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie Prognosen des zukünftigen Energiebedarfs in diesen drei Ländern. Aufgrund ihrer Ausrichtung beschränkt sich diese Metastudie auf die Ausführungen zu Deutschland.

Das relevante Kapitel beginnt mit einigen einleitenden Ausführungen über den historischen Energiebedarf und Energiemix in Deutschland seit 2000. Dabei wird insbesondere auf den Kernenergieausstieg sowie auf die Förderung erneuerbarer Energien mit dem EEG eingegangen. Als größte Herausforderungen für die Stromversorgung in Deutschland sehen die Autoren den Ausstieg aus Kernenergie und die Beendigung der Kohleverstromung. Die Autoren äußern ihre Skepsis in Bezug auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bis 2022. So würden vor dem Hintergrund des Kernenergieausstiegs und der Empfehlungen der Kommission-WSB bis Ende 2022 ein Viertel der konventionellen Kraftwerksleistung im Vergleich zu 2017 nicht mehr zur Verfügung stehen. Die Spitzenlast könne dann nicht mehr durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden. Zwar stelle der Neubau von Gaskraftwerken eine wichtige Option dar, bei Realisierungszeiträumen von vier bis sieben Jahren sei es jedoch fraglich, ob entsprechende Kapazitäten bis Ende 2022 errichtet werden könnten.

Vor diesem Hintergrund nehmen die Autoren eine Abschätzung der Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland für die Zieljahre 2030 und 2050 vor. Für beide Jahre wird die Bruttostromerzeugung pro Energieträger in TWh sowie der jeweilige Anteil des Energieträgers an der Bruttostromerzeugung ausgewiesen. Die unterstellte Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten wird nicht angegeben. Laut Aussage der Autoren wurden bei der Abschätzung die Vorgaben der Kommission-WSB im Hinblick auf die Reduzierung der Kohlekapazitäten eingehalten. Zudem wird seitens der Autoren in Bezug auf die erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten eine Verdoppelung im Vergleich zu 2017 für möglich gehalten. Hinsichtlich des Stromverbrauchs wird bis zum Jahr 2030 eine Zunahme von 56 TWh angenommen, allerdings ohne dass eine konkrete Bezugszahl genannt wird.

Weitere Annahmen im Hinblick auf die ermittelten Stromerzeugungsmengen sowie die konkrete Herangehensweise der Autoren bei der Abschätzung werden in der Studie nicht dargestellt. Ob die entsprechenden Stromerzeugungsmengen kompatibel mit dem Klimaziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 sind, wird in der Studie nicht untersucht. Auch Prognosen/Annahmen über die zukünftige Höhe des Preisniveaus im europäischen Emissionshandel sind in der Studie nicht enthalten.

Abschließend stellen die Autoren mit Verweis auf eine Studie[37] aus dem Jahr 2014 eine Prognose über die Entwicklung des Primärenergiebedarfs in Deutschland vor. Die Ergebnisse werden kommentiert. Zwar werden auch hier Aussagen in Bezug zum Energieträger Braunkohle getroffen, aufgrund der Tatsache, dass die hier herangezogene Studie inzwischen allerdings mehr als sechs Jahre zurückliegt, wird darauf an dieser Stelle nicht weiter eingegangen.

Wesentliche Ergebnisse

Tabelle 13 Prognostizierte Bruttostromerzeugung nach Energieträger in der Studie RWI 2020

	Bruttostromerzeugung in TWh			Anteile an der Bruttostromerzeugung in %		
	2017	**2030**	**2050**	**2017**	**2030**	**2050**
Braunkohle	148,4	83,9	0	22,7	12,5	0
Steinkohle	92,9	49,1	0	14,2	7,3	0
Kernenergie	76,3	0,0	0	11,7	0	0
Erdgas	86,7	102,4	178,3	13,3	15,3	25,5
Mineralöl	5,6	5,6	0,0	0,9	0,8	0
Erneuerbare	216,2	401,5	494,2	33,1	59,9	70,6
Sonstige	27,5	27,5	27,5	4,1	4,1	3,9
Bruttostromerzeugung	**653,5**	**670,0**	**700,0**	**100**	**100**	**100**

In obiger Übersichtstabelle stellen die Autoren dar, wie „Stromerzeugung und Strommix in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050 aussehen könnten".[38] Für die ebenfalls im Fokus dieser Metastudie stehenden Jahre 2025 und 2035 wurden keine Abschätzungen vorgenommen.

Laut den Berechnungen der Autoren würde die Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2030 670 TWh betragen. Den größten Anteil daran hätten erneuerbare Energien mit knapp 60 %, gefolgt von Erdgas (ca. 15 %) und Braunkohle (12,5 %).

Aussagen im Hinblick auf die Braunkohleverstromung

[37] EWI, GWS, Prognos (2014) Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).
[38] Die Tabelle entspricht nahezu gänzlich der Tabelle D.2 (S. 11) der Studie RWI 2020.

Laut Berechnungen der Autoren würde sich im Jahr 2030 die Stromerzeugung von Braunkohlekraftwerken in Deutschland auf 83,9 TWh belaufen. Bei einer Bruttostromerzeugung von 670 TWh entspricht dies einem Anteil von knapp 12,5%. Weiterführende Aussagen zur Braunkohleverstromung lassen sich der Studie nicht direkt entnehmen.

Einordnung

Die detaillierten Annahmen und die genaue Vorgehensweise der Autoren bei der Ermittlung der energieträgerspezifischen Zusammensetzung des deutschen Stromerzeugungsmix in den Jahren 2030 und 2050 lassen sich den Ausführungen nicht entnehmen. Eine blockscharfe Strommarkt-Simulation scheint der Untersuchung, insbesondere vor dem Hintergrund des vergleichenden und länderübergreifenden Fokus der Studie, nicht zu Grunde zu liegen. Auch sind keine Aussagen im Hinblick auf die Entwicklung von CO_2-Emissionen im Stromsektor oder Prognosen über die zukünftige Höhe des Preisniveaus im europäischen Emissionshandel enthalten. Die Empfehlungen der Kommission-WSB im Hinblick auf die Entwicklung der Stein- und Braunkohlekapazitäten wurden in den Abschätzungen der Autoren jedoch berücksichtigt.

Aufgrund dieser fehlenden Angaben lassen sich die Aussagen der Studie in Bezug zur Braunkohleverstromung nur schwerlich zu anderen Studien sowie gemäß den energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen einordnen.

Laut der angenommenem Kapazitätsentwicklung würde das 65%-Ziel für erneuerbare Energien um ca. fünf Prozentpunkte verfehlt werden. Eine Abschätzung der mit dem dargestellten Stromerzeugungsmix im Jahr 2030 einhergehenden Kohlenstoffdioxidemissionen wurde durch die Autoren nicht vorgenommen. Insofern lässt sich nicht schlussfolgern, ob das Klimaziel für den Energiesektor für das Jahr 2030 eingehalten werden würde.

3.2.6. Studie (6) „Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier“ (EWI 2020)

Datum der Veröffentlichung
Juli 2020

Auftraggeber
RWE Power AG

Auftragnehmer
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH

Ansatz, Methodik und Annahmen
Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH wurde von der RWE Power AG mit einer Studie beauftragt, die Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier zu untersuchen. Zentraler Untersuchungsgegenstand ist eine Abschätzung der Braunkohlemengen für die Braunkohlekraftwerke Niederaußem, Neurath und Weisweiler zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs im Zeitraum 2021 bis 2038.

Die Studie berechnet anhand eines dynamischen Energiesystemmodells (unter der Bezeichnung DIMENSION+) insgesamt drei Szenarien, für die unterschiedliche energiewirtschaftliche Annahmen getroffen werden. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Entwicklung der zukünftigen Stromnachfrage und des Ausbaus der erneuerbaren Energien.

In nachfolgender Tabelle sind die szenarienspezifischen Annahmen zusammengestellt.

Tabelle 14: Szenariospezifische Annahmen in der Studie EWI 2020

Annahmen	Jahr	Nettostromnachfrage [TWh]	Spitzenlast [GW]	Wind Onshore [GW]	Wind Offshore [GW]	Photovoltaik [GW]
Szenario A	2023	554	90	59	12	49
	2030	555	97	69	20	98
	2038	561	101	78	27	118
Szenario B	2023	630	91	59	12	49
	2030	699	99	69	20	98
	2038	751	103	78	27	118
Szenario C	2023	630	91	62	15	75
	2030	699	99	80	30	126
	2038	751	103	97	43	161

Neben der Festlegung szenarienspezifischer Annahmen werden darüber hinaus übergreifende energiewirtschaftliche Annahmen für alle drei Szenarien definiert. Insbesondere werden für alle drei Szenarien identische Ausstiegspfade von Braun- und Steinkohlekraftwerken, die sich am Kohleausstiegsgesetz orientieren, unterstellt. Weitere wichtige szenarioübergreifende Annahmen sind z.B. die Entwicklungen der Brennstoffpreise, die in nachfolgender Tabelle zusammengestellt sind.

Tabelle 15: Wichtige szenarioübergreifende Annahmen der Studie EWI (2020)

Szenarioübergreifende Annahmen	2020	2025	2030	2035	
Erdgaspreis [EUR/MWh]	10,5	23,1	23*	24*	25,5*
Steinkohlepreis [EUR/MWh]	8,7	10*	10,5*	11*	10*

Eine weitere wichtige Annahme ist die jährliche Entwicklung der Ausgabemenge von Emissionszertifikaten im Rahmen des EU-ETS. Die jährliche Reduktionsrate bis 2020 beträgt 1,74 % und erhöht sich in der vierten Handelsperiode 2021 bis 2030 auf 2,2 % p.a. Der CO_2-Zertifikatepreis wird modellendogen bestimmt.

Die mit dem Energiesystemmodell und unter Verwendung spezifischer und übergreifender Annahmen berechneten Ergebnisse werden im Hinblick auf die Entwicklung der nationalen Erzeugungskapazitäten, die Stromerzeugung, der Stromimportsaldo, die Treibhausgasemissionen und die Strom-Großhandelspreise analysiert.

Abschließend werden aus den Ergebnissen der drei Szenarien die jeweiligen Braunkohlemengen für die Braunkohlekraftwerke im Rheinischen Revier abgeleitet.

<u>Wesentliche Ergebnisse</u>
Die nachfolgenden Tabellen geben einen Überblick über die wesentlichen Modellierungsergebnisse.

<u>Szenario A</u>

Tabelle 16: Wesentliche Ergebnisse im Szenario A der Studie EWI 2020

Wesentliche Ergebnisse Szenario A	2025	2030	2035	2038
Stromerzeugung Braunkohle [TWh]	102	59	51	37
davon BK aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach	33	22	21	19
davon BK aus den Tagebau Inden	9	0	0	0
davon BK aus den Tagebau Mitteldeutschland und Lausitz	60	37	30	18
Stromerzeugung Steinkohle [TWh]	47	29	2	0
Stromerzeugung Erdgas [TWh]	78	76	90	94
Stromerzeugung Erneuerbare Energien [TWh]	316	382	433	455
Importsaldo [TWh]	-26	-16	-42	-49
Nettostromnachfrage [TWh]	542	555	559	562
Treibhausgasemissionen Energiesektor [Mio. t CO_2-Äq.]	228	161	134	118
CO_2-Zertifikatepreis [EUR_{2019} / t CO_2]	26	34	44	52
Großhandelsstrompreis [EUR / MWh]	50	52	57	61

In Szenario A ergibt sich für das Jahr 2030 ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 67 %.

Szenario B

Tabelle 17: Wesentliche Ergebnisse im Szenario B der Studie EWI 2020

Wesentliche Ergebnisse Szenario B	2025	2030	2035	2038
Stromerzeugung Braunkohle [TWh]	104	61	51	36
davon BK aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach	33	23	21	19
davon BK aus den Tagebau Inden	10	0	0	0
davon BK aus den Tagebau Mitteldeutschland und Lausitz	61	38	30	17
Stromerzeugung Steinkohle [TWh]	50	35	2	0
Stromerzeugung Erdgas [TWh]	131	153	194	212
Stromerzeugung Erneuerbare Energien [TWh]	317	385	439	462
Importsaldo [TWh]	22	40	21	16
Nettostromnachfrage [TWh]	649	699	732	751
Treibhausgasemissionen Energiesektor [Mio. t CO_2-Äq.]	258	203	179	168
CO_2-Zertifikatepreis [EUR_{2019} / t CO_2]	28	36	47	55
Großhandelsstrompreis [EUR / MWh]	55	60	65	69

In Szenario B ergibt sich für das Jahr 2030 ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 53 %.

Szenario C

Tabelle 18: Wesentliche Ergebnisse im Szenario C der Studie EWI 2020

Wesentliche Ergebnisse Szenario C	2025	2030	2035	2038
Stromerzeugung Braunkohle [TWh]	102	59	46	32
davon BK aus den Tagebauen Garzweiler und Hambach	33	22	19	17
davon BK aus den Tagebau Inden	9	0	0	0
davon BK aus den Tagebau Mitteldeutschland und Lausitz	60	37	27	15
Stromerzeugung Steinkohle [TWh]	49	33	1	0
Stromerzeugung Erdgas [TWh]	103	103	114	103
Stromerzeugung Erneuerbare Energien [TWh]	361	476	565	608
Importsaldo [TWh]	10	6	-17	-14
Nettostromnachfrage [TWh]	649	699	732	751
Treibhausgasemissionen Energiesektor [Mio. t CO_2-Äq.]	241	175	137	115
CO_2-Zertifikatepreis [EUR_{2019} / t CO_2]	27	35	46	53
Großhandelsstrompreis [EUR / MWh]	53	56	58	59

In Szenario C ergibt sich für das Jahr 2030 ein EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 67 %.

Aussagen im Hinblick auf die Braunkohleverstromung (einschließlich Förderbedarf)

Nachfolgende Tabellen liefern einen Überblick über die Bedeutung der Braunkohleverstromung in den betrachteten Szenarien.

Szenario A

Tabelle 19: Wesentliche Ergebnisse in Hinblick auf die Braunkohleverstromung im Szenario A der Studie EWI 2020

Wesentliche Ergebnisse Szenario A	2025	2030	2035	2038
Angenommene installierte Leistung Braunkohle Deutschland [GW]	15	9	8	6
Stromerzeugung Braunkohle Deutschland [TWh]	102	59	51	37
Angenommene installierte Leistung NRW [GW]	6	3	3	3
Stromerzeugung Braunkohle NRW [TWh]	42	22	21	19
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Niederaußem [h/a]	7.301	7.048	6.894	6.104
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Neurath [h/a]	7.379	7.095	6.885	6.297
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Weisweiler [h/a]	7.173	k.A.	k.A.	k.A.

Szenario B

Tabelle 20: Wesentliche Ergebnisse in Hinblick auf die Braunkohleverstromung im Szenario B der Studie EWI 2020

Wesentliche Ergebnisse Szenario B	2025	2030	2035	2038
Angenommene installierte Leistung Braunkohle Deutschland [GW]	15	9	8	6
Stromerzeugung Braunkohle Deutschland [TWh]	104	61	51	36
Angenommene installierte Leistung NRW [GW]	6	3	3	3
Stromerzeugung Braunkohle NRW [TWh]	43	23	21	19
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Niederaußem [h/a]	7.418	7.343	6.714	5.976
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Neurath [h/a]	7.526	7.346	6.730	6.152
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Weisweiler [h/a]	7.414	k.A.	k.A.	k.A.

Szenario C

Tabelle 21: Wesentliche Ergebnisse in Hinblick auf die Braunkohleverstromung im Szenario C der Studie EWI 2020

Wesentliche Ergebnisse Szenario C	2025	2030	2035	2038
Angenommene installierte Leistung Braunkohle Deutschland [GW]	15	9	8	6
Stromerzeugung Braunkohle Deutschland [TWh]	102	59	46	32
Angenommene installierte Leistung NRW [GW]	6	3	3	3
Stromerzeugung Braunkohle NRW [TWh]	42	22	19	17
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Niederaußem [h/a]	7.278	6.994	6.013	5.377
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Neurath [h/a]	7.380	6.921	6.231	5.598
Volllaststunden Braunkohlekraftwerke Weisweiler [h/a]	7.224	k.A.	k.A.	k.A.

Aus den Tabellen ist erkennbar, dass sich die Braunkohleverstromung in allen drei Szenarien innerhalb eines sehr engen Korridors bewegen. Die Auslastung der Kraftwerke nimmt in allen Szenarien im Zeitverlauf moderat ab.

Abschließend werden im Gutachten aus den Modellergebnissen die Braunkohlemengen für die Strom- und Wärmebereitstellung der RWE-eigenen Kraftwerke im Rheinischen Revier abgeleitet. Dabei wurden auch mögliche Sondereffekte im Zusammenhang mit der Covid-19-Pandemie berücksichtigt. Für die Jahre 2021 und 2022 werden zwei mögliche Entwicklungspfade aufgezeigt, sodass sich Korridore für die jeweiligen benötigten Braunkohlefördermengen aufspannen.

Nachfolgende Tabelle liefert einen Überblick über die benötigten Braunkohlenbedarfe in den Szenarien.

Tabelle 22: Braunkohlebedarf im Zeitraum 2021 bis 2038 im Rheinischen Revier in der Studie EWI 2020

Braunkohlebedarf im Zeitraum 2021 bis 2038 im Rheinischen Revier [Mio. t]	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Garzweiler und Hambach	513 bis 523	519 bis 529	496 bis 505
Inden	98 bis 101	101 bis 103	97 bis 100
Summe Rheinisches Revier	612 bis 624	620 bis 632	593 bis 605

Nicht berücksichtigt in obenstehender Tabelle sind Braunkohlemengen für die Veredlungsanlagen (laut Gutachten: rd. 138 - 153 Mio. t) sowie ein möglicher Abruf des Kraftwerksblocks in Niederaußem, welcher für den Zeitraum 2030 bis einschließlich 2033 in die Sicherheitsbereitschaft überführt werden soll. Diese Bedarfe seien bei der Bestimmung des Gesamtbedarfs an rheinischer Braunkohle zum Bedarf für die Verstromung zusätzlich zu berücksichtigen.

Einordnung
Der in der vorliegenden Studie unterstellte Ausstiegspfad für die Braunkohlekraftwerke entspricht in allen drei Szenarien dem Stilllegungspfad im KVBG.

Mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von jeweils 67 % am Bruttostromverbrauch wird das im EEG festgelegte Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2030 auf 65 % zu erhöhen, in den Szenarien A und C erfüllt. Mit einem Anteil der erneuerbaren Energien von 53 % im Jahr 2030, wird hingegen im Szenario B das Ziel im EEG deutlich unterschritten.

Auch wird im Szenario B mit einem Treibhausgasausstoß in Höhe von 203 Mio. t das im Bundes-Klimaschutzgesetz verbindlich festgelegte Sektorziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 deutlich verfehlt. Wohingegen in den Szenarien A und C jeweils mit einem Treibhausgasausstoß in Höhe von 161 bzw. 175 Mio. t das Sektorziel erreicht wird.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Szenarien A und C – entsprechend des in dieser Metastudie zu Grunde gelegten Ansatzes – gänzlich im Einklang mit den aktuellen energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen der Bundesrepublik Deutschland sind. Im Szenario B werden hingegen essenzielle energie- und klimapolitische Ziele nicht erreicht.

3.2.7. Studie (7) „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos 2020)

Datum der Veröffentlichung
November 2020

Auftraggeber
Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität

Auftragnehmer
Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Ansatz, Methodik und Annahmen
Die Studie wurde von den Thinktanks „Agora Energiewende“ und „Agora Verkehrswende“ sowie der Stiftung Klimaneutralität beauftragt. Erstellt wurde sie von der Prognos AG in Zusammenarbeit mit dem Öko-Institut e.V. und dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. Für die Studie wurden anhand eines Sets an Modellannahmen zwei Szenarien berechnet, wie Klimaneutralität in Deutschland 2050 erreicht werden kann.

Die Szenarien sind aus Kostensicht und unter der Berücksichtigung der Umsetzbarkeit optimiert. Die Hauptauswahlkriterien für die dargestellten Maßnahmen waren Wirtschaftlichkeit und die Wahrung der Investitionszyklen. Verzicht wird explizit nicht als notwendige Voraussetzung für Klimaneutralität angenommen. So geht die Studie von einem durchschnittlichen jährlichen Wirtschaftswachstum von 1,3 Prozent pro Jahr aus, die Pro-Kopf-Wohnfläche steigt weiter und auch die Mobilität bleibt vollumfänglich erhalten.

Vor dem Hintergrund des im Rahmen des EU-Green-Deals verschärften Treibhausgasminderungsziels von 40 auf 55 % im Jahr 2030, wird im Hauptszenario Klimaneutral 2050 (KN2050) eine Emissionsminderung in Deutschland von 65 % (bisher 55 %) bis zum Jahr 2030 unterstellt. Das zweite Szenario – Klimaneutral Minimalvariante (KNmin) – untersucht eine Minderung von 60 % bis 2030. Die Studie enthält hingegen kein „Business-as-usual-Szenario“.

In nachfolgender Tabelle werden die wichtigsten energiewirtschaftlichen Annahmen zusammengestellt.

Tabelle 23: Rahmenannahmen der Studie Prognos 2020

Rahmendaten Studie Klimaneutrales Deutschland	2020	2030	2040	2050
Rohölpreis [USD_{2019}/Barrel]	40	62	59	55
Erdgaspreis [EUR_{2019}/MWh (Hs)]	12	20	21	22
Steinkohlepreis [EUR_{2019}/MWh (Hs)]	7	8	8	8
CO_2-Zertifikatepreis EU-ETS (KN2050) [EUR_{2019}/t]	25	52	70	90
CO_2-Zertifikatepreis EU-ETS (KNmin) [EUR_{2019}/t]	25	47	70	90

Wesentliche Ergebnisse

Grundsätzlich kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass Deutschland bis 2050 durch konsequente Anwendung moderner Technologien mit weiterem Wirtschaftswachstum und unter der Wahrung normaler Investitionszyklen klimaneutral werden kann. Bedingungen dafür seien schnelle und eindeutige Signale aus der Politik um Fehlinvestitionen zu vermeiden und ein umfassendes Investitionsprogramm (angenommen wird ca. 70 Mrd. Euro/a bzw. ca. 10 Prozent der aktuellen Bruttoinvestitionssumme Deutschlands).

Die Studie unterteilt den Weg zur Klimaneutralität in drei Schritte:

1. Deutschland müsse seine THG-Emissionen bis 2030 um 65 Prozent unter das Niveau von 1990 senken:
   a. Schnelle Dekarbonisierung des Stromsektors durch Kohleausstieg bis 2030 und Erneuerbare-Energien-Ausbau
   b. Anstehende Investitionen in der Industrie zwischen 2020 und 2030 müssen direkt in Richtung Klimaneutralität erfolgen, um *Stranded Assets* in den 2030er- und 2040er-Jahren zu vermeiden
   c. Erhöhung des deutschen Klimaziels von derzeit minus 55 Prozent auf minus 65 Prozent
2. Austausch der fossilen gegen klimaneutrale Prozesse nach 2030 in allen Sektoren (Verkehr, Industrie, Stromerzeugung, Gebäude) hin zu einer THG-Emissionsminderung um 95 Prozent.
3. Carbon Capture and Storage (CCS) für verbleibende, unvermeidbare Emissionen (v.a. aus Landwirtschaft und Zementindustrie).

Im Folgenden werden nur die Ergebnisse für den Sektor Energiewirtschaft vertiefend dargestellt. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass das KN2050 die robustere Variante ist und legt den Fokus auf die Darstellung dieses Szenarios.

Einen Überblick über die wichtigsten Ergebnisse des Szenarios KN2050 gibt nachfolgende Tabelle.

Tabelle 24: Überblick wesentliche Ergebnisse im Szenario KN2050 der Studie Prognos 2020

Ergebnisse Szenario KN2050	2018	2030	2040	2050
THG-Emissionen [Mio. t CO_2-Äq.]	858	438	185	-2
davon Energiewirtschaft	305	98	45	-19
davon Industrie	195	123	43	-30
davon Verkehr	162	89	18	0
davon Gebäude	117	65	24	1
davon Landwirtschaft	70	58	52	44
davon Abfall und sonstige	10	5	3	2
Bruttostromverbrauch [TWh]	595	643	824	962
EE-Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	38	69	82	100
Nettostromerzeugung [TWh]	611	614	801	934
davon Erneuerbare	216	435	675	848
davon Braunkohle	135	3	0	0
davon Steinkohle	75	11	0	0
davon Kernenergie	72	0	0	0
davon Erdgas	79	134	84	0
davon Sonstige	28	20	7	1
davon Speicher	6	4	12	24
davon Wasserstoff	0	8	24	61
Importsaldo	-49	17	16	26
Installierte Leistung Erneuerbare [GW]	117	268	431	562
davon Wind Onshore	52	80	119	130
davon Wind Offshore	6	25	51	70
davon Photovoltaik	45	150	252	355
davon Wasserkraft	6	6	6	6
davon Bioenergie	7	7	3	1
Regelbare Kraftwerksleistung [GW]	98	66	72	81
davon Steinkohle	25	3	0	0
davon Braunkohle	20	3	0	0
davon Erdgas/Wasserstoff	24	43	61	73
davon Kernkraft	10	0	0	0
davon Sonstige	6	4	2	1
davon Wasserkraft	6	6	6	6
davon Bioenergie	7	7	3	1
Speicher und DSM [GW]	10	13	28	64
davon Pumpspeicher	7	7	7	7
davon DSM	3	4	5	7
davon Batteriespeicher	0	2	16	50

Aussagen im Hinblick auf die Braunkohleverstromung
In der Studie wird ausgeführt, dass die zusätzlichen Minderungen für ein nationales Ziel von minus 65 Prozent Treibhausgase bis 2030 vor allem in der Energiewirtschaft erbracht werden müssten. Gegenüber dem aktuellen Sektorziel des Klimaschutzgesetzes werden im Szenario weitere 77 Millionen Tonnen CO_2 gemindert. Dieser Zusatzbeitrag wird vor allem durch ein Vorziehen des Kohleausstiegs von 2038 auf 2030 und eine Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf einen Anteil von knapp 70 %. In der Studie wird ferner ausgeführt, dass, der Kohleausstieg weitgehend marktbasiert erfolgen würde, da die EU-Kommission zur Umsetzung des höheren EU-Klimaziels eine Verschärfung des EU-Emissionshandels vorschlagen werden würde und bei CO_2-Preisen etwa ab 50 Euro pro Tonne auch Braunkohlekraftwerke unwirtschaftlich werden würden.

Im Szenario KNmin erfolgt der Kohleausstieg vor 2035. Die installierte Braunkohle-Kraftwerksleistung liegt im Jahr 2030 bei 5 GW und die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken beträgt 15 TWh.

Einordnung anhand der energie- und klimapolitischen Ziele und Rahmenbedingungen der Bundesregierung
Die Studie geht grundsätzlich davon aus, dass die Energiewirtschaft im Vergleich zu den anderen Sektoren bis zum Jahr 2030 den größten Minderungsbeitrag leisten kann. Im Szenario KN2050 werden die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft bis zum Jahr 2030 von 305 Mio. t CO_2 im Jahr 2018 auf 98 Mio. t CO_2 gedrittelt. Dies entspricht einem Zusatzbeitrag von 77 Mio. t CO_2 gegenüber dem im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegten Sektorziel für die Energiewirtschaft (175 Mio. t CO_2). Im Szenario KNmin liegen die THG-Emissionen in der Energiewirtschaft bei 123 Mio. t, was einem Zusatzbeitrag von 52 Mio. t CO_2 entspricht. Somit wird das aktuelle Sektorziel für das Jahr 2030 in beiden Szenarien deutlich übererfüllt.

Laut Studie stehen im Szenario KN2050 im Winter 2029/2030 3 GW Braunkohlekapazitäten zur Verfügung und speisen insgesamt 3 TWh Strom im Jahr 2030 ins Netz ein. Die Kohleverstromung wird in diesem Szenario Ende 2030 beendet. In der Studie wird ausgeführt, dass der Kohleausstieg „weitgehend marktbasiert“ erfolgt. Im Szenario KNmin speisen 5 GW Braunkohle 15 TWh Strom ins Netz ein. Beim Vergleich mit den gesetzlichen Regelungen im KVBG lässt sich festhalten, dass die installierte Braunkohle-Kraftwerksleistung in beiden Szenarien deutlich unterhalb des in § 4 KVBG festgelegten Zielniveaus liegt. Gleichzeitig sind wirtschaftlich getriebene frühere Stilllegungen von Braunkohleanlagen nach § 40 Abs. 2 KVBG vorbehaltlich und nach Maßgabe von § 42 KVBG möglich.

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch liegt im Szenario KN2050 bei rd. 69 % und im Szenario KNmin bei rd. 67 %. Das im EEG festgelegte Ziel den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % zu steigern, wird somit im Szenario KNmin erreicht und im Szenario KN2050 übererfüllt.

3.2.8. Studie (8) „Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus bei einem gegenüber aktuellen Braunkohle- bzw. Revierplänen veränderten Abbau und Bestimmung der entsprechenden Rückstellungen“ (BET 2020)

Datum der Veröffentlichung
Dezember 2020

Auftraggeber
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Auftragnehmer
BET, EY, ahu, EMCP AG, FUMINCO, ZAI

Ansatz, Methodik und Annahmen
Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat ein Konsortium unter Führung des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) damit beauftragt die Veränderungen der Tagebaukosten durch den Kohleausstieg und die Auswirkungen auf den Rückstellungsbedarf der tagebaubetreibenden Unternehmen (im Gutachten Folgekosten genannt) zu ermitteln. Um die Folgekosten des von der Kommission-WSB vorgeschlagenen Kohleausstiegspfades zu bemessen, wurde zunächst ein Referenzszenario gebildet. Diesem Referenzszenario „ohne gesetzlich verordneten Kohleausstieg“ wurden zwei Ausstiegsszenarien gegenübergestellt.

Im Referenzszenario wird die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten und der daraus resultierenden Tagebaukapazitäten auf Basis technisch-wirtschaftlicher Nutzungsdauern der Kraftwerke im Rahmen der bestehenden, genehmigten Rahmenbetriebspläne und veröffentlichten Unternehmenspläne untersucht. Das Referenzszenario berücksichtigt neben diesen Genehmigungen auch den bestehenden energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmen und dessen angenommene Entwicklung. So wird unterstellt, dass sich u. a. wegen sich verändernder energiepolitischer Rahmenbedingungen auch ohne gesetzlich festgelegten Kohleausstieg die Unternehmenspläne nicht zwangsläufig in vollem Umfang realisieren lassen (z.B. kein Neubau von Kohlekraftwerken, rückläufige Vollbenutzungsstunden).

Im Ausstiegsszenario A1 werden die Kraftwerksblöcke streng nach Betriebsalter stillgelegt. Es werden so viele Blöcke pro Jahr stillgelegt, dass der unterstellte Ausstiegspfad möglichst gut erfüllt wird. Der Ausstiegspfad unterstellt einen streng linearen Pfad zwischen den von der Kommission empfohlenen Kapazitäten der Braunkohlekraftwerke für die Jahre 2022, 2030 und 2039 (15 GW im Jahr 2022, 9 GW im Jahr 2030 und 0 GW im Jahr 2039).

Im Ausstiegsszenario A2 wird eine tagebauseitige Optimierung der Abschaltreihenfolge vorgenommen, wobei es zulässig ist, von der altersbedingten Stilllegungsreihenfolge des A1 abzuweichen.

Aufbauend auf den in den Szenarien ermittelten jahresscharfen Stilllegungsreihenfolgen werden die Braunkohlenbedarfe pro Tagebau ermittelt. Auf der Grundlage dieser Förderbedarfe werden die Folgekosten abgeleitet. Um die Folgekosten bestimmen zu können, werden im Gutachten Annahmen zur Gestaltung der Tagebaue getroffen. Dies betrifft z.B. die Umsiedlung von Dörfern sowie die Gestaltung von Verkehrswegen und Seen. Im Gutachten wird betont, dass diese Annahmen nur für den Hauptzweck des Gutachtens, nämlich die Bestimmung der Folgekosten, getroffen wurden.

Wesentliche Ergebnisse

Im Folgenden werden nur die im Gutachten ermittelten Ergebnisse dargestellt, die eine energiewirtschaftliche Relevanz für die in dieser Metastudie untersuchte Fragestellung aufweisen. Aussagen zur Gestaltung der Tagebaue, bergbautechnische Aspekte, wasserwirtschaftliche Auswirkungen, die Folgekosten der Rekultivierung sowie die wirtschaftlichen Auswirkungen für die tagebaubetreibenden Unternehmen werden nicht betrachtet. Weiterhin wird nur das Rheinische Braunkohlerevier betrachtet.

Einen Überblick über die Auskohlung der einzelnen Tagebaue im Rheinischen Revier gibt nachfolgende Tabelle.

Tabelle 25: Vorräte und Förderbedarf der Tagebaue im Rheinischen Revier im Zeitraum 2019-2038 in der Studie BET 2020

Vorräte und Entnahme in Mio. t (Stand 1.1.2019)	Inden	Hambach	Garzweiler II	Summe Rheinisches Revier
Vorrat	242,8	501,6	710,1	1.454,5
Entnahme Referenzszenario	193,6	499,0	506,4	1.199,0
Entnahme Ausstiegsszenario 1	85,0	190,7	455,9	731,6
Entnahme Ausstiegsszenario 2	85,0	190,7	386,3	662,0

Im Referenzszenario wird der Tagebau Inden weitgehend und der Tagebau Hambach nahezu vollständig ausgekohlt. Das bedeutet auch, dass im Referenzszenario der Hambacher Forst nicht erhalten bleibt. Der Tagebau Garzweiler II hingegen würde als Folge des limitierten Bedarfs des Energiemarktes nur zu gut 70 % ausgekohlt.

In den Ausstiegsszenarien wird der Hambacher Forst gemäß der Empfehlung der Kommission-WSB erhalten, wodurch die Auskohlung des Tagebaus Hambach auf maximal 200 Mio. t begrenzt würde. Insgesamt reduziert sich die Gesamtfördermenge gegenüber dem Referenzszenario im Ausstiegsszenario 1 um knapp 470 Mio. t bzw. im Ausstiegsszenario 2 um knapp 540 Mio. t.

Einordnung
Ziel des Gutachtens ist es die Folgekosten eines Kohleausstiegs auf Basis der Empfehlungen der Kommission-WSB zu ermitteln. Im Fokus stehen insbesondere bergbautechnische Auswirkungen, wasserwirtschaftliche Auswirkungen, Auswirkungen auf Umwelt und umliegende Infrastruktur sowie die ökonomischen Auswirkungen für die tagebaubetreibenden Unternehmen infolge einer veränderten Tagebauplanung aufgrund des Kohleausstiegs. Das Gutachten verfolgt somit einen grundsätzlich anderen Ansatz als die überwiegende Anzahl der Studien, die im Rahmen dieser Metastudie betrachtet werden und insbesondere die Entwicklung des Strommarkts untersuchen. Vor diesem Hintergrund ist eine Einordnung der Studienergebnisse gemäß der in Kapitel 3.1.2. beschriebenen Methodik nicht möglich.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die inhaltlichen Arbeiten des Gutachtens Ende November 2019 abgeschlossen wurden. Somit konnten die Autoren zwar den Abschlussbericht der Kommission-WSB berücksichtigen, der u.a. eine deutschlandweite Reduktion der Braunkohle-Kraftwerksleistung am Markt auf 15 GW im Jahr 2022, 9 GW im Jahr 2030 sowie eine Beendigung der Kohleverstromung spätestens Ende 2038 vorsieht, allerdings konnte der konkrete in Anlage 2 KVBG gesetzlich festgelegte und blockscharfe Ausstiegspfad nicht berücksichtigt werden. Die Folge ist, dass die Kohleförderung in den Ausstiegsszenarien hinsichtlich der Gesamtmenge der Förderung und Verteilung dieser Menge zwischen den Revieren und Tagebauen nicht genau den Kohlemengen entsprechen konnte, die man erhalten würde, wenn man den Kohleausstiegspfad im KVBG unterstellt hätte. So wird beispielsweise in den Ausstiegsszenarien für das letzte Jahr der Kohleverstromung im Jahr 2038 angenommen, dass rd. 1 GW Braunkohle Anfang 2038 installiert sind, wohingegen gem. Anlage 2 KVBG im Jahr 2038 noch 6 GW Braunkohle Strom erzeugen könnten (endgültiges Stilllegungsdatum am 31.12.2038 für sieben Blöcke mit einer Gesamtleistung von rd. 6 GW). Darüber hinaus wird angemerkt, dass den Gutachtern für ihre Berechnungen nur öffentlich verfügbare Daten zur Verfügung standen. Unternehmensdaten und interne Daten der Bergbaubehörden lagen den Gutachtern nicht vor. In diesem Zusammenhang wird ferner auf das Protokoll eines Workshops vom 9. Dezember 2020, an dem Auftragnehmer und Auftraggeber teilgenommen haben und das auf der BET-Internetseite veröffentlicht ist, hingewiesen.

3.2.9. Studie (9) „Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“ (ÜNB 2021)

Datum der Veröffentlichung
Januar 2021

Autoren
50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

Ansatz, Methodik und Annahmen
Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird im Wege des mehrstufigen Prozesses der Netzentwicklungsplanung unter Einbeziehung der Öffentlichkeit ermittelt. Nach § 12a EnWG sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verpflichtet alle zwei Jahre einen gemeinsamen Szenariorahmen zu erstellen und der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Genehmigung vorzulegen. Dieser beschreibt die absehbaren energiewirtschaftlichen Entwicklungen für ein konkretes Zieljahr mit verschiedenen Annahmen zu Erzeugung, Last und Verbrauch. Er zeigt dabei unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade auf („Szenarien“). Auf der Grundlage des genehmigten Szenariorahmens müssen die ÜNB der BNetzA gemäß § 12b EnWG einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) vorlegen. Der Netzentwicklungsplan enthält Vorschläge der ÜNB zum bedarfsgerechten Ausbau der Stromübertragungsnetze. Die durch die BNetzA bestätigten Netzentwicklungspläne und der Umweltbericht der BNetzA bilden wiederum die Grundlage für ein Bundesbedarfsplangesetz. Für die darin enthaltenen Vorhaben werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt.

Grundlage des vorliegenden Netzentwicklungsplans ist der am 26.06.2020 von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen für den NEP 2035 (2021). In diesem werden insgesamt vier Szenarien betrachtet.

Das Szenario A 2035 beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern niedrig ausgeprägt sind. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien ist im Vergleich zu den anderen Szenarien am geringsten. Der Kohleausstieg wird im Jahr 2035 als noch nicht vollständig abgeschlossen angenommen, sodass dieses Szenario noch rund 8 GW installierte Leistung von Braunkohlekraftwerken aufweist.

Die Szenarien B 2035 und B 2040 beschreiben eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine größere Rolle spielen. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien liegt zwischen den Szenarien A und C. So wird ein mittlerer Bruttostromverbrauch in Kombination mit einem mittleren Anteil der erneuerbaren Energien angenommen. Der Kohleausstieg wird im Szenario B als bis 2035 vollzogen angenommen.

Das Szenario C 2035 beschreibt eine stetig voranschreitende Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine entscheidende Rolle spielen. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien bewegt sich im Vergleich zu den anderen Szenarien am oberen Ende der zu erwartenden Entwicklung. So wird ein hoher Bruttostromverbrauch in Kombination mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien angenommen. Wie in Szenario B wird auch im Szenario C davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 abgeschlossen ist.

In allen Szenarien wird ein Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 70 % im Jahr 2035 erreicht. Ferner beträgt die CO_2-Obergrenze in allen Szenarien für das Jahr 2035 120 Mio. t CO_2 sowie im Szenario B 2040 60 Mio. t CO_2.

In nachfolgender Tabelle werden die wichtigsten Annahmen zusammengestellt.

Tabelle 26 Rahmendaten des Szenariorahmens und wesentliche Annahmen im NEP 2035 (2021)

Rahmendaten des Szenariorahmens und wesentliche Annahmen	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Kapazität Braunkohle [GW]	7,8	0,0	0,0	0,0
Kapazität Steinkohle [GW]	0,0	0,0	0,0	0,0
Kapazität Erdgas [GW]	38,1	42,4	46,7	42,4
Summe konv. Erzeugungskapazität [GW]	61,2	57,7	62,0	57,4
Kapazität Wind onshore [GW]	81,5	86,8	90,9	88,8
Kapazität Wind offshore [GW]	28,0	30,0	34,0	40,0
Kapazität PV (GW)	110,2	117,8	120,1	125,8
Summe reg. Erzeugungskapazität [GW]	233,4	249,0	260,6	269,7
Nettostromverbrauch [TWh]	603,4	621,5	651,5	653,2
Wärmepumpen [Anzahl in Mio.]	3,0	5,0	7,0	6,5
Elektroautos [Anzahl in Mio.]	9,1	12,1	15,1	14,1
CO_2-Vorgabe zur Marktmodellierung [Mio. t CO_2]	120,0	120,0	120,0	60,0
CO_2-Zertifikatepreis [€/t]	76,5	76,5	76,5	100,0
Erdgaspreis [€/MWh]	25,6	25,6	25,6	26,3
Steinkohlepreis [€/MWh]	20,2	20,2	20,2	24,9

Aufbauend auf den Szenariorahmen wird für jedes Szenario eine Marktsimulation durchgeführt, im Sinne einer ökonomischen Optimierung unter Berücksichtigung von Erzeugung, Nachfrage und Handel von elektrischer Energie im gesamten europäischen Strommarkt. In einem weiteren Schritt wird anhand von Netzanalysen der Netzentwicklungsbedarf (Netzverstärkungen und Netzausbau) bestimmt. Abschließend wird die Systemstabilität des ermittelten Ergebnisnetzes bewertet.

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation

Die wesentlichen Ergebnisse der Marktsimulation sind in nachfolgender Tabelle zusammengestellt.

Tabelle 27: Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation im NEP 2035 (2021)

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation für Deutschland	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Stromerzeugung Braunkohle [TWh]	17,8	0,0	0,0	0,0
Stromerzeugung Steinkohle [TWh]	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromerzeugung Erdgas [TWh]	77,8	85,3	102,5	67,2
Stromerzeugung Wind onshore [TWh]	181,1	194,5	202,5	195,7
Stromerzeugung Wind offshore [TWh]	111,1	119,2	135,5	157,7
Stromerzeugung Photovoltaik [TWh]	104,4	111,1	113,1	116,0
Stromerzeugung Biomasse [TWh]	26,5	28,5	32,2	31,2
Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste [TWh]	610,7	620,2	640,9	635,7
Importsaldo [TWh]	18,0	16,7	2,9	22,3
CO2-Emissionen [Mio. t]	106,6	93,3	96,2	60,0
Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch [%]	70,1	72,7	73,6	75,5
Höchste Residuallast [GW]	89,9	90,5	95,5	92,7

Die Ergebnisse der Marktsimulation verdeutlichen die wachsende Bedeutung erneuerbarer Energien: in allen Szenarien liegt die durch sie erzeugte Strommenge in Deutschland bei über 70 % des Bruttostromverbrauchs. Der Großteil der erneuerbaren Stromerzeugung erfolgt dabei durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

Aus den betrachteten Bundesländerbilanzen ist ein deutliches Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands in allen Szenarien erkennbar: Mehr als ein Drittel des jährlichen Strombedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Gleichzeitig können nord- und ostdeutsche Bundesländer teils mehr als das Doppelte ihres jährlichen Stromverbrauchs selbst decken.

In allen Szenarien wird die Bedeutung Europas für die Stromversorgung in Deutschland deutlich. Deutschland weist in allen Szenarien einen geringen Nettoimport in Höhe von maximal 3 % des Bruttostromverbrauchs auf. In den Szenarien für 2035 beträgt dieser zwischen 3 und 18 TWh und im Jahr 2040 rund 22 TWh.

Aussagen in Hinblick auf die Braunkohleverstromung

Nachfolgende Tabelle liefert einen Überblick über die Bedeutung der Braunkohleverstromung in den betrachteten Szenarien des NEP.

Tabelle 28: Wesentliche Ergebnisse in Hinblick auf die Braunkohleverstromung im NEP 2035 (2021)

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation in Hinblick auf die Braunkohleverstromung	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Angenommene installierte Leistung Braunkohle Deutschland [GW]	7,8	0,0	0,0	0,0
Stromerzeugung Braunkohle Deutschland [TWh]	17,8	0,0	0,0	0,0
Durchschnittliche Volllaststunden der Braunkohlekraftwerke in Deutschland [h/a]	2.276	k.A.	k.A.	k.A.
Angenommene installierte Leistung NRW [GW]	3,1	0,0	0,0	0,0
Stromerzeugung Braunkohle NRW [TWh]	5,6	0,0	0,0	0,0

Einordnung

Der NEP 2035 (2021) berücksichtigt grundsätzlich die energie- und klimapolitischen Ziele und Rahmenbedingungen der Bundesregierung. Die Auswertung der Marktsimulationsergebnisse zeigt, dass die vorgegebenen CO_2-Obergrenzen für das Jahr 2035 deutlich unterschritten werden. Auch der Anteil der erneuerbaren Energien liegt in allen Szenarien über 70 %, womit die Szenarien im Einklang mit den im EEG festgelegten Zielen stehen.

Das Szenario A 2035 unterstellt als einziges Szenario eine verbleibende Braunkohle-Kraftwerksleistung in Höhe von 7,8 GW im Jahr 2035, was dem Stilllegungspfad gemäß Anlage 2 KVBG entspricht. Ferner wurde die im KVBG hinterlegte vorgezogene Beendigung der Kohleverstromung im Jahr 2035 in den Szenarien B 2035 und C 2035 berücksichtigt. In diesen Szenarien wird angenommen, dass der Kohleausstieg im Jahr 2035 bereits abgeschlossen ist.[39]

[39] Streng genommen würden die Braunkohlekraftwerke bei einer vorgezogenen Beendigung der Kohleverstromung erst Ende 2035 vom Netz gehen. Die Entscheidung der ÜNB in den Szenarien B 2035 und C 2035 jeweils 0 GW Braunkohle anzunehmen, kann aus fachlicher Sicht jedoch nachvollzogen werden, da es hinsichtlich der zu untersuchenden Fragestellung zum Netzausbau von nachrangiger Bedeutung ist, ob die verbleibenden Braunkohlekraftwerke Anfang 2035 oder Ende 2035 vom Netz gehen sollen.

3.2.10. Studie (10) „Plausibilisierung der Unternehmensplanung der RWE Power AG hinsichtlich der Nutzung von Braunkohle“ (EY/BET 2021)

Datum der Veröffentlichung
Februar 2021

Auftraggeber
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Auftragnehmer
EY, BET

Ansatz, Methodik und Annahmen
Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat ein Konsortium bestehend aus der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (EY) und dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) damit beauftragt zu untersuchen, welche Braunkohlefördermengen der Unternehmensplanung der RWE Power AG (nachfolgend RWE) vor den Beschlüssen zum Kohleausstieg zugrunde lagen und wie sich diese Mengen durch den Ausstieg voraussichtlich verändern werden.

Laut Gutachter seien zu diesem Zwecke Unterlagen analysiert worden, die RWE zur Verfügung gestellt hat. Zudem fand am 19. Februar 2020 ein Termin mit Vertretern von RWE statt. Die Erläuterungen der Unternehmensvertreter sowie die Unterlagen seien unter Zuhilfenahme eigener Analysen und Marktkenntnisse plausibilisiert worden.

Die Gutachter haben auf Basis der näherungsweisen Angaben von RWE zwei blockscharfe Szenarien entwickelt, die die Bandbreite der Planungen von RWE vor den Beschlüssen zum Kohleausstieg abbilden sollen. Das Szenario „RWE - Min“ liegt im unteren Bereich dieser Bandbreite. Im Szenario „RWE – technische Nutzungsdauer“ („RWE – techn. ND“) werden spätere Stilllegungszeitpunkte als im „RWE – Min“-Szenario angenommen, die im Wesentlichen auf Annahmen zu längeren technischen Lebensdauern beruhen. Hierfür seien teilweise Retrofitmaßnahmen erforderlich, deren Wirtschaftlichkeit zum gegebenen Zeitpunkt zu untersuchen wäre.

Dem gegenübergestellt sind zwei Szenarien auf Basis der Bund-/Ländereinigung zum Kohleausstieg erstellt worden. Im Szenario „Bund-/Ländereinigung“ wird die aggregierte Fördermenge bei einem Kohleausstieg bis 2038 ermittelt. Das Szenario „vorgezogene Stilllegung“ untersucht das Vorziehen der Stilllegung der drei BoA-Blöcke Niederaußem K sowie Neurath F und G um drei Jahre (2035 anstatt 2038).

Laut Gutachter wurden zur Ermittlung der Kohleverbrauchsmengen Annahmen zur zukünftigen Auslastung der einzelnen Kraftwerke (Volllaststunden) getroffen. Daraus wurden die erzeugten Strommengen berechnet. Die Annahmen zu den Volllaststunden seien mit einer Kraftwerkseinsatzsimulation in einem Preisszenario von einem

Drittgutachter ermittelt worden. Aus den Strommengen wurden über die Nettowirkungsgrade der Kraftwerke und Heizwerte der verwendeten Kohlen die benötigte Kohlemenge ermittelt.

Wesentliche Ergebnisse

Die Ergebnisse der Plausibilisierung sind in nachfolgender Tabelle zusammengestellt.

Tabelle 29: Benötigte Braunkohlefördermengen im Zeitraum 2019 - 2038 in der Studie EY/BET 2021

Fördermengen ab 2019 in Mio. t[40]	Bund-/Länder-Einigung	Vorgezogene Stilllegung	RWE – Min	RWE - techn. ND
Plausibilisierung EY/BET	760	697	1.148	1.365

Erkennbar ist, dass die Bund-/Ländereinigung gemäß Plausibilisierung der Gutachter zu einer deutlichen Reduzierung des Kohlebedarfs um 388 bzw. 605 Mio. t führen würde. Bei einem Vorziehen der Stilllegung der drei BoA-Blöcke würde sich der Kohlebedarf um weitere 63 Mio. t reduzieren. Die Differenzen zu den Szenarien „RWE - Min“ und „RWE - techn. ND“ würden sich auf 451 bzw. 668 Mio. t erhöhen.

Einordnung

Eine Einordnung der Studienergebnisse gemäß der in Kapitel 3.1.2. beschriebenen Methodik ist nicht möglich, da die Studie weder Angaben zu Treibhausgasemissionen noch zu Anteilen der erneuerbaren Energien enthält. In der Studie wird zwar kurz angemerkt, dass die ermittelten Volllaststunden mit einer Kraftwerkseinsatzsimulation in einem Preisszenario von einem Drittgutachter ermittelt worden seien. Allerdings werden die zu Grunde liegende Methodik und die Annahmen dieser Simulation nicht dargestellt. Vor diesem Hintergrund ist die Studie nur sehr eingeschränkt mit den anderen Gutachten, die im Rahmen dieser Metastudie ausgewertet wurden, vergleichbar.

[40] Nicht berücksichtigt sind in den Mengen der Bund-/Ländereinigung diejenigen für Veredelung (180 Mio. t) und Sicherheitsbereitschaft (20 Mio. t). Bei Berücksichtigung dieser Mengen ergibt sich für die Bund-/Ländereinigung eine Fördermenge von rund 960 Mio. t.

3.2.11. Studie (11) „Begleitstudie zur Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen“

Datum der Veröffentlichung
Noch nicht veröffentlicht

Auftraggeber
Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE)

Auftragnehmer
Forschungszentrum Jülich (Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (IEK-3) Forschungszentrum Jülich GmbH und Lehrstuhl für Brennstoffzellen RWTH Aachen University)

Ansatz, Methodik und Annahmen
Die wissenschaftliche Begleitstudie des FZJ beschreibt die Stellung von Nordrhein-Westfalen im klimaneutralen Energiesystem Deutschlands im Jahr 2050 und zeigt einen kostenoptimierten Transformationspfad des Energiesystems auf. Sie diente als eine der Entscheidungsgrundlagen für die Formulierung einer landeseigenen Roadmap Wasserstoff. Folgende Leitfragen stehen in der Begleitstudie des FZJ im Fokus:

- Welche Rolle spielt das Land Nordrhein-Westfalen in einem zukünftigen klimaneutralen Energieversorgungssystem in Deutschland?
- Welche Transformationspfade und Handlungsfelder lassen sich für das Land NRW identifizieren, um die gesetzten Treibhausgasreduktionsziele zu erreichen? Welche No-Regret-Maßnahmen lassen sich identifizieren?
- Welche Wasserstofferzeugungen und -nachfragen lassen sich für NRW identifizieren und quantifizieren? Wie muss eine adäquate Wasserstoffinfrastruktur ausgestaltet werden?
- Welche Bedeutung besitzen innerdeutsche Wasserstofftransporte und internationale Wasserstoffimporte für eine Wasserstoffversorgung in NRW?

In einem ersten Schritt wird in der FZJ-Begleitstudie auf der Basis von Modellrechnungen ein nationaler sowie kostenoptimaler Transformationspfad entwickelt, mit dem eine nahezu treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann. Dieser bildet die nationale Energieversorgung ausgehend vom Primärenergieaufkommen, über den Umwandlungssektor bis hin zu den Endverbrauchssektoren ab. Die Sektoren werden in Form von zahlreichen relevanten Technologien bzw. Prozessketten abgebildet und über Energieflüsse verbunden. Die einzelnen Technologien werden mit charakteristischen Merkmalen energie-, emissions- und kostenseitig beschrieben.

Das verwendete Simulationsmodell ist als geschlossenes Optimierungsmodell mit Blick auf die Minimierung der volkswirtschaftlichen Gesamtsystemkosten unter der

Vorgabe einzuhaltender Treibhausgasreduktionszielen aufgebaut und simuliert die Energieströme in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung unter Berücksichtigung u.a. folgender wesentlicher Vorgaben:

- Vorgabe der Treibhaugasreduktionsziele der Bundesregierung: Demnach ist beabsichtigt, die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis zum Jahr 2030 auf 55 %, bis zum Jahr 2040 um 70 % und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % zu reduzieren.
- Ausgehend von einem vorgegebenen, zeitlich degressiven Kohlenstoffdioxid-Budget wird insofern im Modell ein Technologiemix mit zeitlich variablen CO_2-Vermeidungskosten entlang eines volkswirtschaftlich kostenoptimiertem Transformationspfad entwickelt.
- Für die modellhafte Abbildung der Transformationsstrategie wurde nur der Pfad untersucht, der eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um 95 % ermöglicht.
- In Anlehnung an das KVBG werden die in den jeweiligen Zwischenjahren verbleibenden Restkapazitäten von Kohlekraftwerken bis zum Jahr 2038 vorgegeben. Der Ausstieg aus der Kernenergie wird entsprechend dem gesetzlich festgelegten Stilllegungsplan im Modell implementiert.
- Die räumliche Detaillierung von Quellen, Senken und Komponenten der Transmission und Speicherung wird für die Energieträger Strom, Gas (Erdgas/synthetische Gase) sowie Wasserstoff in den Blick genommen. Ebenso werden auch mögliche internationale Wasserstoffimporte (Simulationsmodell weltweiter Energieversorgungsstrukturen und mögliche Potenziale zur Bereitstellung von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen) ebenso berücksichtigt wie Stromim- und -exporte auf Basis knotenscharfer Abbildungen des europäischen Höchstspannungsnetzes.

Das solchermaßen abgeleitete Transformationsszenario wird dann bezüglich seiner Robustheit analysiert und auf dieser Basis No-Regret-Maßnahmen identifiziert.

In einem zweiten Schritt wird das nationale Szenario auf das Land NRW projiziert. Dabei werden relevante Quellen und zu erwartende Wasserstoffnachfragen in NRW aufgezeigt. Anhand der aus Produktions- und Nachfragestruktur abgeleiteten Wasserstoffflüsse zwischen Erzeugungs- und Nachfragezentren wird der innerdeutsche Transport und die Bedeutung eines internationalen Wasserstoffimports für eine NRW-Wasserstoffwirtschaft analysiert und ein Grundkonzept für die Entwicklung einer Wasserstoffinfrastruktur für das Land NRW erarbeitet.

Wesentlich Ergebnisse

Die Studie des FZJ kommt zu den folgenden, wesentlichen Erkenntnissen und Handlungsempfehlungen, die ihren Fokus auftragsgemäß auf die Perspektiven der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft legen:

- Der Einsatz von Wasserstoff für verschiedenste Anwendungen ist ein unverzichtbarer Bestandteil eines Transformationspfades, um Treibhausgasneutralität bis 2050 zu erreichen. NRW sollte gemeinsam mit dem Bund auf die Etablierung ei-

nes internationalen Marktes für grünen Wasserstoff hinwirken, da Wasserstoffimporte sowohl aus nationaler als auch insbesondere aus NRW Perspektive unverzichtbar sind.

- Um die Kostenreduktionspotenziale für die Umstellung der Erdgaspipelines und der bestehenden Salzkavernen maximal erschließen zu können, sollte die Nutzung der bestehenden Infrastruktur während des Aufbaus der Wasserstoffversorgung priorisiert werden.
- Ein Drittel der nationalen Wasserstoffnachfrage entfällt auf das Land NRW, das über alle Komponenten einer Wasserstoffinfrastruktur verfügt. Nicht zuletzt auch aufgrund seiner geografischen Lage wird NRW das Drehkreuz einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur sein.
- Wasserstoff ist ein zentraler Baustein, um eine treibhausgasneutrale Energieversorgung zu erreichen. Um lokale Synergie- und Auslastungseffekte der Infrastruktur maximal erschließen zu können, sollte das Strukturdesign der Wasserstoffversorgung in einer ersten Phase an den Nachfragen des Verkehrs und der Industrie ausgerichtet werden.
- Mit einem Anteil an der gesamten Wasserstoff-Nachfrage von etwa einem Drittel ist NRW das Bundesland mit der höchsten Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050. Diese besteht jeweils etwa zur Hälfte aus Nachfragen in den Sektoren Verkehr und Industrie. Langfristig wird der Bedarf im Verkehrssektor vor allem vom Bedarf für Lkws und von Pkws dominiert, während Züge und Busse eher eine untergeordnete Rolle spielen. Dennoch sind Züge und Busse gerade in der Einführungsphase ab 2020 wesentlich für die erhöhte Infrastrukturauslastung und damit für eine wirtschaftliche Umsetzung wichtig.
- Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung ist die entscheidende Vorraussetzung für das Gelingen der Energiewende und ist gegenüber der bisherigen Entwicklung deutlich zu forcieren. Gegenüber heute wird sich der bundesdeutsche Strombedarf bis zum Jahr 2050 in etwa verdoppeln. Die Stromerzeugung auf der Basis von Wind und Photovoltaik wird das Rückgrat der zukünftigen Stromversorgung sein.
- Mit etwa 50% des benötigten Wasserstoffbedarfs für ganz Deutschland lässt sich ein erheblicher Anteil ökonomisch effizient inländisch herstellen. Dies unterstreicht noch einmal die Notwendigkeit des Zubaus von erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten. Für NRW ist neben dem Pipelinetransport von innerdeutsch erzeugtem Wasserstoff auch die Pipelineanbindung an die Niederlande als auch an mögliche Hafenstandorte zur Anlandung von importiertem Wasserstoff in Norddeutschland sinnvoll und wichtig

<u>Primärenergieverbrauch</u>

Gegenüber 2020 sinkt der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 um ca. 47 % und erreicht einen Wert von etwa 1.890 TWh. Der Anteil fossiler Energieträger beträgt im Jahr 2050 nur noch knapp 3 % (im Wesentlichen Erdgas und nicht erneuerbare Abfälle). Der Hauptanteil der Primärenergieverbrauchsdeckung entfällt mit einem Anteil von 47 % auf Windkraft und Photovoltaik. Etwa 20,4 % des gesamten Primärenergieverbrauchs basiert im Jahr 2050 auf dem Einsatz von Bioenergie. Der Anteil der Energieimporte (ausschließlich erneuerbar) am Primärenergiebedarf beträgt im Jahr 2050 etwa 25 % (478 TWh).

Stromnachfrage
Gegenüber heute nimmt der gesamte Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 um etwa 82 % zu und erreicht einen absoluten Wert von ca. 1014 TWh. Ein wesentlicher Grund ist der Anstieg des Stromverbrauchs in den Endverbrauchssektoren Gebäude, GHD, Industrie und Verkehr.

Strombereitstellung und installierte Erzeugungskapazitäten
Die installierte Gesamtkapazität steigt von heute etwa 230 GW auf 549 GW an. Die Kapazität der Kohlekraftwerke reduziert sich bis zum Jahr 2030 auf einen Wert von 9 GW (Braunkohle) bzw. 8 GW (Steinkohle). Windkraft und Photovoltaik spielen zukünftig eine maßgebliche Rolle. Mit etwa 469 GW im Jahr 2050 liegt die installierte Kapazität dieser beiden Optionen damit um mehr als einen Faktor 4 über den heute installierten Kapazitäten:

- Onshore Windkraftleistung beträgt im Jahr 2050 ca. 198 GW (2019: ca. 54 GW)
- Kapazität der Offshore Windkraftleistung für das Jahr 2050 mit 60 GW (2019: 7,5 GW) exogen vorgegeben
- installierte Leistung von Photovoltaikanlagen steigt gegenüber heute (2019: ca. 50 GW) auf einen Wert von 211 GW an.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen (Dach- und Freifläche) beläuft sich im Jahr 2050 auf einen Wert von 236 TWh und macht etwa 23 % der gesamten Bruttostromerzeugung aus. Die durchschnittlichen Volllastbenutzungsstundendauern der PV Anlagen liegen in einer Bandbreite von 1055 bis 1200 Stunden.

Die Stromerzeugung aus Windkraft ist das Rückgrat der Stromerzeugung im Jahr 2050. Mit einer Erzeugung von insgesamt 653 TWh trägt sie mit etwa 64 % (Offshore: 27 %, Onshore: 37 %) zur gesamten Bruttostromerzeugung bei. Die durchschnittliche Volllastbenutzungsstundendauer von Onshore-Windkraftanlagen liegen in einer Bandbreite von 1330 bis 2300 Stunden und für Offshore-Windkraft werden in Schnitt ca. 4300 Stunden erreicht.

Im Zeitverlauf spielt die Rückverstromung von Wasserstoff eine immer wichtigere Rolle. Die installierte Rückverstromungskapazität beträgt im Jahr 2050 ca. 52 GW und setzt sich aus Gasturbinen, GuD und SOFC Brennstoffzellen zusammen. Die erzeugte Rückverstromungsmenge auf Basis von Wasserstoff beträgt 61 TWh, was im Jahr 2050 einem Anteil von 6 % an der gesamten Bruttostromerzeugung entspricht

Im Jahr 2050 liegt der Erdgasverbrauch bei einem Wert von ca. 50 TWh, was nur noch einem Anteil von 2,6 % am gesamten Primärenergiebedarf entspricht. Zusätzlich werden knapp 35 TWh Biomethan im Jahr 2050 eingesetzt. Der gesamte Methaneinsatz beträgt somit im Jahr 2050 ca. 85 TWh, was einem Anteil von ca. 4 % am gesamten Primärenergieverbrauch entspricht

Wasserstoffnachfrage
Die Wasserstoffnachfrage nimmt im Zeitverlauf zwischen den Jahren 2020-2050 deutlich zu. So liegt die benötigte Wasserstoffmenge im Jahr 2050 bei knapp 370

TWh (ca. 11 Mio. t) und damit um ein vielfaches höher als die derzeitige Nachfrage von 43 TWh. Die Sektoren Industrie und Verkehr gehören im Jahr 2050 mit Anteilen von 26 % (94 TWh) und 38 % (140 TWh) zu den wichtigsten Wasserstoffverbrauchern. Die Ergebnisse des Szenarios zeigen, dass der Import von blauem Wasserstoff nach Deutschland in den Jahren 2030-2040 eine wichtige Brückentechnologie darstellt, um mittelfristig die notwendigen Importmengen bereitzustellen. Der blaue Wasserstoff wird bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig durch grünen Wasserstoff abgelöst. Nach dem Jahr 2040 nimmt die Rolle der Importe von grünem Wasserstoff stark zu, sodass im Jahr 2050 mehr als die Hälfte (ca. 52 %) des Wasserstoffs nach Deutschland importiert wird.

Wasserstoff in Nordrhein-Westfalen

Das Land NRW hat im Jahr 2050 einen Anteil an der nationalen Wasserstoffnachfrage (ohne Umwandlungsbereich) von 28,5 % und ist mit 78 TWh das Bundesland mit der höchsten errechneten Nachfrage. Aufgrund des Kohleausstiegs und des begrenzten Erzeugungspotentials für erneuerbare Energien werden etwa 10% der Wasserstoffnachfrage in NRW selber erzeugt, während 90% des Bedarfs über die inländische Erzeugung in anderen Bundesländern als auch über Importe aus dem Ausland gedeckt werden.

Von den installierten Wasserstoff-Rückverstromungskapazitäten von 51,5 GW im Jahr 2050 sind ca. 24 % in NRW lokalisiert.

Aussagen in Hinblick auf die Braunkohleverstromung

Aus Abbildung 10 der Studie ist ersichtlich, dass die Kohleverstromung im Jahr 2030 nur noch eine untergeordnete Rolle spielt. So liegt die Braunkohleverstromung in Deutschland bei rd. 8 TWh und die Steinkohleverstromung bei rd. 5,5 TWh.[41]

Einordnung der Ergebnisse

Die Vorgaben im KVBG hinsichtlich der Kapazitäten der Braun- und Steinkohlekraftwerke werden in der Studie berücksichtigt. Die Treibhausgasemissionen können aus Abbildung 4 der Studie entnommen werden. Im Jahr 2030 emittiert der Energiesektor noch rd. 140 Mio. t CO_2.[42] Das 2030-Klimaziel für die Energiewirtschaft in Höhe von 175 Mio. t CO_2 wird somit in der Studie übererfüllt. Auch liegt der EE-Anteil im Jahr 2030 bei rd. 73 %[43] und damit deutlich über das im EEG festgelegte Zielniveau. Insgesamt lässt sich festhalten, dass die Studie ein sehr hohes Ambitionsniveau im Stromsektor aufweist. Ursächlich ist der in der Studie verfolgte sektorenübergreifende und kostenoptimierte Ansatz.

[41] In der Abbildung selbst wird die Kohleverstromung aggregiert dargestellt. Der Auftragnehmer hat dem MWIDE als Auftraggeber jedoch die Rohdaten zur Verfügung gestellt.
[42] Anhand der Abbildung ist nur eine grobe Abschätzung möglich, aber der Auftragnehmer hat die Rohdaten zur Verfügung gestellt.
[43] Gemäß Rohdaten vom Auftragnehmer

3.3. Einordnung der Studienergebnisse anhand der festgelegten Kriterien

In nachfolgender Tabelle werden die in den Studien untersuchten Szenarien anhand der beschriebenen Kriterien eingeordnet. Für jedes Szenario werden dazu die relevanten Ergebnisse bzw. Annahmen im Hinblick auf die in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Kriterien ausgewiesen (siehe Spalte zwei bis vier).[44] Diese kriterienbezogenen Informationen werden in der fünften Spalte wie folgt zu einer Einschätzung kategorisiert:[45]

- Szenarien, die im Hinblick auf alle drei Kriterien die gesetzlichen Rahmenbedingungen erfüllen, ohne dass die Zielwerte in erheblichem Maße über- oder unterschritten werden, werden als „gänzlich“ übereinstimmend mit den energiepolitischen Rahmen- und Zielsetzungen bezeichnet.
- Szenarien, in denen sämtliche Zielvorgaben nur geringfügig über- bzw. unterschritten werden, werden als „überwiegend“ übereinstimmend mit den aktuellen energiepolitischen Rahmen- und Zielsetzungen bezeichnet.
- Szenarien, die im Hinblick auf mindestens ein Kriterium deutlich von den Zielvorgaben abweichen – im Sinne einer Verfehlung –, werden als „unterambitioniert“ im Hinblick auf die aktuellen energiepolitischen Rahmen- und Zielsetzungen bezeichnet.
- Szenarien, die im Hinblick auf mindestens ein Kriterium deutlich von den Zielvorgaben abweichen – im Sinne einer Übererfüllung –, werden als „übererfüllt“ im Hinblick auf die aktuellen energiepolitischen Rahmen- und Zielsetzungen bezeichnet.

[44] Das KVBG sieht einen blockscharfen Abschaltplan für Braunkohlekraftwerke in Deutschland vor, der die braunkohlebezogenen Zielvorgaben der KWSB (2022: 15 GW, 2030: 9 GW) sowie das Abschlussdatum für die Braunkohleverstromung (spätestens bis 2038) gesetzlich fixiert. Im Hinblick auf das Sektorenziel für die Energiewirtschaft sei darauf verwiesen, dass in manchen Studien lediglich Aussagen zu den Treibhausgasemissionen in der Gesamt-Stromerzeugung enthalten sind. Dies ist in der Tabelle entsprechend transparent dargestellt. In Bezug auf das 65-Prozent Ziel, das eine Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis zum Jahr 2030 vorsieht, sei angemerkt, dass manche Studien lediglich den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung ausweisen. Insofern sind die Bezugsquellen der in der Tabelle ausgewiesenen Anteilswerte teilweise unterschiedlich. Dennoch ist eine grundsätzliche Vergleichbarkeit gegeben.

[45] An dieser Stelle sei erneut darauf hingewiesen, dass die hier vorgenommene Einschätzung keine Beurteilung/Bewertung der Qualität der Studien darstellt. Die Eingruppierung erfolgt ausschließlich zum Zwecke der besseren Vergleichbarkeit.

Tabelle 30: Einordnung der untersuchten Szenarien/Prognosen im Hinblick auf die in Abschnitt 3.1.2. beschriebenen Kriterien

Studie Szenario	**Kohärenz mit Reduktionspfad der Braunkohlekapazität gem. KVBG**	**Ambitionsniveau Klimaschutz gem. Sektorziel Energiewirtschaft (max. 175 $MtCO_2$ in 2030)**	**Ambitionsniveau EE-Anteil von 65 % -Ziel**	**Übereinstimmung mit energiepolitischer Rahmen- und Zielsetzungen**
ÜNB 2019 B 2025	*9,4 GW Braunkohle in 2025*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2025 i.H.v. rd. 207 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2025 von rd. 59 %*	*übererfüllt*[46]
ÜNB 2019 A 2030	*9,4 GW Braunkohle in 2030*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 183 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 67 %*	*überwiegend*
ÜNB 2019 B 2030	*9,3 GW Braunkohle in 2030*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 184 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 67 %*	*überwiegend*
ÜNB 2019 C 2030	*9,0 GW Braunkohle in 2030*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 166 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 68 %*	*gänzlich*
ÜNB 2019 B 2035	*9,0 GW Braunkohle in 2035*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2035 i.H.v. rd. 127 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 74 %*	*überwiegend*
DIW 2020a Regierung	*Linearer Pfad zwischen KWSB-Zielvorgaben*	*Emissionen Stromerzeugung in 2030 i.H.v. rd. 200 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 49 %*	*unterambitioniert*
DIW 2020a Paris	*Kohleausstieg bis 2030*	*Emissionen Stromerzeugung in 2030 i.H.v. rd. 75 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 75 %*	*übererfüllt*
DIW 2020a Kommission	Linearer Pfad zwischen KWSB-Zielvorgaben	k.A.	k.A.	k.A.
Frontier 2020 Referenz	*Pfad gemäß KVBG*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 173 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 65 %*	*gänzlich*
RWI 2020 Prognose	*Eigener Pfad entsp. KWSB-Zielvorgaben*	k.A.	*EE-Anteil in 2030 von rd. 60 %*	*unterambitioniert*
EWI 2020 A	*Pfad gemäß KVBG*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 161 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 67 %*	*gänzlich*
EWI 2020 B	*Pfad gemäß KVBG*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 203 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 53 %*	*unterambitioniert*
EWI 2020 C	*Pfad gemäß KVBG*	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 175 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 67 %*	*gänzlich*

[46] Aufgrund der im Vergleich zum Stilllegungspfad des KVBG angenommenen erheblich geringeren Braunkohle-Kraftwerksleistung im Betrachtungsjahr 2025

Prognos 2020 KN2050	Marktwirtschaftlich getriebener früherer Kohleausstieg	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 98 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 69 %*	*übererfüllt*
Prognos 2020 KNmin	Marktwirtschaftlich getriebener früherer Kohleausstieg	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 123 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2030 von rd. 67 %**	*übererfüllt*
ÜNB 2021 A 2035	7,8 GW Braunkohle in 2035 (entspricht Pfad im KVBG)	*Emissionen Energiewirtschaft in 2035 i.H.v. rd. 107 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2035 von rd. 70 %*	*gänzlich*
ÜNB 2021 B 2035	0 GW Braunkohle in 2035 (grds. kompatibel mit KVBG)	*Emissionen Energiewirtschaft in 2035 i.H.v. rd. 93 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2035 von rd. 73 %*	*überwiegend*
ÜNB 2021 C 2035	0 GW Braunkohle in 2035 (grds. kompatibel mit KVBG)	*Emissionen Energiewirtschaft in 2035 i.H.v. rd. 96 $MtCO_2$*	*EE-Anteil in 2035 von rd. 74 %*	*überwiegend*
FZJ 2021 Basisszenario	9 GW Braunkohle in 2030	*Emissionen Energiewirtschaft in 2030 i.H.v. rd. 140 $MtCO_2$*[6]	*EE-Anteil in 2030 von rd. 73 %*[47]	*übererfüllt*

[47] Wird in der Studie selbst nicht explizit angegeben. Der Auftragnehmer hat dem MWIDE als Auftraggeber jedoch auf Nachfrage die Rohdaten zur Verfügung gestellt.

4. Zusammenfassende Gegenüberstellung der Studienergebnisse

4.1. Gegenüberstellung der Studienergebnisse zur Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland

Nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse der Auswertung für die Betrachtungsjahre 2025, 2030 und 2035 zusammengefasst. Diese Betrachtungsjahre wurden ausgewählt, da für diese Jahre relevante Ergebnisse in vielen Energiestudien und den darin enthaltenen Szenarien vorliegen und somit die bestmöglichen Vergleichszeitpunkte darstellen. Darüber hinaus ermöglicht diese Auswahl einen Überblick über die erwartete kurz-, mittel- und langfristige Bedeutung der Braunkohleverstromung für die Energieversorgung in Deutschland.

Teilweise wurden Werte in Bezug auf die Braunkohleverstromung aus Zahlen abgeleitet bzw. aus Abbildungen abgelesen. Solche abgeleitete Werte sind in sämtlichen nachfolgenden Tabellen mit einem Asterisk (*) markiert.

Sofern ein Szenario keine Angaben für ein bestimmtes Betrachtungsjahr enthält, ist dieses nicht in der jeweiligen Tabelle mit aufgeführt.

4.1.1. Betrachtungsjahr 2025

Tabelle 31: Installierte Kapazität und Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke in Deutschland im Jahr 2025

Studie, Szenario	Installierte Kapazität Braunkohle Deutschland im Jahr 2025 [GW]	Stromerzeugung Braunkohle Deutschland im Jahr 2025 [TWh]
ÜNB 2019, B 2025	9,4	64,3
DIW 2020a, Regierung	14,9	110*
DIW 2020a, Paris	k.A.	20*
Frontier 2020, Referenz	14,7*	100*
EWI 2020, A	15	102
EWI 2020, B	15	104
EWI 2020, C	15	102
Prognos 2020, KN2050	14	69
Prognos 2020, KNmin	14	64

Im Betrachtungsjahr 2025 wird in allen Szenarien der abgebildeten Energiestudien Braunkohle zur Stromerzeugung in Deutschland eingesetzt. In Bezug auf die Stromerzeugungsmengen lassen sich grundsätzlich drei unterschiedlich große Gruppen von Szenarien zusammenfassen, deren Ergebnisse eine ähnliche Größenordnung aufweisen.

Fünf Szenarien gehen in 2025 von einer Stromerzeugung aus Braunkohle in einer Spannweite zwischen 100 TWh und 110 TWh aus. In diesen Szenarien wird von einer nahezu identischen installierten Braunkohlekraftwerkskapazität von rd. 15 GW ausgegangen. Drei Szenarien zeigen eine Spannweite der Stromerzeugung zwischen 64 TWh und 69 TWh, davon sehen zwei Szenarien 14 GW und ein Szenario eine geringere installierte Braunkohlekraftwerkskapazität von 9,4 GW vor. Lediglich ein Szenario sieht eine deutlich geringere Stromerzeugung aus Braunkohle von nur 20 TWh in 2025 vor.

Im Ergebnis zeigt das Betrachtungsjahr 2025 noch eine überwiegend homogene Ergebnislage in Bezug auf die Stromerzeugung aus Braunkohle. Die Mehrzahl der Szenarien zeigt eine Stromerzeugungsmenge zwischen 100 TWh und 110 TWh. Das Szenario mit dem deutlich abweichenden Ergebnis von 20 TWh Stromerzeugung ist mit den dort gewählten Annahmen bzw. Zielsetzungen zu erklären und sieht einen Kohleausstieg bereits im Jahr 2030, einen im Vergleich zu den Zielen des EEG 2021 deutlich erhöhten Zubau Erneuerbarer-Energien-Anlagen und einer deutlichen Unterschreitung des Treibhausgasausstoßes gegenüber dem Sektorziel Energiewirtschaft des Bundes-Klimaschutzgesetzes vor.

4.1.2. Betrachtungsjahr 2030

Tabelle 32: Installierte Kapazität und Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke in Deutschland im Jahr 2030

Studie, Szenario	Installierte Kapazität Braunkohle Deutschland im Jahr 2030 [GW]	Stromerzeugung Braunkohle Deutschland im Jahr 2030 [TWh]
ÜNB 2019, A 2030	9,4	47,0
ÜNB 2019, B 2030	9,3	58,2
ÜNB 2019, C 2030	9,0	60,8
DIW 2020a, Regierung	8,9	65*
DIW 2020a, Paris	k.A.	0*
Frontier 2020, Referenz	9	60
RWI 2020	9	83,9
EWI 2020, A	9	59
EWI 2020, B	9	61
EWI 2020, C	9	59
Prognos 2020, KN2050	3[48]	3
Prognos 2020, KNmin	5	15
FZJ 2020, Basisszenario	9	8[49]

[48] Im Szenario KN2050 der Studie stehen 3 GW Braunkohlekapazitäten im Winter 2029/2030 zur Verfügung und speisen ins Netz ein (Vgl. Prognos 2020 S. 55).
[49] Vgl. FZJ 2021 Abb. 10: In der Abbildung wird die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken aggregiert als „Kohle“ dargestellt. Der Auftragnehmer hat jedoch dem MWIDE als Auftraggeber die Rohdaten für diese Abbildung zur Verfügung gestellt. In diesen wird die Stromerzeugung aus Braunkohle mit rd. 8,0 TWh und die Stromerzeugung aus Steinkohle mit rd. 5,5 TWh beziffert.

Insgesamt weisen 13 Szenarien der einbezogenen Energiestudien Werte für die Stromerzeugung aus Braunkohle in Deutschland für das Jahr 2030 aus. Die Spannweite reicht dabei von 0 TWh (DIW 2020a – Paris) bis zu rd. 84 TWh (RWI 2020). Die Mehrzahl der Szenarien liegt zwischen rd. 58 und 65 TWh (7 von 13).

In den Szenarien, die anhand der o.g. Kriterien als „gänzlich" übereinstimmend mit den energiepolitischen Rahmen- und Zielsetzungen auf Bundesebene kategorisiert wurden, liegt die ermittelte Stromerzeugung aus Braunkohle für das Jahr 2030 zwischen 59 TWh (EWI 2020, A und C) und 60,8 TWh (ÜNB 2019 C 2030). Insofern lässt sich diesbezügliche eine sehr enge Spannweite konstatieren.

Die in den Szenarien DIW 2020a-Paris, Prognos 2020 (KN2050 und KNmin) und FZJ 2020-Basisszenario ermittelten Braunkohlestrommengen für das Jahr 2030 weichen dagegen sehr deutlich nach unten ab (Spannweite 0 bis 15 TWh). Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass die hier zu Grunde gelegten Annahmen auf eine deutliche Übererfüllung der geltenden energiepolitischen Zielsetzungen ausgerichtet sind.

4.1.3. Betrachtungsjahr 2035

Tabelle 33: Installierte Kapazität und Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke in Deutschland im Jahr 2035

Studie	Installierte Kapazität Braunkohle Deutschland im Jahr 2035 [GW]	Stromerzeugung Braunkohle Deutschland im Jahr 2035 [TWh]
ÜNB 2019, B 2035	9,0	23,6
DIW 2020a, Regierung	7,9	60*
DIW 2020a, Paris	0	0*
Frontier 2020, Referenz	8*	55*
EWI 2020, A	8	51
EWI 2020, B	8	51
EWI 2020, C	8	46
Prognos 2020, KN2050	0	0
Prognos 2020, KNmin	0	0
ÜNB 2021, A 2035	7,8	17,8
ÜNB 2021, B 2035	0	0
ÜNB 2021, C 2035	0	0

Im Betrachtungsjahr 2035 wird nicht mehr in allen Szenarien der ausgewählten Energiestudien Braunkohle zur Stromerzeugung in Deutschland eingesetzt. Die Spannweite der Stromerzeugungsmengen aus Braunkohlekraftwerken liegt insgesamt zwischen 0 TWh und 60 TWh. In Bezug auf die Stromerzeugungsmengen lassen sich grundsätzlich drei unterschiedlich große Gruppen von Energiestudien zusammenfassen, deren Ergebnisse eine ähnliche Größenordnung zeigen.

Fünf Szenarien gehen in 2035 von einer Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken in einer Spannweite zwischen 46 TWh und 60 TWh aus. In diesen Szenarien wird von einem ähnlich großen Wert der installierten Braunkohlekraftwerkskapazität

von 7,9 GW bis 9 GW ausgegangen. Zwei Szenarien zeigen eine Spannweite der Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken zwischen 17,8 TWh und 23,6 TWh. Fünf Szenarien sehen im Betrachtungsjahr 2035 keine Stromerzeugung mehr aus Braunkohlekraftwerken vor.

Im Ergebnis zeigen die Szenarien im Betrachtungsjahr 2035 weniger homogene Ergebnisse in Bezug auf die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken. Während noch fünf Szenarien eine Stromerzeugung zwischen 46 TWh und 60 TWh prognostizieren, sehen fünf Szenarien bereits keine Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken mehr vor. Zwei Szenarien zeigen Ergebnisse im Zwischenbereich von 17,8 TWh und 23,6 TWh. Diese heterogene Ergebnislage für 2035 ergibt somit größere Unsicherheit bei der Bewertung der Bedeutung der Braunkohle für die Energieversorgung in 2035.

4.2. Gegenüberstellung der Studienergebnisse im Hinblick auf noch benötigte Braunkohlemengen im Rheinischen Revier bis 2038

Einige Studien untersuchen auch die erforderlichen Braunkohlemengen für einzelne Tagebaue. Nachfolgende Tabelle liefert einen Überblick über die wichtigsten Studienergebnisse zur erwarteten Entwicklung der Braunkohlenbedarfe im Rheinischen Revier bzw. der aus Sicht der Autoren klimapolitisch vertretbaren Abbaumenge (abweichend von den anderen Szenarien wird in DIW 2020b eine „Pariskompatible Braunkohlefördermenge“ i.H.v. 280 Mio. t. für die Tagebaue Hambach und Garzweiler II vorgegeben).

Tabelle 34: Prognostizierter Förderbedarf Braunkohle im Rheinischen Revier bis 2038

Studie, Szenario	Prognosezeitraum	Förderbedarf Tagebaue Hambach und Garzweiler II inkl. Veredelung [Mio. t]	Förderbedarf Tagebau Inden (nur Verstromung) [Mio. t]	Gesamtförderbedarf im Rheinischen Revier inkl. Veredelung [Mio. t.]
Frontier 2020, Referenz	2020 bis 2038	746 bis 782[50]	121 bis 125	867 bis 907
DIW 2020b, Benötigte Kohlemengen ohne zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen	2020 bis 2038	632	k.A.	k.A.
DIW 2020b, Pariskompatible Kohleabbaumenge[51]	2020 bis 2038	280	k.A.	k.A.
EWI 2020, A	2021 bis 2038	652 bis 676[52]	98 bis 101	750 bis 777
EWI 2020, B	2021 bis 2038	657 bis 682[52]	101 bis 103	758 bis 785
EWI 2020, C	2021 bis 2038	634 bis 658[52]	97 bis 100	731 bis 758
BET 2020[53], Ausstiegsszenario A 1	2019 bis 2038	646,6	85	731,5
BET 2020[53], Ausstiegsszenario A 2	2019 bis 2038	577	85	662
EY/BET 2021, Bund-/Ländereinigung	2019 bis 2038	k.A.	k.A.	960[54]

[50] Inkl. 20 Mio. t für Sicherheitsbereitschaft Niederaußem und 170 Mio. t für Veredelung
[51] Ausgehend von einem vom UN-Weltklimarat IPCC auf 800 Mrd. t CO_2 bezifferten, ab 2018 verbleibenden globalen Budget für Treibhausgase wird mit einem Top-down-Ansatz in mehreren Zwischenschritten ein noch „verbleibendes“ CO_2-Budget für die Tagebaue Garweiler II und Hambach von 280 Mio. t CO_2 ab dem Jahr 2020 ermittelt. Für die Einhaltung dieses Emissionsbudgets dürfte die Fördermenge aus den Tagebauen Garzweiler II und Hambach 280 Mio. t Braunkohle nicht überschreiten.
[52] Inkl. 138 bis 153 Mio. t für Veredelung, ohne Berücksichtigung Sicherheitsbereitschaft (gilt für alle Szenarien von EWI 2020)
[53] Da die inhaltlichen Arbeiten des Gutachtens (BET 2020) Ende November 2019 abgeschlossen wurden, wurde ein anderer Ausstiegspfad als im Kohleausstiegsgesetz zu Grunde gelegt.
[54] Inkl. 20 Mio. t für Sicherheitsbereitschaft und 180 Mio. t für Veredelung; bei einem Vorziehen der Stilllegung der drei BoA-Blöcke um drei Jahre (2035 statt 2038) würde sich der Kohlebedarf laut Gutachter um 63 Mio. t reduzieren

5. Schlussfolgerungen

Vor dem Hintergrund der beschriebenen energiepolitischen Rahmenbedingungen auf Bundesebene und der vorgenommenen systematischen Auswertung der ausgewählten Energiestudien können nachfolgende zentrale Schlussfolgerungen gezogen werden:

1. Das vom Bundestag im Juli 2020 beschlossene Kohleausstiegsgesetz setzt vor dem Hintergrund der klimapolitischen Herausforderungen weitreichende energiepolitische Leitplanken für die kommenden Jahrzehnte der Energieversorgung in Deutschland. Das Gesetzespaket, das auf Basis der Empfehlungen der Kommission-WSB erstellt wurde, setzt einen übergeordneten energiepolitischen Rahmen, der aus Sicht der Landesregierung im Einklang mit den Zielen einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung sowie eines geordneten Strukturwandels in den Braunkohleregionen steht. Bestandteil dieses Gesetzes ist ein konkreter Stilllegungspfad für die Braunkohlenkraftwerke in Deutschland und damit auch für die Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier. Ferner ist zu berücksichtigen, dass der Hambacher Forst – entsprechend den Empfehlungen der Kommission-WSB – erhalten bleibt, wodurch die gewinnbare Kohlemenge aus dem Tagebau Hambach deutlich zurückgeht. Dementsprechend übernimmt der Tagebau Garzweiler II zunehmend die Versorgung der Kraftwerke an der Nord-Süd-Bahn, einschließlich der drei effizientesten und jüngsten deutschen Braunkohlekraftwerke (BoA 1-3 im Rheinischen Revier), die laut KVBG bis Ende 2038 endgültig stillgelegt werden sollen. In den 2030er Jahren steht dann nur noch der Tagebau Garzweiler II zur Verfügung, um die drei effizienten BoA-Kraftwerke bis spätestens 2038 mit Kohle zu versorgen.

2. Die dargestellten Energiestudien zeigen unterschiedliche Ergebnisse bezüglich der Bedeutung der Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken für die deutsche Energieversorgung bis zum gesetzlich festgelegten Enddatum der Kohleverstromung auf. Wesentliche Einflussfaktoren der Ergebnisse sind die unterschiedlich getroffenen Annahmen und Zielsetzungen sowie die im Rahmen des jeweiligen Studiendesigns gewählte Methodik. Diese Unterschiede sind bei der Interpretation und dem Vergleich der Studienergebnisse zu berücksichtigen.

3. Der verbleibende Anteil der Braunkohleverstromung in Deutschland variiert zwischen den Ergebnissen der Studien stärker, je weiter der jeweilige Betrachtungszeitraum in die Zukunft rückt. Die Ergebnisse legen den Schluss nahe, dass bis einschließlich zum Jahr 2030 der Braunkohleverstromung im überwiegenden Teil der ausgewählten Energiestudien noch eine signifikante Bedeutung für die deutsche Energieversorgung zugewiesen wird. Nach 2030 differieren die Ergebnisse der Energiestudien deutlicher. Im Ergebnis lassen die ausgewerteten Energiestudien für den Zeitraum nach 2030 keine einheitliche Bewertung der Bedeutung der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland zu, da einige Studien auch nach 2030 Braunkohlestrom noch eine relevante Rolle im Strommarkt zuweisen, während einige Studien Braunkohlestrom als nicht mehr relevant im Strommarkt bewerten.

Literaturverzeichnis

50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH und TransnetBW GmbH (ÜNB 2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Stand 15. April 2019.

50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH und TransnetBW GmbH (ÜNB 2020): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018-2022, Stand 18.02.2020.

50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH und TransnetBW GmbH (ÜNB 2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Stand 29. Januar 2021.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB 2020a): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019, Stand März 2020.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB 2020b): Energieverbrauch in Deutschland, Daten für das 1. – 4. Quartal 2020, Stand Dezember 2020.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB 2020c): Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2020, Stand Dezember 2020.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi 2019): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – Abschlussbericht, Januar 2019.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi 2020): Gesamtausgabe der Energiedaten, letzte Aktualisierung 23.10.2020.

Bundesnetzagentur (BNetzA 2021): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand: 19.01.2021.

BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), EY – Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, ahu, EMCP AG, FUMINCO, ZAI (BET 2020): Ermittlung von Folgekosten des Braunkohletagebaus bei einem gegenüber aktuellen Braunkohle- bzw. Revierplänen veränderten Abbau und Bestimmung der entsprechenden Rückstellungen, Dezember 2020.

BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), EY – Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (BET 2020a): Ergebnisvermerk zum Workshop am 09.12.2020, Dezember 2020.

DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, TU Berlin, CoalExit (DIW 2019): Politikberatung Kompakt Nr. 132: Ergebnis vom Kohlekompromiss: Der Hambacher Wald und alle Dörfer können erhalten bleiben, Februar 2019.

DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, TU Berlin, CoalExit (DIW 2020a): Politikberatung Kompakt Nr. 148: Klimaschutz statt Kohleschmutz: Woran es beim Kohleausstieg hakt und was zu tun ist, Februar 2020.

DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, TU Berlin, CoalExit (DIW 2020b): Garzweiler II: Prüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit des Tagebaus, Mai 2020.

E-CUBE Strategy Consultants, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (E-CUBE 2020): 2030 Peak Power Demand in North-West Europe, September 2020.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI, 2019): Auswirkungen einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 auf den Strommarkt, CO2-Emissionen und ausgewählte Industrien, August 2019.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI 2020): Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier**,** Juli 2020.

EY – Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (EY/BET 2021): Plausibilisierung der Unternehmensplanung der RWE Power AG hinsichtlich der Nutzung von Braunkohle, Februar 2021.

Forschungszentrum Jülich GmbH – Institut für Energie- und Klimaforschung: Techno-ökonomische Systemanalyse (FZJ 2021):

Frontier Economics, Fraunhofer IMWS und ETR – Economic Trends Research (Frontier 2019): Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier, Dezember 2019.

Frontier Economics, Fraunhofer IMWS und ETR – Economic Trends Research (Frontier 2020): Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlengewinnung und -nutzung im Rheinischen Revier – Ergänzende Analyse des Stilllegungspfades gemäß Bund/Länder-Einigung, 31. März 2020.

IW – Institut der deutschen Wirtschaft Köln e.V. (IW 2020): Entwicklung der Stromkosten im internationalen Vergleich – Auswirkungen der deutschen Energiewende auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit, 02.06.2020.

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIDE 2020): Jahresbericht 2019 der Bergbehörden des Landes Nordrhein-Westfalen, Oktober 2020

Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (Prognos 2020): Klimaneutrales Deutschland – In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals, November 2020.

RWE Power AG (RWE 2020): Information der RWE Power AG an die Landesregierung über die Anpassung der Planungen für das Rheinische Revier - Tagebau Hambach; Februar 2020, Online abrufbar unter: https://www.group.rwe/unser-portfolio-leistungen/rohstoffe-energietraeger/braunkohle/neues-revierkonzept

rwi consult GmbH (RWI 2020): Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? – Klimapolitische Maßnahmen und Energieprognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz, Mai 2020.