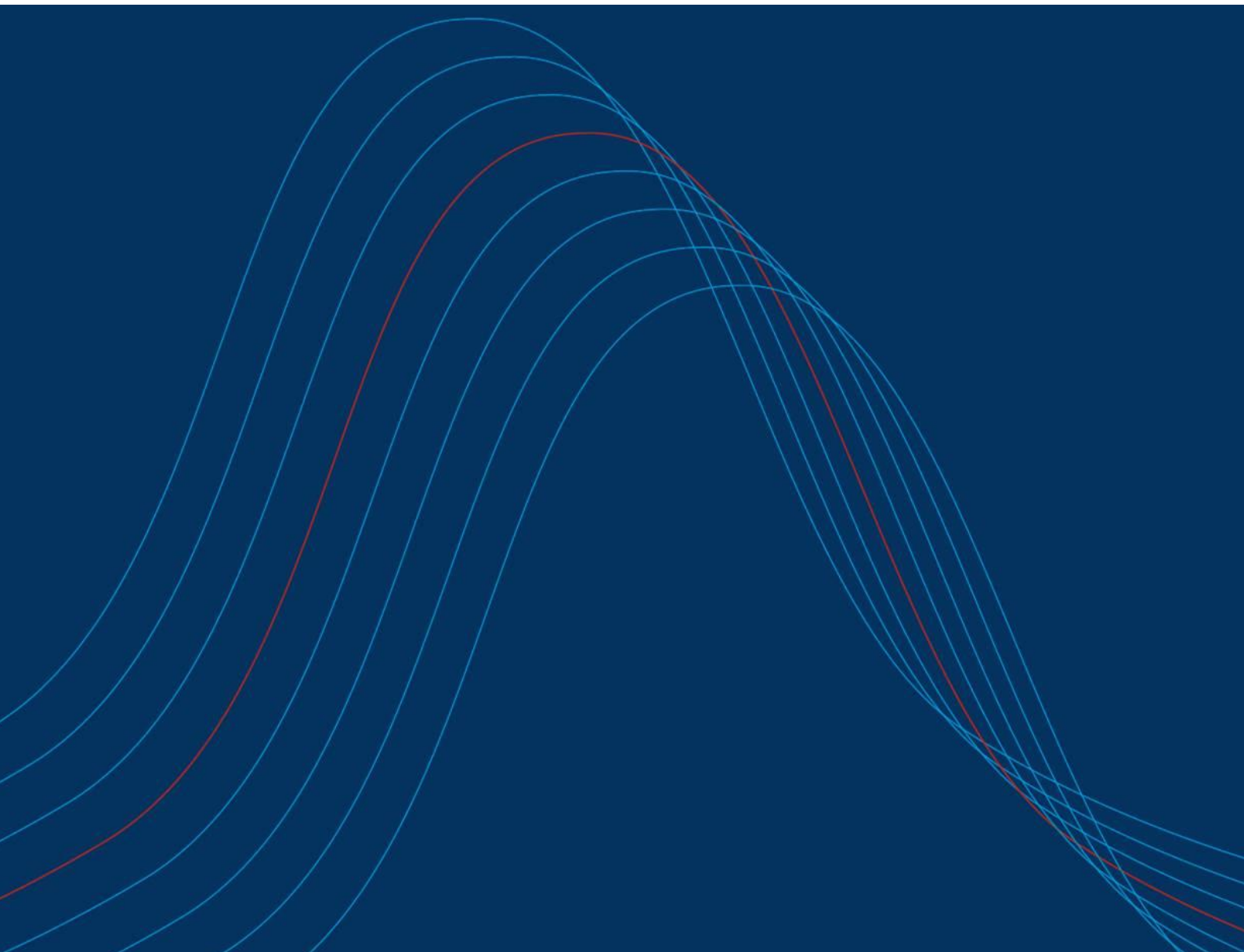


# ENERGIEWENDE & ENERGIEUNABHÄNGIGKEIT

SZENARIOANALYSE AUF BASIS EINES  
IDEALEN KOHLEAUSSTIEGSPFADS BIS 2030



Berlin, Mai 2022

Im Auftrag der GreenPlanet Energy eG

M. Claußner, F. Huneke, M. Brinkhaus, J. Bogner

## EXECUTIVE SUMMARY

---

Die Herausforderung des Ausstiegs aus der Verbrennung fossiler Energieträger ist mit dem 24. Februar 2022 um eine hohe Anforderung reicher: eine zügige Energieunabhängigkeit von Russland. Erdgas ist unter den fossilen Energieträgern derjenige mit der geringsten Klimaschädlichkeit, weswegen es bisher als Brücke aus dem fossilen in das erneuerbare Zeitalter galt. Doch diese Brücke ist zerstört. Die Abkehr von russischem Erdgas geht nun einher mit extremen Preissprüngen und einer niedrigen Verfügbarkeit des Energieträgers. Vor diesem Hintergrund stehen Klimaschutzpläne aus der Zeit vor dem Ukraine-Krieg jetzt auf dem Erdgas-Prüfstand. Am Kohleausstieg bis 2030 kann Deutschland als Kernergebnis dieser Studie festhalten, ohne dass sich die Erdgasnachfrage von Erdgaskraftwerken im kritischen Zeitraum bis 2027 erhöht. Danach erhöht sich die Gasnachfrage, kann aber zunächst über LNG und perspektivisch über grünen Wasserstoff bedient werden.

Damit aus einem Kohleausstieg ein idealer Kohleausstieg wird, ist vor allen Dingen der Weg zwischen heute und 2030 relevant. Das Bündel an begleitenden Maßnahmen zum Kohleausstieg, das in dieser Studie analysiert wurde, führte in der stundenscharfen Marktmodellierung zu einer Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von 256 bis 310 Mt CO<sub>2</sub>-Äquivalenten im Vergleich zu einem Business-as-usual-Kohleausstieg. Eine wichtige Entscheidung dabei ist, in welcher Reihenfolge die Kohlekraftwerke still gelegt werden. Je länger Braunkohlekraftwerke laufen, desto schlechter die Emissionsbilanz des Kohleausstiegs.

Motor jedes Kohleausstiegspfades ist jedoch der schnellstmögliche Zubau erneuerbarer Energien. Während große PV-Freiflächenanlagen und bei sehr guten Standorten Windenergieanlagen an Land auch schon ohne EEG-Förderung wirtschaftlich werden, ist dies bei Aufdach-PV-Anlagen, Windenergieanlagen auf See und den meisten Windenergieanlagen an Land ohne Standortvorteil nicht der Fall. Hier werden Eigenverbrauchsvorteile und direkte oder indirekte Förderungen durch das EEG wichtig bleiben.

Zwar können erneuerbare Energien die Strommengen der Kohlekraftwerke substituieren, nicht jedoch deren steuerbare Leistung. Das lässt sich einerseits durch Flexibilität, andererseits durch neue steuerbare Kraftwerke lösen. Eine Erhöhung der Flexibilität bei den Endverbrauchern insbesondere bei der Wärmeversorgung (Power-to-Heat, Wärmepumpen) und in der Elektromobilität (gesteuertes Laden) kann einerseits gleichzeitig erzeugten erneuerbaren Strom besser nutzbar machen, andererseits reduziert dies teure steuerbare Backup-Kraftwerksleistung. Noch mehr erneuerbarer Strom kann nutzbar bleiben, wenn die bisherige Planung der Bundesregierung auf

20 GW hochflexible Elektrolyseure verdoppelt wird. Diese zusätzlichen Anlagen steigern trotz sehr geringer Volllaststunden die Gesamteffizienz des Systems bei viel Wind und Sonne und erhöhen die inländische Gasproduktion. Doch die Zeiten ohne Wind und Sonne zeigen: An einem Zubau von H<sub>2</sub>-ready Gaskraftwerken führt kein Weg vorbei. Dem Marktaustritt von 29 GW Braun- und Steinkohlekapazität steht der Zubau von insgesamt 16 GW an Gaskraftwerksleistung gegenüber, um die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten.

Das führt wiederum zu der Frage, wie kompatibel dieser Zubau mit den Zielen der Unabhängigkeit von russischen Gasimporten ist. Ein häufig vernachlässigter Punkt beim Erdgasverbrauch im Kraftwerkssektor ist der Einsatzgrund von Erdgaskraftwerken: Etwa ein Drittel der aktuell rund 31 GW installierten Gaskraftwerksleistung erzeugt den Großteil deutschen Stroms aus Gas im wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs-Betrieb. Die restlichen beiden Drittel an Kraftwerken kommen nur selten in Knappheitssituationen zum Zuge. Maßnahmen, die die Wärmenachfrage reduzieren, sind daher überragend wirkungsvoll. Sie reduzieren gleichzeitig den direkten Gasverbrauch bei Gasheizungen und den indirekten Gasverbrauch in KWK-Anlagen. Maßnahmen, die versuchen den seltenen Einsatz von stromgeführten Gaskraftwerken zu reduzieren, haben hingegen einen sehr kurzen Hebel. Maximal 6 TWh<sub>th</sub> jährlich oder rund 1 % der Erdgasnachfrage könnte ein verzögerter Kohleausstieg einsparen, so ergaben die Modellrechnungen.

Vor diesem Hintergrund sind neben der Flexibilisierung der KWK und elektrischer Wärmeanwendungen drei Gaseinsparungsmaßnahmen besonders effizient:

- I.) eine verstärkte, schnelle Substitution der gasintensiven Ammoniak-Herstellung mit vorwiegend grünem Import-Ammoniak kann jährlich bis zu 28 TWh deutschen Erdgasverbrauch einsparen,
- II.) die Etablierung energieeffizienter Verhaltensweisen (Stoßlüften, gezieltes Heizen der Räume) in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie eine Reduktion der Wohnraumtemperatur beschränkt direkt die verbrauchsintensive Nutzungsform von Erdgas und
- III.) Stromspar- und Flexibilisierungsmaßnahmen in der Elektromobilität (gesteuertes Laden, ÖPNV-Nutzung, ein Tempolimit und die Nutzung des PKW-Öko-Modus) reduzieren den Einsatz von Erdgaskraftwerken aufgrund vermeidbarer Lastspitzen.

## INHALTSVERZEICHNIS

---

Executive Summary.....	I
Inhaltsverzeichnis.....	III
1. Einleitung: Leitplanken der Strommarktentwicklung bis 2030.....	1
1.1. Leitplanken der Klimapolitik.....	1
1.2. Aufgrund des Ukraine-Kriegs: Zusätzliche Leitplanke „Reduktion des Erdgasverbrauchs“ ...	2
1.3. Untersuchungsgegenstände dieser Studie .....	3
2. Erdgasverbrauch: In welchen Bereichen wirkungsvoll reduzieren?.....	5
2.1. Deutscher Erdgasverbrauch nach Sektoren.....	5
2.2. Die Rolle von Erdgas im Stromsektor: Wie kann der Gasverbrauch sinnvoll reduziert werden?.....	6
2.3. Gasverbrauchsreduzierende Maßnahmen außerhalb des Stromsektors.....	12
2.4. Zwischenfazit zur Senkung des Erdgasverbrauchs .....	20
3. Vorschlag zum idealen Kohleausstieg bis 2030.....	21
3.1. Kohleausstiegspfad .....	21
3.2. Resultierende CO <sub>2</sub> -Einsparung .....	24
4. Welcher Zubau ermöglicht einen Kohleausstieg bis 2030? .....	27
4.1. EE-Zubaupfad.....	27
4.2. Zubau steuerbarer Erzeugungsleistung.....	30
4.3. Ausbau der Sektorenkopplung .....	31
5. Welchen Einfluss hat der Kohleausstieg auf den Erdgasverbrauch? .....	35
5.1. Entwicklung des Erdgasverbrauchs im Stromsektor bis 2030 .....	35
5.2. Würde eine Verzögerung des Kohleausstiegs bis 2024 helfen?.....	38
6. Politische Handlungsfelder zur Umsetzung der Strommarktszenarien .....	41
6.1. Zubau erneuerbarer Energien .....	41
6.2. H <sub>2</sub> -Readiness von Gaskraftwerken .....	45

6.3. Ausbau der Sektorenkopplung und Flexibilisierungsanreize .....	47
6.4. Begleitende Maßnahmen zum Kohleausstieg .....	47
7. Anhang .....	49
7.1. Beschreibung der Szenarioannahmen .....	49
7.2. Abschaltliste der Stein- und Braunkohlekraftwerksblöcke .....	51
Quellenverzeichnis .....	57
Kurzportrait Energy Brainpool .....	61

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Erdgasverbrauch in TWh in Deutschland im Jahr 2020 aufgeschlüsselt nach Sektoren.....	5
Abbildung 2: viertelstündliche Stromerzeugung in Deutschland in der Beispielwoche vom 18.04.2022 bis zum 25.04.2022.....	9
Abbildung 3: beispielhafter Modelloutput der Jahresdauerlinie der Residuallast im Szenariojahr 2023.....	11
Abbildung 4: im Jahresmittel install. Leistung d. Kohlekraft im Szenario „Business-as-usual-Kohleausstieg (BAUK)“ von 2023 bis 2030, sowie kumulierter Rückbau seit 15.11.2021 (Kraftwerksliste der BNetzA).....	21
Abbildung 5: im Jahresmittel install. Leistung d. Kohlekraft im Szenario „idealer Kohleausstieg (IDK)“ von 2023 bis 2030, sowie kumulierter Rückbau seit 15.11.2021 (BNetzA).....	23
Abbildung 6: CO <sub>2</sub> -Emissionen des Energiesektors im IDK sowie BAUK-Szenario in Millionen Tonnen CO <sub>2</sub> e zwischen 2022 und 2030 .....	25
Abbildung 7: durchschnittliche Emissionsintensität des inflexiblen Stromverbrauchs der Elektrolyse, der E-Mobilität und von elektrischen Wärmeanwendungen in 2025 und 2030 im Szenario „BAUK“, sowie jeweilige Reduktion der Emissionsintensität durch den idealen Kohleausstiegspfad (Szenario „IDK“).....	26
Abbildung 8: jährlicher Nettozubau erneuerbarer Energien von 2023 bis 2030.....	28
Abbildung 9: Vermarktungserlöse vs. Stromgestehungskosten (LCOE bzw. „Levelised Cost of Electricity“) für Solar-, Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in 2030.....	29
Abbildung 10: jährliche Entwicklung der steuerbaren Kraftwerksleistung am deutschen Strommarkt, inklusive Zubau von H <sub>2</sub> -ready Gaskraftwerken von 2023 bis 2030, im Szenario „IDK“ .....	30
Abbildung 11: Jährlicher Zuwachs des flexiblen Stromverbrauchs aus E-Mobilität, Wärmeanwendungen, Elektrolyseure von 2023 bis 2030 in den Szenarien BAUK und IDK .....	31
Abbildung 12: Strombezugskosten für Elektrolyseure, E-Mobilität und Wärmeanwendungen bei flexibler und inflexibler Fahrweise für 2025 und 2030.....	33

Abbildung 13: Entwicklung des Erdgasverbrauchs im deutschen Stromsektor bis 2030, in den Szenarien Szenario „Business as usual Kohleausstieg (BAUK)“ und „idealer Kohleausstieg (IDK)“ .....	36
Abbildung 14: im Jahresmittel install. Leistung d. Kohlekraft im Vergleich der Szenarien „verzögerter idealer Kohleausstieg (VIDK)“ vs. „idealer Kohleausstieg (IDK)“ von 2023 bis 2030 .....	39
Abbildung 15: Entwicklung des Erdgasverbrauchs im Stromsektor in den Szenarien „verzögerter idealer Kohleausstieg (VIDK)“ und „idealer Kohleausstieg (IDK)“ von 2023 bis 2030 .....	40
Abbildung 16: zusätzliche CO <sub>2</sub> -Emissionen im Stromsektor bei Verzögerung des idealen Kohleausstiegs (Szenario „VIDK“) bis Anfang 2025 .....	40
Abbildung 17: Ausschreibungen bei PV und Wind, Verhältnis der Volumina .....	42
Abbildung 18: Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Preise in Europa in den Szenarien BAUK, IDK und VIDK .....	50
Abbildung 19: Entwicklung der Steinkohle-Preise in Europa in den Szenarien BAUK, IDK und VIDK .....	50
Abbildung 20: Entwicklung der Erdgaspreise in Deutschland in den Szenarien BAUK, IDK und VIDK .....	50
Abbildung 21: Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten Deutschlands mit seinen Nachbarländern in den Szenarien BAUK, IDK und VIDK .....	51

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Erdgasverbräuche (inklusive abgeleitete Gase) verschiedener Industriebranchen, Datenquelle EUROSTAT 2022 .....	19
Tabelle 2: ausgewählte Optionen zur Einbaupflicht von PV-Anlagen .....	45
Tabelle 3: Kraftwerksausstiegsliste .....	51

## 1. EINLEITUNG: LEITPLANKEN DER STROMMARKTENTWICKLUNG BIS 2030

---

Zwei fundamentale Entwicklungen tragen zu einem großen Wandel im Energiemarkt bei: Dynamische energie- und klimapolitische Entwicklungen seit 2021 auf der einen und eine infolge des Ukraine-Kriegs seit Februar 2022 stark veränderte Energiemarktsituation auf der anderen Seite. Diese beiden Parameter ändern die Erwartungshaltung der Energiemarktteilnehmer an die deutsche und europäische Marktentwicklung bis 2030 und darüber hinaus. Wenngleich einige Fragen hierzu noch nicht mit Gewissheit beantwortet werden können und entsprechender Untersuchungen bedürfen, so lassen sich dennoch bereits einige Leitplanken für die weitere Strommarktentwicklung identifizieren.

### 1.1. LEITPLANKEN DER KLIMAPOLITIK

Seit der Anpassung der sektorspezifischen Klimaziele in Deutschland im Mai 2021 steht für die Energiewirtschaft auf dem Plan, die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf höchstens 108 statt wie bisher 175 Millionen Tonnen im Jahr 2030 zu reduzieren. Diese Zielverschärfung für die Energiewirtschaft ist im Vergleich zu anderen Sektoren besonders umfangreich. Schließlich wird sie durch die zunehmende Sektorenkopplung und Elektrifizierung der Wirtschaft immer mehr zum Hauptakteur, um auch in anderen Sektoren Emissionen zu reduzieren.

Um den neuen Klimazielen als politische Leitplanken gerecht zu werden, wurden im Koalitionsvertrag der Ende 2021 neu angetretenen Bundesregierung entsprechend ambitioniertere Klimaschutzziele verankert. Hieraus lassen sich Leitplanken der Bundesregierung für die Strommarktentwicklung bis 2030 ableiten:

- Ein Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch von 80 % in 2030 sowie zugehörige Ausbauziele für Solar- (200 GW), Offshore- (30 GW) und Onshore-Windenergieanlagen (rund 100 GW),
- eine Abschaffung der EEG-Umlagenfinanzierung durch Letztverbraucher und eine verstärkte Marktintegration erneuerbarer Energien,
- ein CO<sub>2</sub>-Preisniveau im deutschen Industrie- und Stromsektor von mindestens 60 EUR/Tonne,
- eine verstärkte Sektorenkopplung und Elektrifizierung der Wirtschaft, u. a. durch erhöhte Ausbauziele für Elektrolyseure (10 GW) und Elektroautos (15 Millionen) sowie ein neues Dekarbonisierungsziel für den Wärmemarkt (50 %),



- die Schaffung geeigneter Refinanzierungsstrukturen für den Zubau gesicherter Erzeugungsleistung, die sich im Laufe ihrer Lebenszeit zur Verfeuerung klimaneutraler Energieträger eignet (z. B. H<sub>2</sub>-ready Gaskraftwerke),
- und, sollte die Realisierung der vorgenannten Ziele gelingen, ein vorgezogener Kohleausstieg idealerweise bis zum Jahr 2030.

Flankierend hierzu bieten auch die Netzentwicklungspläne der deutschen und europäischen Übertragungsnetzbetreiber einen Einblick in geplante Netzinfrastrukturinvestitionen, die für eine erfolgreiche Umsetzung der oben genannten Ziele erforderlich sind.<sup>1</sup>

## 1.2. AUFGRUND DES UKRAINE-KRIEGS: ZUSÄTZLICHE LEITPLANKE „REDUKTION DES ERDGASVERBRAUCHS“

Zusätzlich zu neuen klimapolitischen Zielen wirkt sich auch der seit Ende Februar 2022 herrschende Krieg zwischen Russland und der Ukraine auf die Energiemarktentwicklung in Deutschland und Europa aus. Aufgrund der signifikanten europäischen Importe fossiler Energieträger aus Russland und der mit diesen Importgeschäften indirekt verbundenen Finanzierung der russischen Kriegskasse entstand in Europa mit Kriegsausbruch ein neuer politischer Imperativ, möglichst schnell unabhängig von russischen Energieimporten zu werden. Während die europäisch-russischen Lieferbeziehungen, die Steinkohle und Erdöl betreffen, aufgrund der schiffsgebundenen Transportwege für beide Seiten vergleichsweise flexibel substituierbar erscheinen innerhalb weniger Quartale – durch neue Handelsbeziehungen mit alternativen Partnern – rückt dies für pipelinegebundene Erdgaslieferungen nicht zu. Ein vollständiger Ersatz dieser pipelinegebundenen Erdgaslieferungen durch alternative Importe für Europa bzw. Exporte für Russland erfordert einen erheblichen Ausbau der LNG-Kapazitäten<sup>2</sup> auf beiden Seiten. Dieser ist nicht innerhalb eines Jahres zu bewerkstelligen (Energy Brainpool 2022). Ein Stopp der Lieferbeziehungen für Erdgas würde Russland aufgrund der eingeschränkten Substitutionsmöglichkeiten der Abnehmer also wirtschaftlich besonders stark treffen. Umgekehrt gilt dasselbe jedoch auch für Deutschland und Europa mit Blick auf zusätzliche LNG-Importe.

Unabhängig von der weiteren geopolitischen Entwicklung nach Redaktionsschluss dieser Studie (Anfang Mai 2022) ist festzuhalten, dass eine Abhängigkeit der eigenen Energieversorgung von

---

<sup>1</sup> Die für die Szenariomodellierungen in dieser Studie getroffenen Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Grenzkuppelleitungen sowie der Commodity-Preise sind im Anhang in Kapitel 5 zu finden.

<sup>2</sup> LNG = Liquefied Natural Gas, d. h. verflüssigtes Erdgas, das per Schiffsweg auch über Kontinente hinweg transportiert werden kann

russischen Importen den geo- bzw. friedenspolitischen Handlungsspielraum einschränken dürfte. Deshalb haben Deutschland und die EU bereits energiepolitische Zielsetzungen ausgegeben, die auf eine Unabhängigkeit von russischen Energieimporten spätestens im Sommer 2024 (Deutschland) bzw. im Jahr 2027 (EU) zielen (BMWK 2022, E&M 2022). In beiden Fällen sollen russische Steinkohle- und Erdölimporte vergleichsweise zeitnah auf dem Weltmarkt ersetzt werden. Währenddessen werden die schwierig zu ersetzenden Erdgasimporte erst durch eine Reihe kurz- und langfristiger Maßnahmen substituierbar sein. Diese Maßnahmen zielen neben der Diversifikation und Erweiterung des Lieferantenspektrums und der Erweiterung der Liefermengen innerhalb bestehender Lieferbeziehungen auch darauf ab, den heimischen Erdgasverbrauch zu reduzieren.

Neben den daraus resultierenden Implikationen für die weitere Steinkohle-, Erdöl- und Erdgaspreisentwicklung am Weltmarkt berücksichtigt diese Studie deshalb explizit auch die Reduktion des deutschen Gasverbrauchs als eine weitere Leitplanke der Strommarktentwicklung bis 2030. Obwohl der Stromsektor im Vergleich zum Wärme- und Industriesektor einen vergleichsweise kleinen Teil des deutschen Gasverbrauchs ausmacht (vgl. Kapitel 2), so werden aufgrund der zunehmenden Kopplung dieser Sektoren mit dem Stromsektor dennoch Lösungsansätze skizziert, die die hier untersuchten Strommarktszenarien im Hinblick auf eine Reduktion des deutschen Gasverbrauchs sinnvoll flankieren können.

### 1.3. UNTERSUCHUNGSGEGENSTÄNDE DIESER STUDIE

Die vorgenannten Leitplanken dienen als Orientierung für die weitere Strommarktentwicklung. Ausgehend hiervon bleiben jedoch einige Fragen offen:

- **Kohleausstieg und steuerbare Kraftwerksleistung:** Wie kann ein Kohleausstieg unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit schon bis 2030 gelingen? In welcher Reihenfolge sollten die Kraftwerke stillgelegt werden? Wie groß ist das resultierende CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzial, sowohl im Stromsektor als auch in gekoppelten Sektoren?
- **Erneuerbare Energien:** Wie kann ein jährlicher EE-Zubaupfad bis 2030 aussehen?
- **Flexible Stromerzeugung und -verbrauch:** Welcher Zubau an erzeuger- und nachfrageseitiger Flexibilität ist notwendig, um das zunehmend volatile Stromangebot auszugleichen? Wie stark ist der wirtschaftliche Anreiz für eine Flexibilisierung der Stromnachfrage?

- **Gasverbrauch:** Welche Maßnahmen können den Gasverbrauch in der deutschen Strom-, Gas- und Wärmewirtschaft am wirkungsvollsten senken, ohne die Ziele der Energiewende bis 2030 zu gefährden?

Diese Fragen sollen in dieser Studie unter anderem mittels stundenscharfer Modellierung von Strommarktszenarien untersucht werden. Kern der in Kapitel 3 und 4 dargestellten Modellierungsergebnisse ist ein konkreter Vorschlag zur Strommarktentwicklung bis 2030 unter Berücksichtigung eines idealen Kohleausstiegs. Der Vorschlag zum Kohleausstieg fußt auf einer block-scharfen Abschaltliste, die im Rahmen dieser Studie erstellt wurde (vgl. Kapitel 7.2). Darauf aufbauend werden in Kapitel 6 die wichtigsten politischen Handlungsfelder für eine Realisierung der vorgeschlagenen Strommarktentwicklung gezeigt und diskutiert. Zunächst werden jedoch Maßnahmen skizziert und miteinander verglichen, die den Gasverbrauch in Deutschland vor 2030 wirkungsvoll reduzieren können.

## 2. ERDGASVERBRAUCH: IN WELCHEN BEREICHEN WIRKUNGSVOLL REDUZIEREN?

### 2.1. DEUTSCHER ERDGASVERBRAUCH NACH SEKTOREN

Die Allokation von Maßnahmen zur Senkung des Erdgasverbrauchs geht mit der Frage einher, in welchen Sektoren der Erdgasverbrauch am besten reduziert werden soll. Hier spielt eine Vielzahl an Kriterien eine Rolle, wie bspw. die maximal mögliche Geschwindigkeit der Verbrauchsreduktion, die Kosteneffizienz, Verteilungseffekte oder die Vereinbarkeit sektorspezifischer Maßnahmen mit langfristigen Klimaschutzzielen. Ein weiteres, zentrales Kriterium ist das absolute Reduktionspotenzial je Sektor. Das ergibt sich aus der Verteilung des heutigen Erdgasverbrauchs in Deutschland auf die Sektoren. Abbildung 1 stellt diese Verteilung für das Jahr 2020 auf Basis der Daten der europäischen Statistikbehörde EUROSTAT zur deutschen Energiebilanz (Eurostat, 2022) dar. Der angegebene Energiegehalt des Erdgases in TWh bezieht sich dabei auf den (unteren) Heizwert.<sup>3</sup>

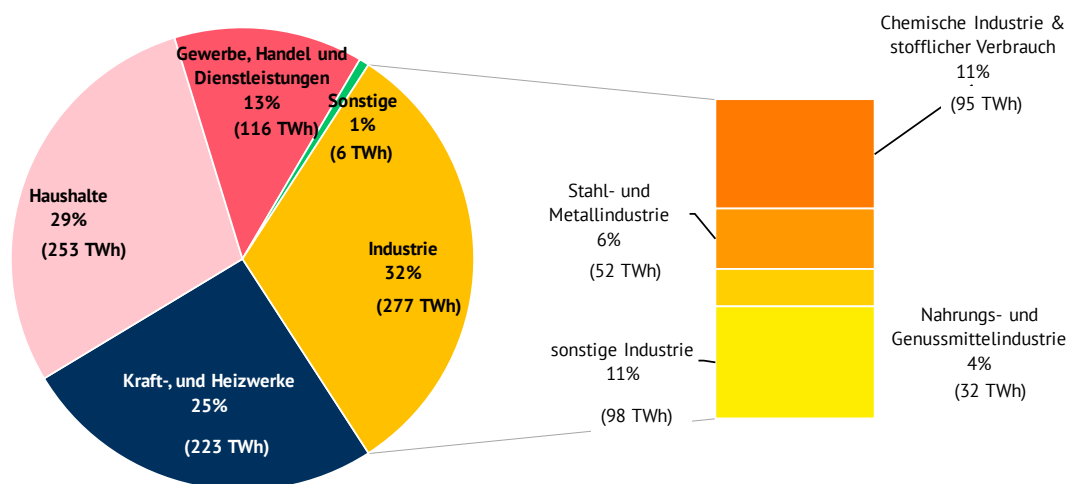


Abbildung 1: Erdgasverbrauch in TWh in Deutschland im Jahr 2020 aufgeschlüsselt nach Sektoren  
[Quelle: eigene Darstellung nach EUROSTAT (2022)]

<sup>3</sup> Der Heizwert und Brennwert von Erdgas unterscheiden sich abhängig von der Zusammensetzung um etwa 9 %. Beim Brennwert wird die Verdampfungsenthalpie von Wasser berücksichtigt und der angegebene Energiegehalt der gleichen Erdgasmenge ist dadurch höher. Internationale Energiebilanzen nutzen in der Regel den Heizwert, so auch Eurostat. Börsliche Erdgaspreise und auch viele Wirkungsgrade werden jedoch in der Regel auf den Brennwert bezogen.

Bei einem gesamten Verbrauch von 875 TWh fällt knapp ein Drittel auf die Industrie (277 TWh). Das Erdgas dient in der Industrie neben einer stofflichen Nutzung vor allem der Bereitstellung von Prozessdampf, Schmelz-, Trocknungs- und Erwärmungsvorgängen. Die chemische Industrie ist mit 95 TWh (11 % des deutschen Gasverbrauchs) der größte industrielle Gasverbrauchssektor, gefolgt von der Stahl- und Metallindustrie mit 52 TWh (6 %).

In den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen wird Erdgas vorrangig für Raumwärme und Warmwasser genutzt. Mit zusammen 369 TWh (39 %) ist dies die häufigste Nutzungsform von Erdgas.

Scientists for Future schätzen, dass insgesamt rund 66 % des Erdgases in Deutschland zur Wärmeversorgung genutzt werden (Scientists for Future 2022). Dabei spielt neben Wärmeanwendungen in der Industrie insbesondere auch die Wärmeversorgung durch Heizwerke und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eine große Rolle. Da in KWK-Anlagen Strom und Wärme gleichzeitig produziert werden, ist die Aufteilung des Erdgasverbrauchs nach Nutzenergie in erster Linie eine energiestatistische Definitionssache. Typischerweise werden Erdgasverbräuche gemäß elektrischen und thermischen Wirkungsgraden der Anlagen („finnische Methode“) einer Nutzungsweise bilanziell zugeordnet. In der Praxis zeigt sich, dass die meisten Gas-KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben werden, die Wärmenachfrage bisher also ursächlich das Einsatzverhalten dominiert.

Zusammengenommen verbrauchten Kraft- und Heizwerke in 2020 rund 223 TWh bzw. 25 % des Erdgases. Den Stromanteil hiervon bezifferte der BDEW im gleichen Jahr auf rund zwei Drittel <sup>4</sup>, das entspricht 17 % des deutschen Erdgasabsatzes oder 148 TWh (Heizwert). Folglich spielt die Stromversorgung im Vergleich zur Wärmebereitstellung für Haushalte, Gewerbe und Industrieprozesse eine untergeordnete Rolle beim deutschen Erdgasverbrauch.

## **2.2. DIE ROLLE VON ERDGAS IM STROMSEKTOR: WIE KANN DER GASVERBRAUCH SINNVOLL REDUZIERT WERDEN?**

Der Erdgasverbrauch im Stromsektor lässt sich zu 100 % auf die Verfeuerung dieses Brennstoffs in Gaskraftwerken zurückführen. Ein nahe liegender Gedanke ist es deshalb, zur Reduktion des Gasverbrauchs dieser Anlagen den Strom möglichst durch andere Kraftwerke bereitzustellen.

---

<sup>4</sup> BDEW (2022)

Als steuerbare Kraftwerke vermarkten Gaskraftwerke ihren Strom am Großhandelsmarkt. Daneben leisten sie auch im Rahmen von Redispatchmaßnahmen, Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen einen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland. Insbesondere hierfür spielt der Netzanschlussstandort der Anlage oftmals eine zentrale Rolle, was bei einem Ersatz vieler dieser Kraftwerke durch mit alternativen Brennstoffen befeuerte Anlagen berücksichtigt werden müsste.

Aktuell beträgt die in Deutschland installierte Gaskraftwerksleistung rund 31 GW. Grundsätzlich werden Gaskraftwerke sowohl zur reinen Stromerzeugung als auch als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) eingesetzt, ein signifikanter Anteil davon fällt auf Industriekraftwerke. Dabei bestehen erhebliche Unterschiede hinsichtlich der Betriebsweise und Auslastungsgrade der Anlagen und damit der Substituierbarkeit ihrer Stromproduktion durch alternative Kraftwerke.

#### *Betriebsweise von Gaskraftwerken: Strommarkt, KWK und industrielle Eigenversorgung*

Gaskraftwerke zur reinen Stromerzeugung kommen am Strommarkt grundsätzlich nur dann zum Einsatz, wenn der Strom zu höheren Preisen als den kraftwerksspezifischen Grenzkosten der Stromproduktion vermarktet werden kann. Diese stehen in Abhängigkeit des Preises für Erdgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate und lagen in der Vergangenheit in den meisten Jahren über den Grenzkosten von Braun- und Steinkohlekraftwerken. Gaskraftwerke zählten damit zu den teuersten Kraftwerken am Strommarkt, die nur in Zeiten hoher Stromnachfrage („Spitzenlast“) zu entsprechend hohen Preisen abgerufen werden. In diesen Zeiten ist die verfügbare Stromproduktionskapazität bestehender Kohle- oder Kernkraftwerke am Strommarkt bereits ausgeschöpft. Angesichts der aktuellen Terminmarktpreise für Steinkohle, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate scheint dieser Zustand grundsätzlich auch in den nächsten Jahren gegeben zu sein. Gemäß den Ergebnissen unserer Szenariomodellierung betragen die Volllaststunden (VLS) dieser Gaskraftwerke in 2023 abhängig vom Wirkungsgrad beispielsweise zwischen rund 3900 (55 %) und 150 h/a (35 %).<sup>5</sup>

Da diese Kraftwerke in der Mehrzahl der Jahresstunden gar nicht laufen, verbrauchen sie verhältnismäßig wenig Erdgas etwa im Vergleich zu KWK-Anlagen. Aufgrund ihrer Wärmeauskoppelung, beispielsweise zur Wärmeversorgung von Haushalten über ein Fernwärmenetz oder zur Versorgung eines industriellen Nahwärmenetzes, werden KWK-Anlagen besonders zur kalten Jahreszeit vorrangig wärmegeführt betrieben. Das bedeutet, dass sie auch dann Gas verfeuern,

---

<sup>5</sup> Unter Annahme eines verzögerten Kohleausstiegs (Szenario „VIDK“), vgl. Kapitel 5.2

um gleichzeitig Strom und Wärme zu produzieren, wenn die Preise am Strommarkt unter den Grenzkosten des Kraftwerks liegen und eigentlich kein Bedarf für zusätzliche Stromproduktion besteht. Die zusätzlichen Einnahmen aus der Wärmevermarktung können ein solches Vorgehen dennoch wirtschaftlich rechtfertigen. Die Betriebsweise von Industriekraftwerken zur Eigenversorgung, ob mit oder ohne Wärmekopplung, gestaltet sich aufgrund zahlreicher Eigenversorgungsprivilegien mit Blick auf Stromnebenkostensparnisse (Netzentgelte, Umlagen, etc.) hierzu sehr ähnlich. Auch hier spielt das Preissignal des Großhandelsmarktes aufgrund dieser Ersparnisse eine untergeordnete Rolle bei der Einsatzplanung.

Abbildung 2 veranschaulicht dies am Beispiel der Stromerzeugung in der Woche vom 18.04. bis zum 25.04.2022. In der markierten Viertelstunde am 23.04. lag der Strompreis am Day-Ahead-Markt mit 2,43 EUR/MWh deutlich unter den Grenzkosten eines Gaskraftwerks und 101 % des deutschen Strombedarfs konnte rechnerisch durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Es bestand also weder Bedarf noch wirtschaftlicher Anreiz für konventionelle Kraftwerke, Strom zu produzieren. Dennoch speisten Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 2,3 GW ins Netz ein. Dies ist auf wärmegeführte KWK- und Industrieanlagen zurückzuführen, im Winter ist dieser Effekt noch höher. Bei den verwendeten Daten von ENTSO-E ist zu beachten, dass die verfügbaren Erzeugungsdaten keine Werte von den vielen kleineren Erdgaskraftwerken enthalten, die tatsächliche „starre“ Erzeugungslast der Erdgaskraftwerke dürfte deshalb über den 2,3 GW gelegen haben.

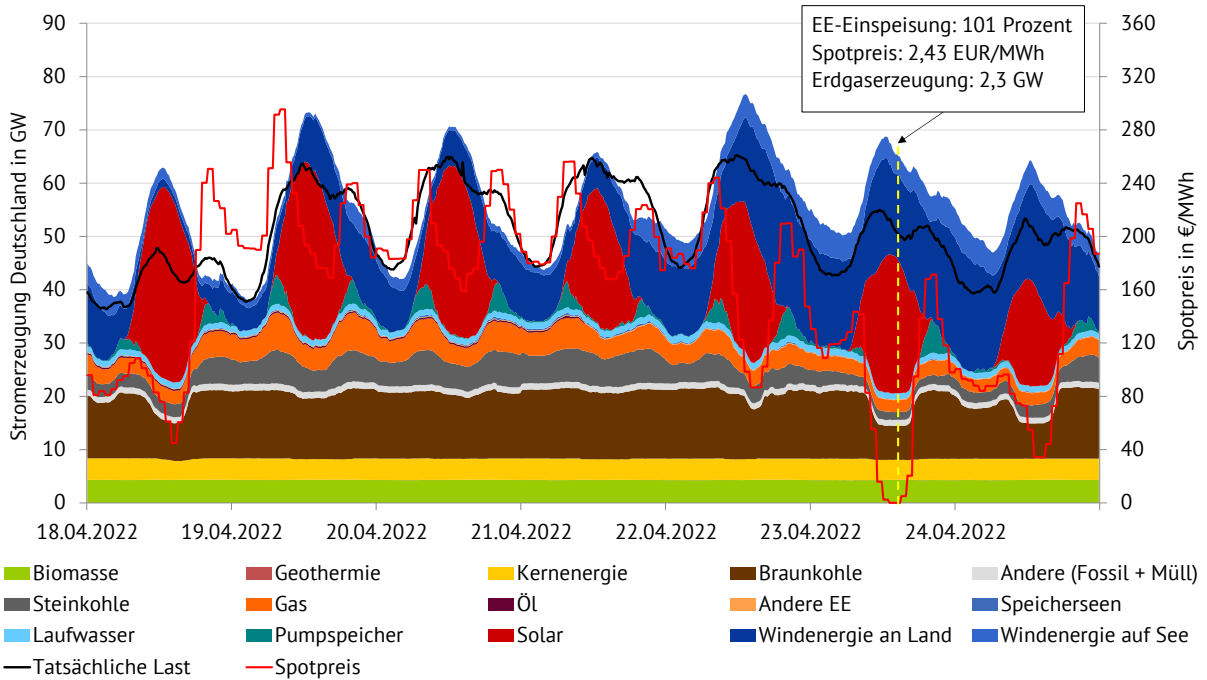


Abbildung 2: viertelstündliche Stromerzeugung in Deutschland in der Beispielwoche vom 18.04.2022 bis zum 25.04.2022 [Quelle: Entso-e transparency, eigene Darstellung]

Da KWK-Anlagen im wärmegeführten Betrieb und Industriekraftwerke zur Eigenversorgung also nahezu ungehindert des Strompreissignals Strom produzieren, erzielen sie deutlich höhere Volllaststunden. Gemäß den Ergebnissen unserer Szenariomodellierung betragen diese in 2023 für durchschnittliche Anlagen beispielsweise zwischen 5.000 und 6.000 h/a.

Werden Kohle- oder gar Kernkraftwerke länger im Strommarkt gehalten oder gar aus einer Reserve reaktiviert, so dürfte dies folglich kaum einen Einfluss auf die Betriebsstunden der KWK-Anlagen haben. Denn der die Betriebsstunden bestimmende Wärmebedarf bleibt unverändert. Insofern beschränkt sich das Reduktionspotenzial einer solchen Maßnahme weitestgehend auf den vergleichsweise geringen Erdgasverbrauch der stromgeführten Gaskraftwerke.

*Wie groß ist der Anteil strompreisgeführter Gaskraftwerke am Erdgasverbrauch im Stromsektor?*

Je niedriger die Volllaststunden eines Erdgaskraftwerks, desto weniger Erdgas verbraucht es im Jahr. Aufgrund ihrer im Vergleich zu Spitzenlastkraftwerken deutlich höheren Volllaststunden sind KWK-Anlagen deshalb für den Großteil des Erdgasverbrauchs im Stromsektor verantwortlich. In der Vergangenheit schwankte dieser Anteil gemäß Daten der Eurostat-Datenbank um den Wert von 80 %, allerdings ist dieser Wert letztmalig 2017 ermittelt worden. Bezogen auf



den Verbrauch des Stromsektors in 2020 ergäbe das rechnerisch 178 TWh oder 20 % des gesamten deutschen Erdgasverbrauchs. Demgegenüber stünde aufseiten der Nicht-KWK-Anlagen lediglich die Verfeuerung von 45 TWh (5 %) Erdgas zu Buche.

*Können zumindest diese Kraftwerke einfach durch Kohle- und Kernkraftwerke ersetzt werden?*

Auch Spitzenlast-Gaskraftwerke sind aufgrund der vorgenannten Bedeutung des Netzstandorts nicht eins zu eins durch zusätzliche Kern-, Kohle- oder Mineralölkraftwerke zu ersetzen. Insbesondere alte Kern- und Kohlekraftwerke haben eine weitaus niedrigere Rampenfähigkeit als bestehende Gaskraftwerke, d. h. sie können ihre Erzeugungslast innerhalb einer Stunde oder Viertelstunde nur in beschränkterem Maße variieren, um sich an Netz- oder Marktsituationen anzupassen.

Dennoch könnte ein signifikanter Anteil substituiert werden. Die derzeit installierte Leistung der tatsächlich stromgeführten Gaskraftwerke nimmt Energy Brainpool mit rund 20 GW an. Demgegenüber stehen 7 GW an Kohle- und Mineralölkraftwerken, die sich aktuell in der Sicherheitsbereitschaft oder der Netzreserve vorgehalten werden oder nur vorläufig stillgelegt wurden (vgl. Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 15.11.2021).

Insofern das Kosten-Nutzen-Verhältnis Gasverbrauchs reduzierender Maßnahmen in der aktuellen geopolitischen Situation überhaupt eine Rolle spielt, so steht auch dieses beim Ersatz möglichst vieler stromgeführter Gaskraftwerke im Vergleich zu anderen Handlungsoptionen zur Diskussion. Abbildung 3 zeigt hierfür einen beispielhaften Modelloutput der Jahresdauerlinie der Residuallast<sup>6</sup> für das Jahr 2023. Dabei ist zu erkennen, dass zur Residuallastdeckung im Jahr 2023 maximal knapp 89 GW an steuerbarer Kraftwerksleistung nötig sind, aber der Großteil der stündlichen Last bereits mit den ersten 60 GW zu decken ist (83 % bzw. 7.232 Stunden im Jahr). Im Umkehrschluss sind die restlichen 29 GW installierter Leistung jedoch nötig, um die „letzten“ 17 % bzw. 1.528 Stunden im Jahr mit der höchsten Residuallast zu decken. Dies ist die Aufgabe von Spitzenlastkraftwerken, die häufig mit Erdgas betrieben werden. Da die Kurve nach rechts hin immer steiler wird, wird der Gasverbrauch-reduzierende Effekt jedes weiteren substituierten Spitzenlastkraftwerks immer geringer. Vereinfacht gesagt ersetzt ein reaktiviertes Kohlekraftwerk also ein Gaskraftwerk mit bereits sehr geringer Auslastung. Der Wettbewerb am Strommarkt realisiert den Großteil des Einsparpotenzials von Gaskraftwerken bereits selbstständig.

---

<sup>6</sup> Residuallast definiert als die Last, die abzüglich der Stromproduktion aus Wind- und Solaranlagen noch (durch steuerbare Kraftwerke) zu decken ist

Angeichts dieser geringen Volllaststunden stellt sich die Frage, bis zu welchem Punkt die hohen Vollkosten einer Reaktivierung alter Reservekraftwerke und das niedrige Erdgaseinsparpotenzial noch in einem ausreichend günstigen Verhältnis im Vergleich zu anderen Maßnahmen stehen. Kapitel 5 quantifiziert die Erdgas-Verbrauchsminderung in einem Szenarienvergleich.

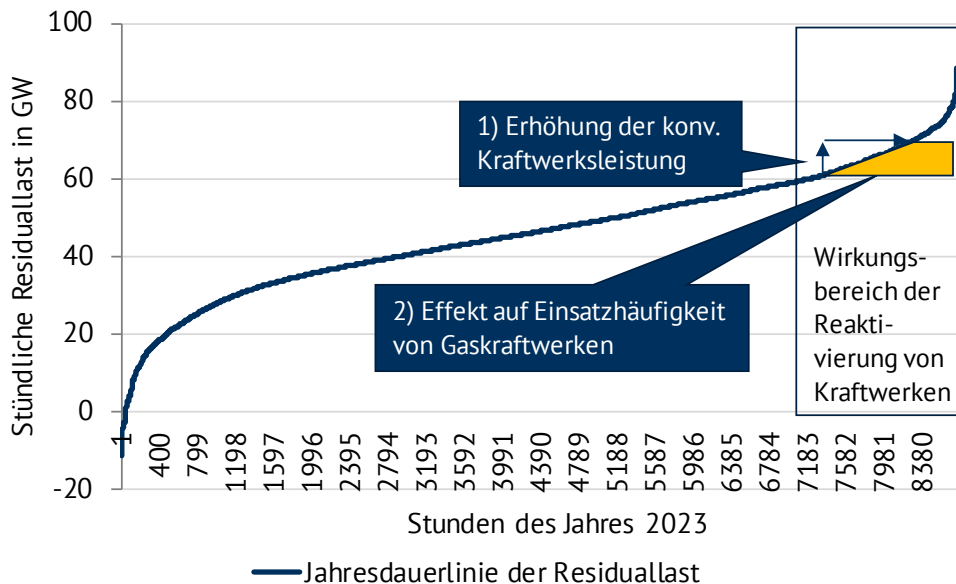


Abbildung 3: beispielhafter Modelloutput der Jahresdauerlinie der Residuallast im Szenariojahr 2023  
[Quelle: Energy Brainpool]

*Kann der Erdgasverbrauch von KWK-Anlagen auf andere Weise signifikant reduziert werden?*

Aufgrund ihrer Wärmeauskopplung sind KWK-Anlagen nur schwer zu ersetzen. Eine kraftwerkstechnische Flexibilisierung kann jedoch dazu beitragen, den Erdgasverbrauch zu senken. Werden KWK-Anlagen beispielsweise mit Elektrodenheizkessel und Wärmespeichern versehen, so trägt dies zu einer flexibleren Fahrweise und geringerer Gasverfeuerung bei. Im Winter wird dann in sehr preisgünstigen Stunden am Strommarkt kein Gas verfeuert, um aufgrund von Wärmelieferverpflichtungen gleichzeitig Strom und Wärme zu produzieren. Stattdessen wird die Wärme durch den Elektrodenheizkessel bereitgestellt, der (günstigen) Strom verbraucht. Wie groß der Effekt dieser einzelnen Maßnahme ist, wurde in der Studie nicht ermittelt. Der Effekt dieser und weiterer Maßnahmen wurde in Summe als Maßnahmenpaket als Szenario berechnet. Auch außerhalb der Kraftwerke lässt sich dieses Prinzip anwenden. Beispielsweise können elektrische Großwärmepumpen in Fern- und Nahwärmenetze integriert werden, insbesondere

um Niedertemperaturwärme bereitzustellen. Die Integration weiterer Wärmequellen (bspw. Abwärme aus Datacentern, Geothermie) stellt eine weitere Option dar, um Wärmenetze unabhängiger von der Wärmeleistung der KWK-Anlagen zu machen. Wenngleich die Planung und Umsetzung solcher Investitionen Zeithorizonte von mehreren Jahren erfordert, so lässt sich der Erdgasverbrauch von KWK-Anlagen damit nachhaltig und signifikant senken. Gleichzeitig bedarf es vieler dieser Investitionen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem ohnehin. So scheint eine vorgezogene Wärmewende im Bereich der Großkraftwerke eine sinnvolle Maßnahme sowohl aus geo- als auch aus klimapolitischer Sicht zu sein. Eine Umsetzung dieser Maßnahmen zur vorgezogenen Wärmewende wurde so weit technisch möglich im Rahmen des in Kapitel 3.1 vorgeschlagenen Strommarktszenarios zum idealen Kohleausstieg („IDK“) modelliert. Die Auswirkungen auf den Gasverbrauch sind in Kapitel 5.1 beschrieben (Gasverbrauchsreduktion Szenario „IDK“ vs. „BAUK“).

## 2.3. GASVERBRAUCHSREDUZIERENDE MAßNAHMEN AUßERHALB DES STROMSEKTORS

### *Grüner Wasserstoff*

Grüner Wasserstoff hat langfristig das Potenzial, Erdgas in einer Reihe von Anwendungsfällen sukzessiv zu ersetzen. Neben einer Steigerung der Importmengen zählt die Steigerung der inländischen Produktion über den Ausbau von Elektrolyseuren zu den möglichen Maßnahmen. So ist beispielsweise ein weiterer Ausbau zusätzlicher, besonders systemdienlicher Elektrolyseure über die bisherigen Planungen hinaus denkbar. Diese sollten sich in ihrem Betrieb auf die wind- und sonnenreichsten Stunden eines Jahres fokussieren und somit Abregelungen von EE-Anlagen verringern. Die Fokussierung des Elektrolyseurbetriebs auf die wind- und sonnenreichsten Stunden ist auch deshalb geboten, weil sonst der zusätzliche Stromverbrauch für mehr Betriebsstunden aus konventionellen Kraftwerken gedeckt werden müsste. Dies erhöht tendenziell unter anderem auch den Gasverbrauch.

Energy-Brainpools-Ergebnisse aus Strommarktmodellierungen identifizierten für die bisher bis 2030 geplante Elektrolysekapazität (10 GW) eine Vielzahl an Stunden, in denen Wind- und Solaranlagen trotz intensiver Flexibilisierung der Stromnachfrage und eines vergrößerten europäischen Stromaustausches abgeregelt wurden. Eine Verdopplung auf 20 GW installierte Elektroly-

seurleistung reduzierte diese abgeregelten Mengen deutlich. Durch die Beschränkung des Einsatzes dieser Anlagen auf wenige, besonders preisgünstige Stunden im Jahr führt dieser besonders systemdienliche Fahrmodus einerseits zu einer sehr niedrigeren Auslastung und damit hohen Leistungskosten, andererseits aber auch zu sehr niedrigen Arbeitskosten zur Herstellung grünen Wasserstoffs. Dieser grüne Wasserstoff kann in der Folge zur Substitution von Gasen fossilen Ursprungs eingesetzt werden. Auch diese Maßnahme wurde im in Kapitel 3.1 vorgeschlagenen Strommarktszenario zum idealen Kohleausstieg („IDK“) modelliert, die Ergebnisse sind in Kapitel 4.3 beschrieben.

### *Dezentrale Wärmeversorgung in Haushalts-, Gewerbe- und Dienstleistungsbereich*

Abbildung 1 hat bereits deutlich gemacht, wie bedeutend der Anteil des Erdgasverbrauchs in Privathaushalten und im Gewerbe- und Dienstleistungssektor ist. Der Hebel gasverbrauchsreduzierender Maßnahmen ist in diesem Bereich im Vergleich zu den anderen Sektoren besonders hoch. So können einerseits Gasheizkessel durch elektrische Wärmepumpen, Elektrodenheizkessel sowie Solar- und Geothermieranlagen ersetzt werden, andererseits kann auch verzichtbasiertes Verhalten wie z. B. das Absenken der Raumtemperatur zu signifikanten Reduktionen des Gasverbrauchs führen.

Agora Energiewende (2022) hat eine Reihe von Maßnahmenvorschlägen erarbeitet, die großflächige Umrüstungen erleichtern. Hierzu zählen mitunter eine Kommunikationskampagne sowie regulatorische Anreize zur Steigerung der Sanierungsrate und zur Realisierung einer Vielzahl an (Energie-) Effizienzmaßnahmen, ein Einbauverbot und Förderstopp für fossile Heizungssysteme, eine Innovationsstrategie für den Wärmepumpen-Markthochlauf oder Anreize für verzichtbasiertes Verhalten.

Auch diese Maßnahmen kommen einer beschleunigten Energie- und Wärmewende gleich und vereinen damit geo- und klimapolitische Ziele. Zeitgleich werden durch die Umsetzung dieser Maßnahmen nicht nur der Verbrauch an Erdgas, sondern auch die Energiekosten der Endverbraucher reduziert.

### *Verkehr*

Der Verkehrssektor hat lediglich einen marginalen Anteil am deutschen Erdgasverbrauch. Wird jedoch das politische Ziel von 15 Mio. vollelektrischer Pkw im Jahr 2030 erreicht, so würde die

E-Mobilität dann knapp ein Drittel der deutschen Pkw-Flotte stellen (Statista 2022). Dementsprechend wirken sich energieverbrauchsenkende Maßnahmen im Verkehrsbereich aufgrund seiner zunehmenden Elektrifizierung auch auf die Stromnachfrage aus und damit indirekt auf den Erdgasverbrauch im Stromsektor, insbesondere zu Spitzenlastzeiten. Aus diesem Grund werden ausgewählte Maßnahmen auch innerhalb der Strommarktsimulationen dieser Studie betrachtet (vgl. Kapitel 4.3). Im Vergleich zu den anderen Sektoren fällt der gasverbrauchsreduzierende Effekt dieser Maßnahmen jedoch geringfügiger aus, und stellt sich erst in den späteren Jahren (bei höheren Marktanteilen von E-Pkw) ein.

Eine viel diskutierte Maßnahme im Hinblick auf Kraftstoffeinsparungen im Verkehrssektor ist die Einführung von Tempolimits. Das Umweltbundesamt (2022) schätzt, dass sich die jährlichen, deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen durch ein Tempolimit von 130 km/h auf Autobahnen um 6,5 % senken ließen. Solche Auswertungen lassen sich aus dem Kraftstoffverbrauch der heutigen Fahrzeugflotte Deutschlands ableiten, die allerdings noch weitestgehend auf Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren basiert. Die einem Tempolimit von 130 km/h zugrunde liegende, jährliche Stromersparnis eines E-Pkw dürfte aufgrund des erheblich höheren Wirkungsgrades von Elektromotoren noch höher ausfallen.

Neben gesetzlichen Vorgaben können auch regulatorische Anreize für freiwillige Maßnahmen der E-Pkw-Fahrer zu einem niedrigeren Strom- und damit indirekt Erdgasverbrauch führen. Hierzu zählen Anreize zum Umstieg auf öffentliche Verkehrsmittel oder zur Nutzung des „Eco-Modus“ während des Fahrens. Den Angaben führender Automobilhersteller zufolge lassen sich durch den „Eco-Modus“ zwischen 15 und 30 % des Stromverbrauchs einsparen (BMW 2022, Opel 2022).

### *Industrie*

Eine kurzfristige Einsparung von Erdgasverbrauch in der Industrie führt in der Regel zur Reduzierung der Verfügbarkeit von Gütern, die für die volkswirtschaftliche Wertschöpfung essenziell sind. Zwei Ausnahmen davon bilden a) die erdgasintensive Produktion von vergleichsweise leicht substituierbarem Ammoniak und b) einige Brenner in Produktionsprozessen, die auch

Heizöl oder andere Ölsorten als Brennstoff tolerieren und in eine bestehende Öl-Liefer- und Lagerlogistik eingebunden werden können<sup>7</sup>. Während zu b) durch den Erdgas-Preisdruck bereits viel Substitutionspotenzial erschlossen wird, bietet die weitere Reduktion der inländischen Ammoniakherstellung noch beträchtliches Einsparpotenzial, so Importkapazitäten für Ammoniak und sein heute wichtigstes Folgeprodukt Dünger aufgebaut bzw. genutzt werden.

Die Herstellung von Ammoniak ist einerseits besonders Erdgas-intensiv, andererseits hat es das Potenzial zu einem zentralen Energieträger zu werden, der grünen Wasserstoff international transport- und zwischenlagerfähig macht. In Deutschland wurden zwischen 2017 und 2020 jährlich zwischen 2,5 und 2,7 Mio. t Ammoniak<sup>8</sup> produziert. Nach Berechnungen von Energy Brainpool wurden im gleichen Zeitraum durchschnittlich jährlich etwa 28 TWh Erdgas dafür eingesetzt. Pro 100.000 Tonnen importierten Ammoniaks können rund 1,1 TWh Erdgasverbrauch eingespart werden.

Ammoniak wird derzeit in zwei wesentlichen Prozessschritten hergestellt. Zunächst erfolgt die Dampfreformierung von Erdgas, das derzeit gängige industrielle Verfahren zur Wasserstoffherstellung. Der erzeugte graue Wasserstoff reagiert im Haber-Bosch-Verfahren oder davon abgeleiteten Verfahren im zweiten Schritt mit Stickstoff aus verflüssigter Luft zu Ammoniak weiter. Ammoniak wird hauptsächlich zu Düngemittel weiterverarbeitet.

Zeitgleich wird mit der Erarbeitung der europäischen und deutschen Wasserstoffstrategien Ammoniak eine mögliche Rolle als zentraler Energieträger zugeschrieben. Ersetzt man in obigem Herstellungsprozess grauen Wasserstoff mit grünem Wasserstoff, erhält man grünen Ammoniak. Ammoniak ist bei 20 bar und 20 °C flüssig und hat damit grundsätzlich günstige physikalische Eigenschaften für die Energieträgerlogistik. Der Energieaufwand für das Haber-Bosch-Verfahren

---

<sup>7</sup> Langfristig kann in allen Anwendungen, in denen Erdgas als Wärmequelle genutzt wird, auch ein anderer Brennstoff oder Strom eingesetzt werden. Ein sehr weitgehender Erdgasausstieg in der Industrie steht im Kern nur der Frage nach Ersatz für die hohen Mengen an Primärenergie im Wege. Beim nicht energetischen Verbrauch spielt insbesondere Ammoniak für die Reduzierung von Erdgas in der Industrie eine Schlüsselrolle. Zunächst erfolgt in diesem Absatz ein Überblick über die besonders Erdgas-abhängigen industriellen Produktionsprozesse, danach ein Überblick über die Bedeutung von Ammoniak im Erdgasausstieg der Industrie.

<sup>8</sup> VCI (2021), bereinigt auf Tonnen Stickstoff (chemische Formel Ammoniak  $\text{NH}_3$ , Verhältnis der Atomgewichte 14,007: 1,008)

oder weiterentwickelte Verfahren und beim Cracking<sup>9</sup> ist geringer als bei anderen Transportoptionen für Wasserstoff. Deshalb ist dieses Verfahren nach Einschätzung von Energy Brainpool unter den möglichen Wasserstofftransporttechnologien (Verflüssigung, Verdichtung, LOHC) über weite Distanzen die aussichtsreichste. Derzeit ist eine hohe Aktivität um die Erzeugung und den Import von grünem Ammoniak zu verzeichnen. So kündigte RWE im März 2022 an, in einem neuen, eigens dafür errichteten Terminal jährlich 0,3 Mio. Tonnen grünen Ammoniak importieren zu wollen<sup>10</sup> um ihn dann vor Ort entweder zu nutzen oder in Wasserstoff umzuwandeln und per Pipeline weiter zu transportieren. Diese Importkapazität entspräche rund 12 % der aktuellen deutschen Ammoniakproduktion. In Oman sind mehrere Projekte zur Erzeugung und Export grünen Wasserstoffs in Planung oder Umsetzung. Die Jahreskapazität eines Projektes der indischen ACME Group in Oman soll beispielsweise bei 0,9 Mio. Tonnen grünen Ammoniaks jährlich liegen<sup>11</sup>. Die Anlagen sollten nach anfänglicher Planung noch 2022 in Betrieb gehen. In Australien sind mehrere Projekte zum Export von grünem Wasserstoff und Ammoniak im industriellen Maßstab im Bau. E.ON<sup>12</sup> und Covestro<sup>13</sup> haben Verträge oder Absichtserklärungen zum Wasserstoffimport aus Australien nach Europa abgeschlossen. In beiden Fällen ist der Vertragspartner Fortescue Future Industries (FFI), der nach eigenen Angaben 2024 mit der Belieferung beginnen möchte und die Absicht erklärt, in den 2030ern jährlich 50 Millionen Tonnen Wasserstoff<sup>14</sup> mit einem Energiegehalt von 1.666 TWh zu exportieren. Wahrscheinlich wird auch dieser Import von grünem Wasserstoff über Ammoniak erfolgen.

Würde die heimische Ammoniakproduktion verstärkt durch Importe substituiert, so stellt sich die Frage nach den Auswirkungen auf die Beschäftigung. Die anorganische Chemie zählte in Deutschland im Jahr 2020 insgesamt 30.710 Beschäftigte (VCI, 2021). Ein Teil dieser Beschäftigten ist auch direkt oder indirekt von der Ammoniakherstellung abhängig. Grundsätzlich wird

---

<sup>9</sup> Verfahren zur Wiedergewinnung von Wasserstoff. Ammoniak kann für einige Anwendungen auch direkt als Energieträger genutzt werden, beispielsweise in einer Brennstoffzelle. Die massenbezogene Energiedichte ist mit einem Heizwert von 5,2 kWh/kg etwa halb so hoch wie bei Benzin. Ammoniak ist als Gas giftig und bei der Verbrennung muss das Entstehen von Stickoxiden vermieden werden. Wasserstoff hat einen um den Faktor sechs höheren Heizwert, hat als Gas aber eine deutlich geringere volumetrische Energiedichte.

<sup>10</sup> RWE (2022)

<sup>11</sup> IWR (2021)

<sup>12</sup> E.ON (2022)

<sup>13</sup> Covestro (2022)

<sup>14</sup> FFI (2022)

Ammoniak im Haber-Bosch-Verfahren in vielen Betrieben als Teil einer integrierten Wertschöpfungskette direkt zu Folgeprodukten weiterverarbeitet. Der überwiegende Großteil davon entfällt auf Stickstoffdüngemittel für die Landwirtschaft, gefolgt von stickstoffbasierten Syntheseprodukten für die (chemische) Industrie oder Logistikunternehmen (z. B. Adblue).

Beispielsweise weist der nach eigenen Angaben größte Ammoniakhersteller Deutschlands, die SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH, neben Ammoniak ein breites Produktportfolio an Industrie- und Agrochemikalien auf und zählt sich deshalb ebenso zu den bedeutendsten Herstellern von Stickstoffdüngemitteln in Europa (SKW Piesteritz GmbH, 2022). Insgesamt sind dort über 850 Mitarbeiter beschäftigt.

Vermutlich dürfte sich eine Umstellung der lokalen Ammoniakproduktion auf externen Ammoniak-Bezug aufgrund der integrierten Prozessketten vielerorts also nicht auf einzelne Abteilungen oder Mitarbeiter auswirken, die exklusiv der Ammoniakherstellung zuzuordnen sind. Stattdessen wird eine solche Umstellung die Wertschöpfungskette schmälern und zu wirtschaftlichen Nachteilen für den Produktionsstandort als solches führen. Somit sind indirekt negative Beschäftigungseffekte zu erwarten. Der Großteil dieser Effekte dürfte dabei der Düngemittel- und Stickstoffbranche zuzuordnen sein, die bis zu 11.600 Beschäftigte in Deutschland zählt (IBISworld, 2021).

Hinsichtlich der Verteilung dieser Effekte deutet ein Marktbericht der IBISworld (2021) darauf hin, dass drei Viertel des Marktanteils der deutschen Düngemittel- und Stickstoffbranche neben der SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH auf die drei Großkonzerne K+S AG, BASF, und Yara International verteilt ist.<sup>15</sup> Aufgrund der stark diversifizierten Produktportfolios und der Vielzahl integrierter Produktionsstandorte lassen sich für diese Unternehmen weder Beschäftigungs- noch wirtschaftliche Effekte eines Einstellens der Ammoniakherstellung verlässlich von Dritten abschätzen. Darüber hinaus verteilt sich der Rest der Branche gemäß IBISworld (2021) zu gut drei Vierteln auf eine Vielzahl (19) kleinerer Betriebe mit unter 250 Mitarbeitern auf, die aufgrund ihres anzunehmenden, niedrigeren Produktdiversifikationsgrades wirtschaftlich vermutlich stärker von einer Umstellung betroffen wären.

---

<sup>15</sup> Da sich die K+S AG vorrangig auf Kalidünger spezialisiert hat und lediglich ein ammoniakbasiertes Düngemittelprodukt in seinem Portfolio aufführt, steht infrage, ob das Unternehmen Ammoniak überhaupt selbst herstellt oder von Dritten bezieht.



### **Exkurs: Erdgasverbrauch der Industrie**

Die Industrie verbraucht mit 32 % bzw. 277 TWh etwa ein Drittel des Erdgases. Mit Abstand am höchsten ist der Erdgasverbrauch der chemischen Industrie, inklusive des stofflichen Verbrauchs von Erdgas macht sie 11 % des gesamten deutschen Erdgasverbrauchs aus. Ihre Produkte spielen in vielen anderen Produktionsprozessen eine maßgebliche Rolle. Ein gutes Beispiel ist die Herstellung von Ammoniak: Von 95 TWh Gasverbrauch ist ein Drittel nicht energetischer, also stofflicher Verbrauch. Im Wesentlichen wird Erdgas dabei in der Dampfreformierung eingesetzt um Wasserstoff als Zwischenprodukt zu gewinnen. Dieses wird häufig im Haber-Bosch-Verfahren in Ammoniak oder als zentraler Bestandteil von Synthesegas zur Methanolsynthese verwendet. Ammoniak spielt eine zentrale Rolle bei der Düngemittelherstellung. Zusammengefasst ist also die inländische Düngemittelherstellung in hohem Maße von der Versorgung mit Erdgas abhängig. Die Nahrungs- und Genussmittelindustrie ist aber auch direkt vom Erdgas abhängig, denn bei der Weiterverarbeitung ist sie der drittgrößte industrielle Erdgasverbrauchssektor. Neben der Ammoniakherstellung benötigen viele weitere Produktgruppen der organischen und anorganischen Chemie Prozessdampf oder -Wärme, bei der unter technischen Gesichtspunkten auch andere Energieträger als Erdgas eingesetzt werden könnten, aber nur in bestimmten Fällen kurzfristig<sup>16</sup>.

Tabelle 1 zeigt eine Reihe weiterer Produktgruppen, die besonders vom Erdgasverbrauch abhängen. Verschiedene Metalle, insbesondere Stahl, sind in hohem Maße vom Erdgasverbrauch abhängig. Deutschland produzierte in den vergangenen fünf Jahren im Mittel 40,2 Mio. Tonnen Stahl<sup>17</sup> und war damit gefolgt von Italien und der Ukraine der größte Stahlproduzent Europas. In Stahlwerken wird Erdgas zum Beispiel in Brennern von Elektrolichtbogenöfen und bei der Roheisenerzeugung im Hochofen als Energielieferant genutzt. Beim Erwärmen und Schmelzen von vielen Metallen wird Erdgas als Energieträger auch für das Recycling verwendet. Diverse Baustoffe, Glas und Papier sind ebenfalls als besonders stark erdgasabhängige industrielle Produkte zu nennen.

<sup>16</sup> Die Überlegungen der letzten Jahre, vorübergehend sogenannten blauen Wasserstoff aus Erdgas zu produzieren, um die Wasserstoffnachfrage zu stillen, bis grüner Wasserstoff in ausreichender Menge verfügbar ist, würde den Erdgasverbrauch der chemischen Industrie massiv erhöhen.

<sup>17</sup> World Steel Association 2022

Tabelle 1: Erdgasverbräuche (inklusive abgeleitete Gase) verschiedener Industriebranchen, Datenquelle EUROSTAT 2022

Industriesektor	Erdgasverbrauch in TWh	Anteil	Verfahren mit hoher Erdgasabhängigkeit	Produktgruppe mit hoher Erdgasabhängigkeit
Chemische Industrie & stofflicher Verbrauch	95	34%	davon stoffliche Verwendung 29 TWh insbesondere zur Dampfreformierung; Prozessdampf & sonstige Prozesswärme	Ammoniak (-> insb. auch zur Düngerherstellung), Methanol, grauer/blauer Wasserstoff
Stahl- und Metallindustrie	52	19%	Prozesswärme, Schmelzen	Stahl, Metallrecycling
Nahrungs- und Genussmittelindustrie	32	12%	Prozesswärme	divers
Verarbeitung nichtmetallischer Mineralstoffe	29	10%	Brennen, Trocknen, Prozesswärme	Diverse Baustoffe z. B. Zement, Branntkalk; Glas
Maschinen- & Fahrzeugbau, Metallverarbeitung	28	10%	Prozesswärme	divers
Papier- und Druckindustrie	21	8%	Prozessdampf/Prozesswärme	Papierfasern, Papierrecycling
sonstige Industrie	20	7%	vorw. Prozessdampf/Prozesswärme	divers

## 2.4. ZWISCHENFAZIT ZUR SENKUNG DES ERDGASVERBRAUCHS

Erdgas wird zu etwa 66 % für Raumwärme und Warmwasseraufbereitung genutzt, weswegen hier auch besonders große Einspareffekte erzielbar sind. Um diese Einsparung zu realisieren, ist die Etablierung energieeffizienter Verhaltensweisen (Stoßlüften, gezieltes Heizen der Räume) in den Sektoren Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und eine Reduktion der Wohnraumtemperatur zentral. Dies betrifft einerseits Erdgas-betriebene Heizsysteme und Durchlauferhitzer, andererseits Nah-/Fernwärmekunden, denn die Wärmenachfrage ist in der Regel der Einsatzgrund für Kraftwärmekopplungsanlagen, die Strom als Nebenprodukt produzieren. Bei stromgeführten Gaskraftwerken sind hingegen viel geringere Einsparpotenziale vorhanden.

Die Industrie kann zwar eine weitere Reduktion des Erdgasverbrauchs herbeiführen, jedoch fast ausschließlich auf Kosten der Produktion und damit der Volkswirtschaft. Doch gibt es hiervon Ausnahmen: Ein verstärkter, schneller Import von vorwiegend grünem Ammoniak hat in der Industrie einen besonders hohen Erdgas-Einspareffekt. Und in vielen Prozessen lässt sich auf kurz oder lang Erdgas durch andere Brennstoffe oder Strom ersetzen. Kurzfristig sind jedoch nur Öl-basierte Brennstoffe in ausreichender Menge verfügbar.

Der Verkehrssektor trägt zwar nicht zum Erdgasverbrauch bei, es zeigt sich aber, dass mit den Hochlauf der Elektromobilität und der damit verbundenen Erhöhung der Stromnachfrage indirekte Einsparpotenziale für Erdgas in der Stromerzeugung erwachsen. Maßnahmen, die verhindern, dass Elektromobilität zu einer Erhöhung des Erdgasverbrauches im Stromsektor führen, sind die verstärkte ÖPNV-Nutzung, ein Tempolimit und die Nutzung des sparsamen Öko-Modus.

### 3. VORSCHLAG ZUM IDEALEN KOHLEAUSSTIEG BIS 2030

#### 3.1. KOHLEAUSSTIEGSPFAD

*Ausgangssituation: Kohleausstieg bis 2030 nach bisherigem Muster („business as usual“)*

Der aktuelle Kohleausstiegsfahrplan Deutschlands bis 2038 sieht eine verstärkte Abschaltung von Steinkohlekraftwerken in den Anfangsjahren vor, während ein großer Anteil der Braunkohlekraftwerke trotz des höheren Emissionsfaktors dieses Energieträgers<sup>18</sup> erst zu späteren Zeitpunkten vom Netz gehen soll<sup>19</sup>. Überträgt man diese Logik auch auf einen vorgezogenen Kohleausstieg bis 2030, so ergibt sich der „Business-as-usual-Kohleausstieg“ wie in Abbildung 4 dargestellt (nachfolgend Szenario „BAUK“).

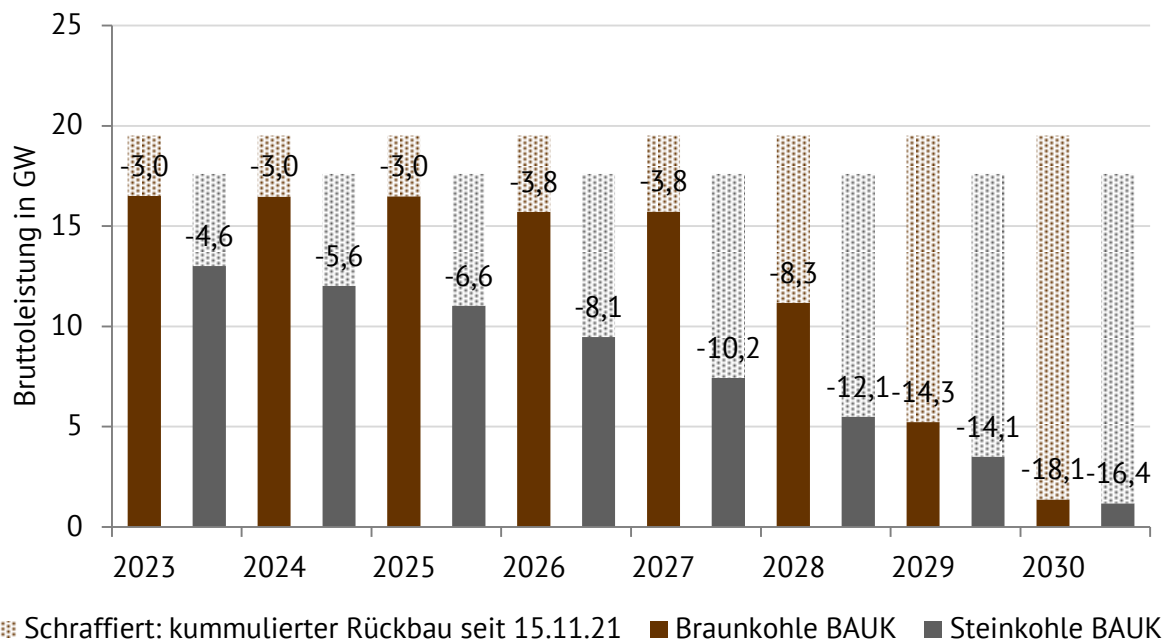


Abbildung 4: im Jahresmittel install. Leistung d. Kohlekraft im Szenario „Business-as-usual-Kohleausstieg (BAUK)“ von 2023 bis 2030, sowie kumulierter Rückbau seit 15.11.2021 (Kraftwerksliste der BNetzA)  
[Quelle: eigenes Analyseergebnis]

<sup>18</sup> Emissionsfaktoren: 0,34 (Steinkohle) und 0,41 (Braunkohle) t CO<sub>2</sub>/MWh<sub>th</sub>, vgl. Tabelle 2 in UBA (2020)

<sup>19</sup> Vgl. Zielwerte des § 4 KVBG und „Anlage-Stilllegungspfad“ des öffentlich-rechtlichen Vertrags zur Reduzierung und Beendigung der Braunkohleverstromung in Deutschland

*Vorschlag: Idealer Kohleausstieg bis 2030*

Der Grund für ein Vorziehen des Kohleausstiegs liegt jedoch in dem zentralen Ziel der Ampel-Koalition begründet, eine frühzeitigere und stärkere CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion im deutschen Energiesektor zu erreichen als bisher vorgesehen.

Um diesem Ziel bestmöglich gerecht zu werden, sollte der Ausstieg deshalb nicht nur vorgezogen, sondern die Ausstiegsreihenfolge der Kraftwerke im Sinne einer möglichst frühzeitigen Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen optimiert werden. Ein solcher, idealer Kohleausstiegspfad (Szenario „IDK“) bis 2030 wurde im Rahmen dieser Studie erstellt und ist in Abbildung 5 zu sehen.

Im Vergleich zum Kohleausstieg „business as usual“ (BAUK, Abbildung 4) werden Braunkohlekraftwerke deutlich früher abgeschaltet, während Steinkohlekraftwerke vereinzelt länger am Netz bleiben. Der Braunkohleausstieg ist in diesem Szenario „IDK“ bereits Ende 2027 abgeschlossen, während das letzte Steinkohlekraftwerk den Strommarkt Ende 2029 verlässt.

Neben der direkten Vermeidung von CO<sub>2</sub>- und anderen Schadstoffemissionen aus der Kohleverstromung bringt der vorgeschlagene, ideale Ausstiegspfad weitere soziale und ökologische Vorteile mit sich. Durch eine frühzeitige Stilllegung ganzer Braunkohletagebaue werden u. a.

- a) weitere Umsiedlungen von Anrainer-Dörfern verhindert, die aufgrund geplanter Erweiterungen von Tagebauflächen aktuell im Raum stehen (z. B. Garzweiler), und
- b) frühzeitig zusätzliche Flächen verfügbar, die sich wegen nahe gelegener Netzanschlüsse und ihrer mangelnden Attraktivität für andere Nutzungskonzepte sehr gut zur Projektierung von EE-Anlagen und damit zur Beschleunigung der Energiewende eignen.

Abbildung 5 zeigt den kumulierten Rückbau der Braun- und Steinkohleleistung vom 15.11.2021 bis zur Mitte des jeweiligen Jahres, sowie die optimierte Stilllegungsreihenfolge der deutschen Braunkohletagebaue. Eine blockscharfe Abschaltliste inkl. Erläuterungen ist dem Anhang in Kapitel 5 zu entnehmen, die diesbezüglichen Optimierungskriterien sind unten beschrieben.

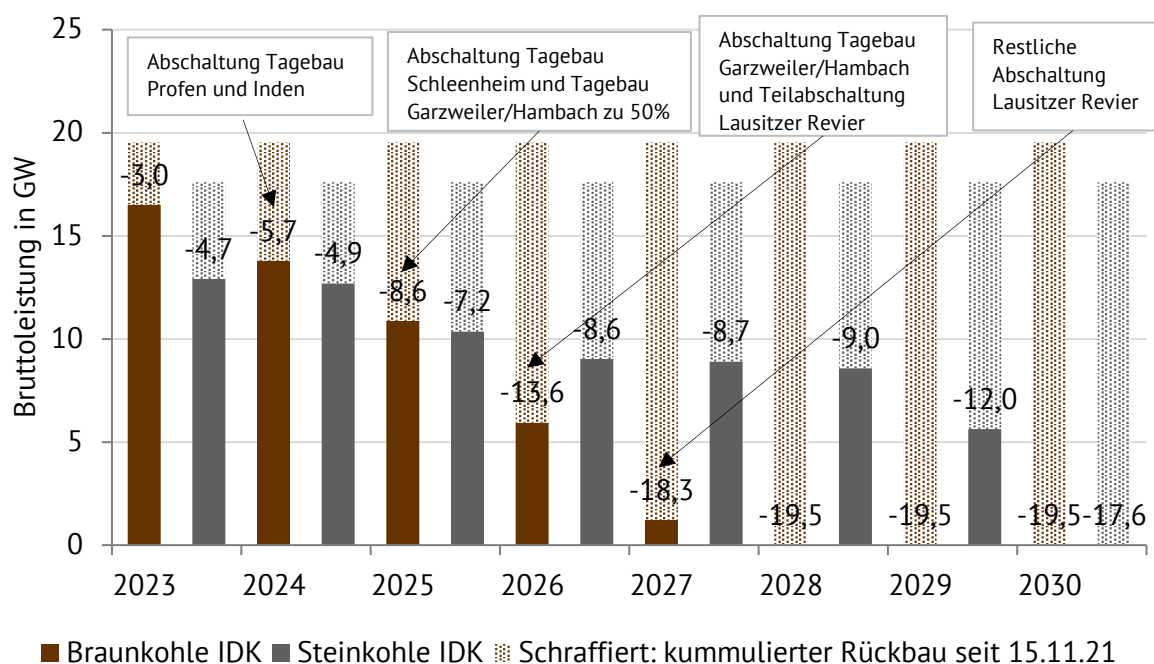


Abbildung 5: im Jahresmittel install. Leistung d. Kohlekraft im Szenario „idealer Kohleausstieg (IDK)“ von 2023 bis 2030, sowie kumulierter Rückbau seit 15.11.2021 (BNetzA) [Quelle: eigenes Analyseergebnis]

Zur Ableitung eines idealen Kohleausstiegspaths wurde zwischen „Must-have“-Kriterien, die zum Zeitpunkt der Abschaltung eines Kraftwerksblocks notwendigerweise erfüllt sein müssen, und Priorisierungskriterien für die Reihenfolge der Kraftwerksblöcke unterschieden.

Berücksichtigte „Must-have“-Kriterien:

- Aktueller Stand des laufenden Kohleausstiegs (geplante Reduktion von Kapazitäten, u. a. aufgrund von Zuschlägen der Steinkohle-Ausschreibungen und Kohleersatzbonus-Anträgen)
- Wärmeauskopplung:
  - Berücksichtigung der Zeithorizonte bestehender Pläne zum Kohleausstieg im betreffenden Wärmenetz
  - Wenn keine bestehenden Pläne: Berücksichtigung der Zeithorizonte für eine Substitution durch Großwärmepumpen oder alternative Brennstoffe in KWK-Anlagen
- Bedeutung des Standorts zum Erhalt der Versorgungssicherheit (qualitativ, u. a. abgeleitet aus der Häufigkeit historischer Redispatch-Abrufe, Berücksichtigung der Zeithorizonte bis zur Fertigstellung notwendiger Stromtrassen oder Ersatzkraftwerke)

- Mindestniveau an gesicherter Leistung: Der modellierte Zubau an Gaskraftwerken entspricht derjenigen Leistung, die in einer Knappheitssituation die Stromnachfrage stündlich deckt. Bei der Berechnung ist die volle Verfügbarkeit der Leistung von Gaskraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken angenommen sowie ab 2030 vier Gigawatt Demand-Side-Management der Industrie (bei einer Gebotshöhe von 500 EUR/MWh). Die Kapazitätsreserve und Sicherheitsbereitschaft der Übertragungsnetzbetreiber deckt im Zeitraum bis 2034 seltene, aber mögliche Engpässe ab. Diese zusätzlichen Kraftwerke sind in dieser Studie jedoch nicht explizit ausgewiesen (im Zubau von 16 GW bis 2030 also nicht enthalten).

Priorisierungskriterien für die Abschaltreihenfolge der Kraftwerksblöcke (in absteigender Reihenfolge):

- CO<sub>2</sub>-Intensität des Energieträgers (Braunkohleausstieg möglichst vor Steinkohleausstieg)
- Braunkohle:
  - Priorisierung der Abschaltung ganzer Tagebaue anstatt auf mehrere Tagebaue verteilter Kraftwerksblöcke, um a) weitere Umsiedlungen von Dörfern zu verhindern und b) frühzeitig zusätzlich verfügbare Flächen für eine Projektierung von EE-Anlagen zu schaffen
  - Wirkungsgrad des Kraftwerksblocks
- Steinkohle: Alter bzw. Wirkungsgrad des Kraftwerksblocks (gemäß Altersreihung der BNetzA (2021))

### 3.2. RESULTIERENDE CO<sub>2</sub>-EINSPARUNG

In Abbildung 6 wird ersichtlich, dass das Emissionsminderungsziel des Energiesektors von höchstens 108 Millionen Tonnen (Mt) CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>e) in 2030 durch den auf 2030 vorgezogenen Kohleausstieg in beiden Szenarien erreicht wird. Während die Energiewirtschaft in 2030 im Szenario „BAUK“ 76 Mt CO<sub>2</sub>e ausstößt, reduziert sich dieser Wert im Szenario „IDK“ auf 68 Mt CO<sub>2</sub>e. Besonders sticht der Unterschied zwischen beiden Szenarien jedoch hervor, wenn man die kumulierten CO<sub>2</sub>-Emissionen von 2023 bis 2030 betrachtet. So lassen sich durch die Optimierung der Ausstiegsreihenfolge der deutschen Kohlekraftwerke in diesem Zeitraum insgesamt rund 310 Mt CO<sub>2</sub>e zusätzlich einsparen.

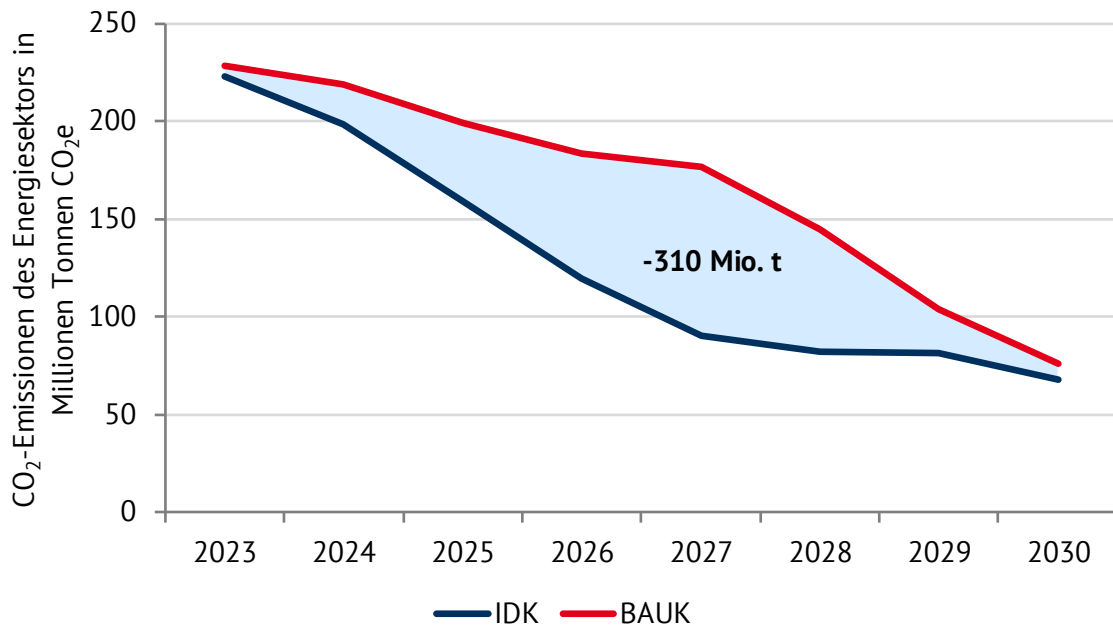


Abbildung 6: CO<sub>2</sub>-Emissionen des Energiesektors im IDK sowie BAUK-Szenario in Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>e zwischen 2022 und 2030 [Quelle: Szenariomodellierung Energy Brainpool]

Abbildung 7 macht deutlich, dass die Optimierung der Kraftwerksreihenfolge beim Kohleausstieg die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strombezugs von Sektorenkopplungstechnologien stark reduziert. So entsteht im IDK-Szenario für das Jahr 2025 je nach Technologie eine zusätzliche Emissionsreduktion von 18 bis 25 %, während der Effekt im Jahr 2030 12 bis 22 % beträgt.

Am stärksten profitiert davon in beiden Jahren die Elektrolyse, welche unter den betrachteten Endanwendungen den höchsten Flexibilisierungsgrad aufweist und ihren Stromverbrauch deshalb besonders oft in wind- und sonnenreiche Stunden schieben kann. Aus demselben Grund weist die Elektrolyse unabhängig vom betrachteten Szenario im Technologievergleich stets die niedrigste CO<sub>2</sub>-Intensität auf, gefolgt von der E-Mobilität. Da der hohe Wärmebedarf an kalten Wintertagen stark mit einer erhöhten Residuallast im Stromsystem sowie mit einer damit einhergehenden Einspeisung aus fossilen Kraftwerken korreliert, weisen elektrische Wärmeanwendungen eine höhere CO<sub>2</sub>-Intensität auf. Dennoch wird auch hier ein gewisses Flexibilitätspotenzial unterstellt, sodass ein signifikanter Unterschied zur CO<sub>2</sub>-Intensität eines gänzlich inflexiblen Stromverbrauchers zu erkennen ist.



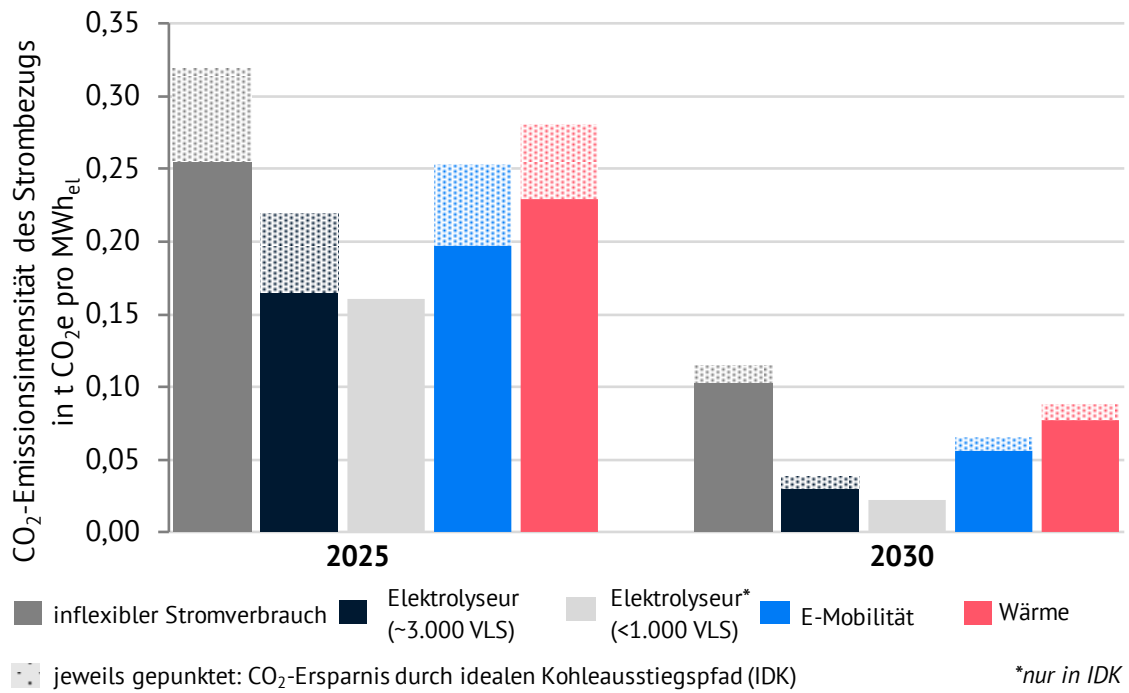


Abbildung 7: durchschnittliche Emissionsintensität des inflexiblen Stromverbrauchs der Elektrolyse, der E-Mobilität und von elektrischen Wärmeanwendungen in 2025 und 2030 im Szenario „BAUK“, sowie jeweilige Reduktion der Emissionsintensität durch den idealen Kohleausstiegspfad (Szenario „IDK“) [Quelle: Szenariomodellierung Energy Brainpool]

## 4. WELCHER ZUBAU ERMÖGLICHT EINEN KOHLEAUSSTIEG BIS 2030?

---

### 4.1. EE-ZUBAUPFAD

Abbildung 8 zeigt den Zubaupfad erneuerbarer Energien bis 2030 auf. Insbesondere der Solarzubaupfad muss sich im Vergleich zum durchschnittlichen Ausbauniveau der Jahre 2019 bis 2021 (4 bis 6 GW/Jahr) bereits ab 2024 in etwa verdreifachen, um das Ausbauziel von 200 GW bis 2030 zu erreichen.

Je früher der jährliche Zubau erneuerbarer Energien auf den Zielpfad einschwenkt, desto kleiner muss der notwendige jährliche Zubau ausfallen und desto mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen können in der Stromerzeugung vermieden werden.

Der PV-Zubau kann am einfachsten politisch und am schnellsten technisch beschleunigt werden. Eine Verdopplung des Zubaus von 2021 binnen zwei Jahren ist bei entschlossenem politischem Handeln zunächst bei Dachanlagen möglich. Der verstärkte Zubau von Freiflächenanlagen braucht durch die längere Planungszeit und aufgrund der Organisation von Ausschreibungen einen etwas längeren Vorlauf, auch er kann aber bereits 2024 auf das Zielniveau einschwenken. 2011 und 2012 betrug das Zubauniveau bereits 8 GW/a. Mit nun vermehrt größeren Anlagen kann bei ähnlichem Aufwand die doppelte Anlagenleistung jährlich zugebaut werden; 17 GW/a beträgt der notwendige Zubau.

Windkraftanlagen an Land haben derzeit eine mittlere Realisierungszeit von rund sechs Jahren. Eine Erhöhung der Zubaugeschwindigkeit wird hierdurch gebremst. Bei einer Straffung des Planungs- und Genehmigungsprozesses auf 3 bis 4 Jahre ist mit einem erhöhten Zubau ab 2025 bzw. 2026 zu rechnen. Um einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu erreichen, sind im Jahr 2030 etwa insgesamt 100 GW Windenergieanlagen an Land notwendig. Ein Ziel von rund 7 GW/a Nettozubau ab 2026 führt da hin<sup>20</sup>. Für Windenergieanlagen auf See betrug in der Vergangenheit die Zeit zur Planung und Finanzierung oft mehr als sechs Jahre, die Bauzeit 3 bis 4 Jahre. Insbesondere die Netzplanung und -ausbau müssen zudem angepasst werden. Daher erfolgt in den vorliegenden Szenarios der Zubau auf die Leistung von 30 GW erst in den vier Jahren ab 2027 und liegt bei 4,6 GW/a.

---

<sup>20</sup> Zum Vergleich: In China wurden allein 2020 und 2021 in Summe 119 GW an Windenergieanlagen und 102 GW an Photovoltaikanlagen zugebaut. Allerdings betrug die gesamte Stromerzeugung 2021 auch etwa dem 14-fachen Deutschlands, verfügbare Flächen sowie die Berücksichtigung sozialer und ökologischer Interessen Planungsprozessen sind ebenfalls nicht vergleichbar. Vgl. Göss (2022).

Entschlossenes politisches Handeln und wirkungsvolle wirtschaftliche Anreize vorausgesetzt, existieren keine zwingenden Hindernisse für das Erreichen der Zubauziele für erneuerbare Energien für das Jahr 2030.

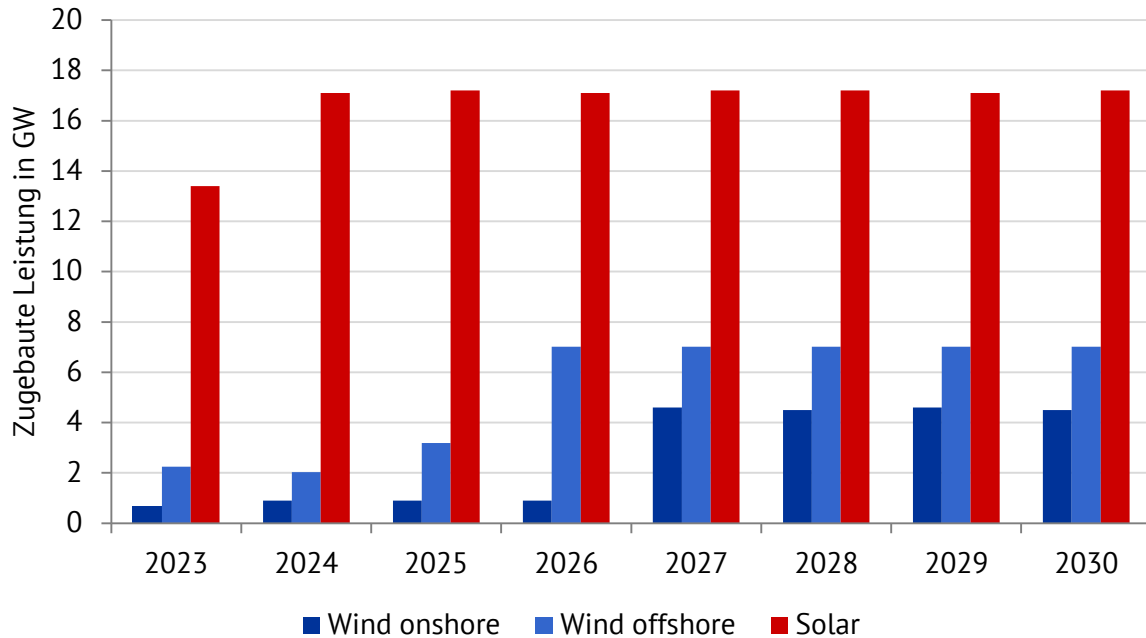


Abbildung 8: jährlicher Nettozubau erneuerbarer Energien von 2023 bis 2030 [Quelle: eigenes Analyseergebnis in Anlehnung an die Ziele der Ampel-Koalition]

Die gemäß Szenariomodellierung erwartbaren Vermarktungserlöse von Wind- und Solaranlagen und die Spannweite ihrer zu erwartenden Stromgestehungskosten im Jahr 2030 werden in Abbildung 9 verglichen. Während die erwarteten Erlöse für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen oberhalb ihrer Gestehungskosten liegen, so ist dies für kleinere PV-Dachanlagen sowie Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen weitestgehend nicht der Fall. Ein Grund hierfür liegt in zunehmenden Kannibalisierungseffekten<sup>21</sup> der Vermarktungserlöse erneuerbarer Energien, die durch zusätzliche, flexible Nachfrage aus Sektorenkopplungsanlagen nur teilweise abgemildert werden können.

Die Wirtschaftlichkeit eines Großteils der Wind- und Solaranlagen im Stichjahr 2030 steht somit infrage. Für die Realisierbarkeit des in Abbildung 9 dargestellten EE-Zubaupfads ist die Fortführung bzw. Weiterentwicklung des EE-Förderregimes angesichts dieser Modellierungsergebnisse

<sup>21</sup> Aufgrund des starken Ausbaus der Wind- und Solarenergieleistung drängen 2030 in windigen und sonnigen Stunden besonders hohe Mengen an günstig verfügbarem Wind- und Solarstromangebot gleichzeitig auf den Strommarkt und führt zu sinkenden Strompreisen (Kannibalisierungs- oder Merit-Order-Effekt).

eine sehr zentrale Voraussetzung. Gleichzeitig stellt diese Stichjahranalyse explizit keine vollständige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dieser Anlagentypen über die Lebenszeit der Anlagen dar. Sie liefert eine stichpunktartige Bewertung der Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

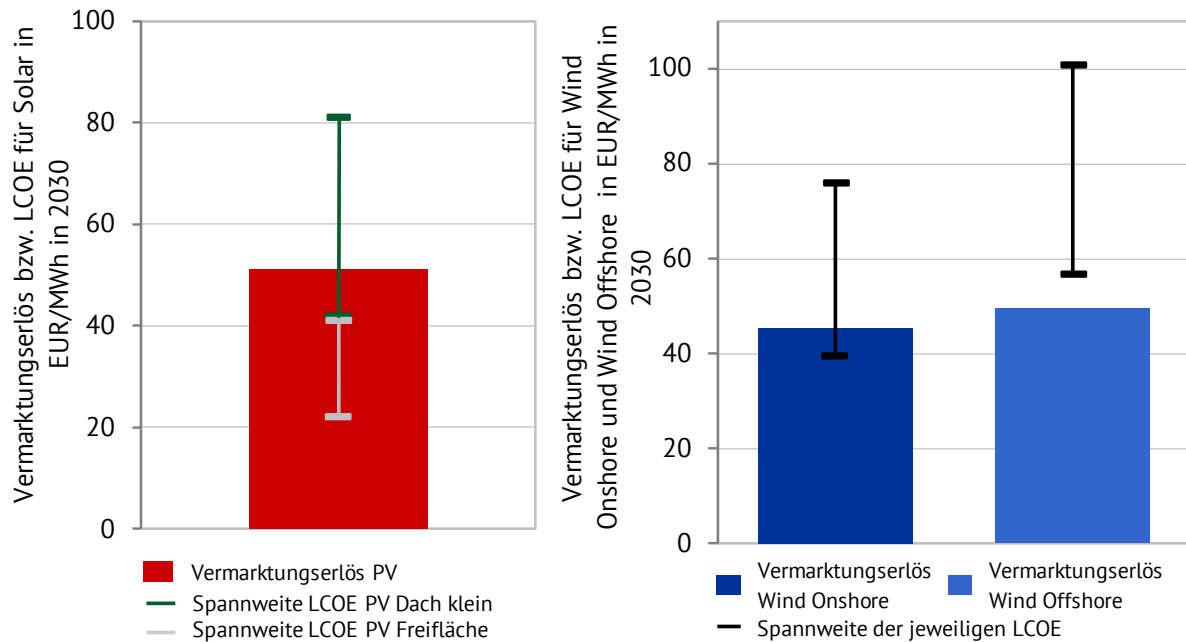


Abbildung 9: Vermarktungserlöse vs. Stromgestehungskosten (LCOE bzw. „Levelised Cost of Electricity“) für Solar-, Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in 2030 [Quelle: Vermarktungserlöse gemäß Szenariomodellierung Energy Brainpools, Stromgestehungskosten gemäß Fraunhofer ISE (2018, 2021)]

## 4.2. ZUBAU STEUERBARER ERZEUGUNGSLEISTUNG

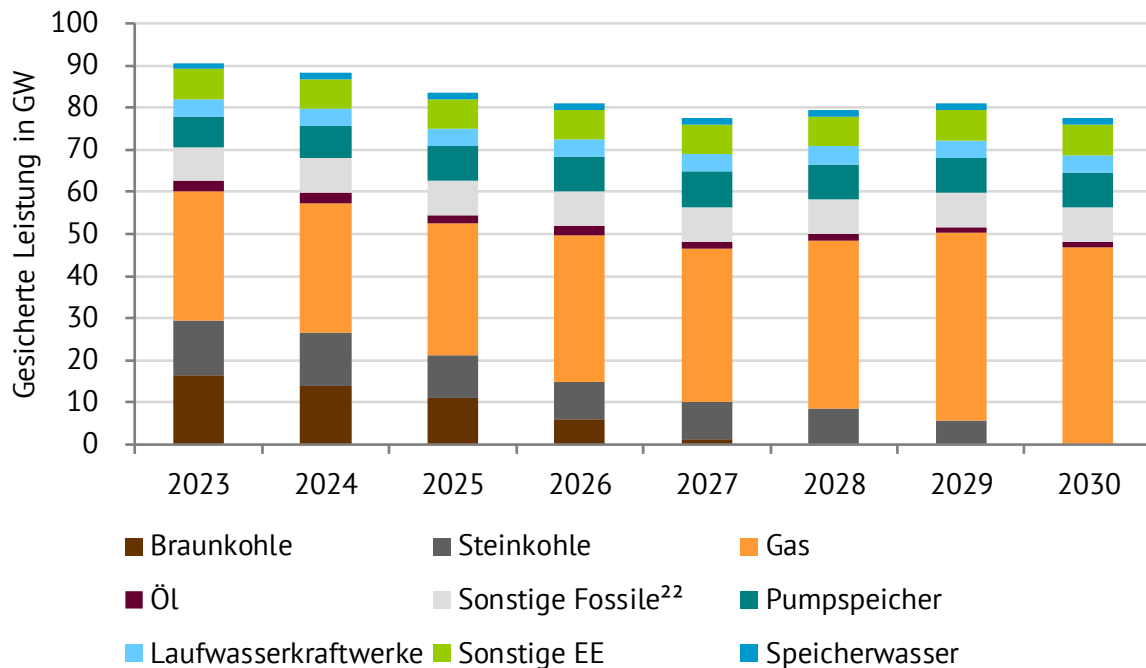


Abbildung 10: jährliche Entwicklung der steuerbaren Kraftwerksleistung am deutschen Strommarkt, inklusive Zubau von H<sub>2</sub>-ready Gaskraftwerken von 2023 bis 2030, im Szenario „IDK“ [Quelle: Szenariomodellierung Energy Brainpools]

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der gesicherten Kraftwerksleistung<sup>22</sup> am deutschen Strommarkt bis 2030 im Szenario „idealer Kohleausstieg (IDK)“. Dabei ist zu erkennen, dass der Kohleausstieg nur zu einem Teil durch den Zubau steuerbarer Kraftwerksleistung aufgefangen werden muss. Die notwendige steuerbare Kraftwerksleistung sinkt um 18 % von 91 GW in 2023 auf 78 GW bis 2030. Dies ist auf die Flexibilisierung der Nachfrage, den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien und der Grenzkuppelleitungen zurückzuführen. Dem Marktaustritt von 29 GW Braun- und Steinkohlekapazität steht der Zubau von insgesamt 16 GW an H<sub>2</sub>-ready Gaskraftwerksleistung gegenüber. Dies entspricht einer Steigerung der Gaskraftwerkskapazität um 52 % von 31 auf 47 GW. Diese Kraftwerke verfeuern ab Inbetriebnahme zunächst fossiles Erdgas und werden im Laufe ihrer Lebenszeit (jedoch erst nach 2030) auf die Verfeuerung grünen Wasserstoffs umgerüstet. Eine Diskussion der H<sub>2</sub>-Readiness ist Kapitel 6.2 zu entnehmen. Die Ableitung des Zubaupfads für Gaskraftwerke erfolgte modellseitig unter Maßgabe der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Bei einem Einsatz von Kraftwerken der Kapazitätsreserve oder

<sup>22</sup> Kraftwerke zur thermischen Abfallbeseitigung sind unter „sonstige Fossile“ aufgeführt.

Sicherheitsbereitschaft (in einigen Wetterjahren tritt dies im Modell auf) erfolgte nach spätestens vier Jahren ein Zubau von zusätzlichen Gaskraftwerken am Strommarkt, wodurch diese Reserveabrufe mittelfristig vermeidbar werden.

#### 4.3. AUSBAU DER SEKTORENKOPPLUNG

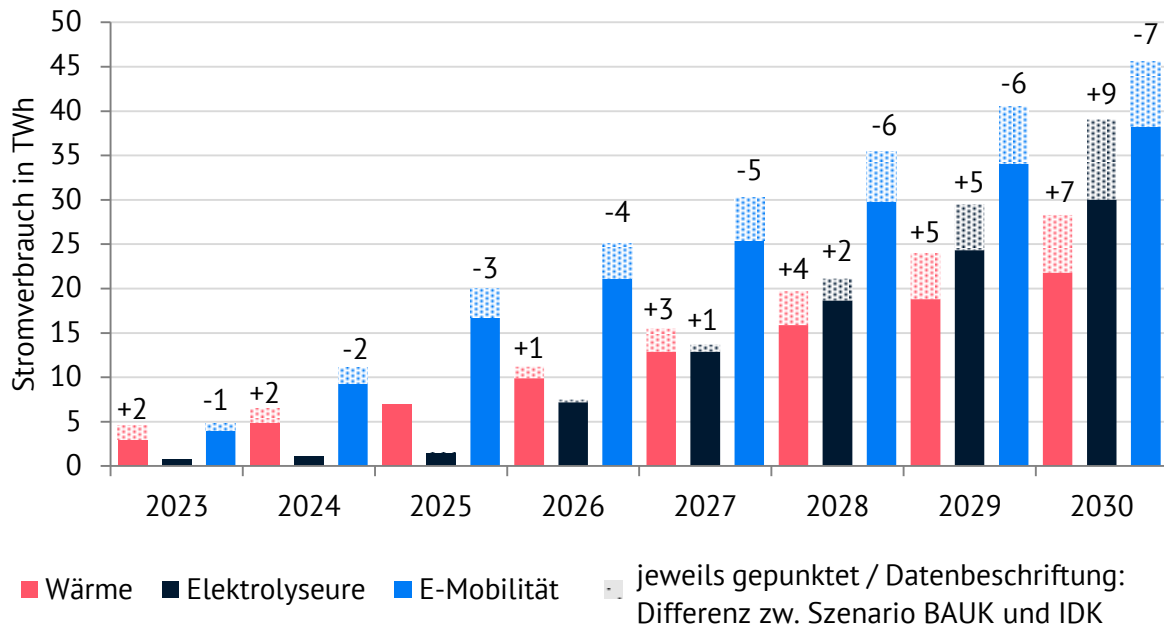


Abbildung 11: Jährlicher Zuwachs des flexiblen Stromverbrauchs aus E-Mobilität, Wärmeanwendungen, Elektrolyseure von 2023 bis 2030 in den Szenarien BAUK und IDK [Quelle: Energy Brainpool]

Hinsichtlich der Sektorenkopplung und Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors wurden die Pläne der Ampel-Koalition bei der Strommarktmodellierung berücksichtigt. Abbildung 11 vergleicht diesbezügliche Marktentwicklungen in den Szenarien „BAUK“ und „IDK“. Im Szenario „BAUK“ findet bis 2030 ein Anstieg auf 15 Millionen E-Pkw mit einem Stromverbrauch von 45 TWh Berücksichtigung, 10 GW Elektrolyseure erzeugen mit 3.000 Vollbenutzungsstunden rund 21 TWh Wasserstoff und Wärmepumpen und Power-to-Heat verbrauchen über 20 TWh Strom.

Das Szenario „IDK“ berücksichtigt darüber hinaus zusätzliche Maßnahmen im Bereich der Sektorenkopplung, die zu einem reduzierten Erdgasverbrauch und einer beschleunigten Energiewende beitragen sollen (vgl. Beschreibung der Maßnahmen in Kapitel 2.2).

Hierzu zählt einerseits der Ausbau von 10 GW zusätzlicher, besonders systemdienlicher Elektrolyseure bis 2030, die lediglich in den wind- und sonnenreichsten Stunden eines Jahres eingesetzt werden, um marktbasierenden Abregelungen von EE-Anlagen besser vorzubeugen. In 2030

produzieren diese Elektrolyseure in knapp 1.000 Betriebsstunden zusätzliche 6 TWh grünen Wasserstoffs, der zur Substitution von Gasen fossilen Ursprungs eingesetzt werden kann.

Zum anderen simuliert das Szenario „IDK“ die Effekte eines Tempolimits von 130 km/h auf Autobahnen sowie eines Umstiegs jeder 10. Autofahrt auf die Nutzung öffentlicher Verkehrsmittel bis 2030. Dadurch reduziert sich die Stromnachfrage der E-Mobilität im Vergleich zum Szenario „BAUK“ um 7 TWh.

Außerdem erfolgt im Szenario „IDK“ eine beschleunigte Wärmewende. Diese geht mit einer zusätzlichen Flexibilisierung der Wärmenetze sowie von zuvor wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) einher. Die zusätzliche Stromnachfrage der eingesetzten Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen beträgt in 2030 rund 7 TWh.

Dem Stromverbrauch dieser Technologien wurde innerhalb ihrer technischen Grenzen ein hohes Maß an Flexibilität unterstellt.<sup>23</sup> Dadurch kann die benötigte, kurzfristige Flexibilität am Strommarkt zum Ausgleich der Lastgradienten der Wind- und Solareinspeisung bereits durch diese flexiblen Lasten sowie durch Stromimporte und -exporte in ausreichendem Maße bereitgestellt werden. Eine strommarktorientierte Fahrweise von Batteriespeichern<sup>24</sup> ist deshalb nicht vorgesehen.

Darüber hinaus stellt Abbildung 12 die durchschnittlichen Strombezugskosten flexibler Sektorenkopplungstechnologien im Szenario „IDK“ während ihres Markthochlaufs für die Jahre 2025 und 2030 dar. Um den Wert der Flexibilität dieser Stromverbraucher zu quantifizieren, wurde je Technologie sowohl eine inflexible als auch eine flexible Fahrweise monetär bewertet.

---

<sup>23</sup> Die regulatorischen Rahmenbedingungen für eine solche Flexibilisierung sind aus heutiger Perspektive noch nicht gegeben, relevante politische Handlungsfelder werden in Kapitel 6.3 umrissen.

<sup>24</sup> Dennoch können Batteriespeicher im Rahmen von Systemdienstleistungen im zukünftigen Stromsystem eine Rolle spielen.

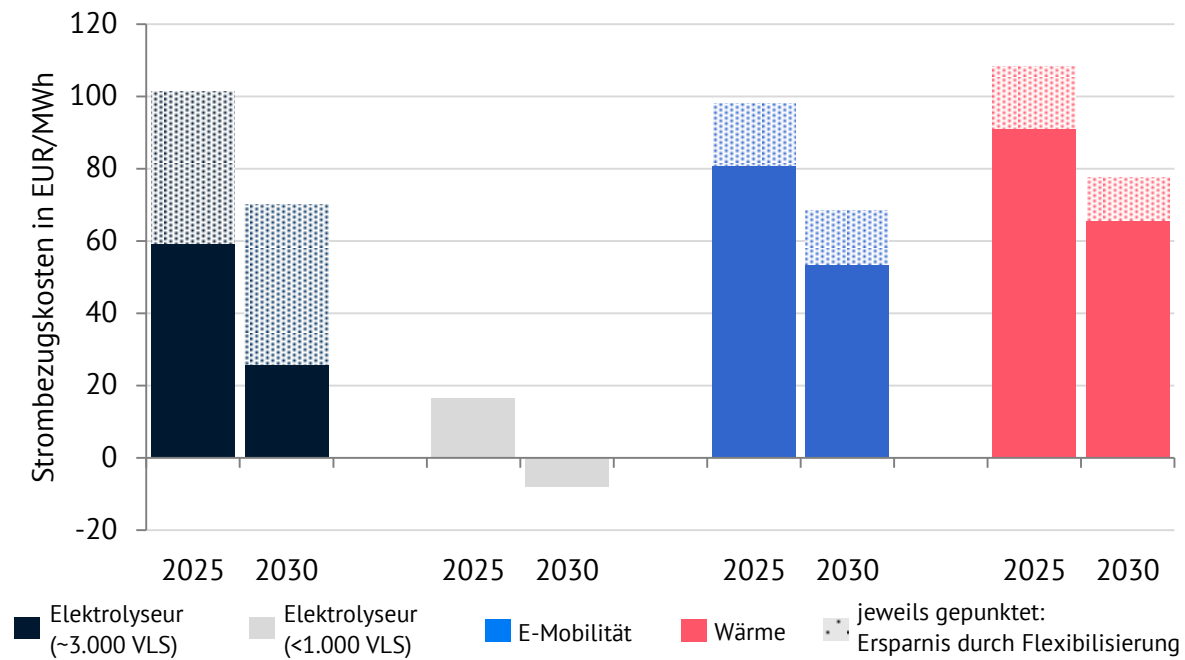


Abbildung 12: Strombezugskosten für Elektrolyseure, E-Mobilität und Wärmeanwendungen bei flexibler und inflexibler Fahrweise für 2025 und 2030 [Quelle: Szenariomodellierung Energy Brainpool]

Für alle drei betrachteten Technologien sinken die Strombezugskosten aufgrund des zunehmenden Ausbaus erneuerbarer Energien von 2025 bis 2030 deutlich. Während sich die Kosten bei inflexibler Fahrweise im Jahr 2025 noch zwischen 98 und 108 EUR/MWh bewegen, liegen sie 2030 nur noch zwischen 69 und 78 EUR/MWh. Diese Reduktion von 28 bis 31 % verhält sich proportional zur Reduktion des Strompreisniveaus in diesem Zeitraum.

Eine flexible Fahrweise bringt demgegenüber bereits 2025 eine deutliche Stromkostensparnis mit sich. Diese Ersparnis beim Stromeinkauf durch Flexibilisierung liegt für Wärmeanwendungen und die E-Mobilität in 2025 bei 16 bzw. 18 % und in 2030 bei 15 bzw. 22 % im Vergleich zu den Stromkosten für ein strompreisunabhängiges Verbrauchsprofil. Wie bereits bei der CO<sub>2</sub>-Intensität des Stromverbrauchs in Kapitel 3.2 profitiert allerdings auch hier die im Technologievergleich besonders flexible Elektrolyse am meisten davon, dass die Anzahl der Stunden mit sehr hoher Wind- und Solareinspeisung und sehr niedrigen Strompreisen bis 2030 stark zunimmt. Im Vergleich zu einer grundlastartigen Fahrweise reduzieren sich die Strombezugskosten flexibel eingesetzter Elektrolyseure mit rund 3.000 Volllaststunden (VLS) pro Jahr bereits 2025 um rund 42 %, bis 2030 steigt dieser Wert auf 63 % an.



Für besonders systemdienliche Elektrolyseure mit < 1.000 VLS ergeben sich darüber hinaus zusätzliche Reduktionspotenziale von 42 (2025) bzw. 48 % (2030). Aufgrund der Beschränkung ihres Strombezugs auf wenige Jahresstunden mit hohen Überschüssen aus erneuerbaren Energien (EE) und gleichzeitig stark steigender EE-Marktanteile erreichen diese Elektrolyseure bis ins Jahr 2030 sogar negative mittlere Strombezugpreise.<sup>25</sup>

Diese Größenordnungen verdeutlichen den hohen Wert der kurzfristigen Lastflexibilität bei hohen Marktanteilen fluktuierender erneuerbarer Energien.

---

<sup>25</sup> Ein maßgeblicher Einflussfaktor für die Anzahl und Höhe negativer Strompreise ist der Anteil der EE-Anlagen, die ihren Strom aufgrund eines arbeitspreisbasierten Förderregimes (Fördersatz in EUR/MWh) auch zu negativen Preisen vermarkten. Aufgrund der zunehmenden Wirtschaftlichkeit förderfreier Solarparks und der zu erwartenden Wind Onshore-Leistung, die nach EEG-Förderende für wenige Jahre weiterbetrieben werden wird, sinkt dieser Anteil im Modell bis 2030 auf 92 (PV) bzw. 91 % (Wind).

## 5. WELCHEN EINFLUSS HAT DER KOHLEAUSSTIEG AUF DEN ERDGASVERBRAUCH?

---

### 5.1. ENTWICKLUNG DES ERDGASVERBRAUCHS IM STROMSEKTOR BIS 2030

Wie in Kapitel 2 beschrieben, leisten Gaskraftwerke im Stromsektor einen zentralen Beitrag zur stromseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland. Um das Ziel eines klimaneutralen Stromsektors zu erreichen, können sie ab einem gewissen Zeitpunkt in der Zukunft mit klimaneutral hergestellten Synthesegasen befeuert werden. Insofern bleibt der sukzessive Ersatz der Kohlekraftwerksleistung sowohl durch eine höhere Auslastung bestehender, als auch durch den Zubau neuer Gaskraftwerke auf dem Weg zur Klimaneutralität eine langfristig unumgängliche Maßnahme. Mit einher geht die Erhöhung des Gasverbrauchs im Stromsektor bis zur sukzessiven Umstellung auf klimaneutrale Gase schwierig zu vermeiden.

Angesichts des energiepolitischen Teilziels, den deutschen Gasverbrauch schnellstmöglich zu senken, um unabhängig von russischen Erdgaslieferungen zu werden, stellt sich deshalb vor allem die Frage des „Timings“ des Ersatzes der Kohle durch Gas im Stromsektor. Die Jahre bis 2030 lassen sich hier grob in drei Phasen einteilen. Die geopolitische Bedeutung einer Reduktion des Erdgasverbrauchs nimmt dabei im Zeitverlauf ab<sup>26</sup>:

- **Phase 1 (bis Sommer 2024):** Sowohl Deutschland als auch die EU bleiben abhängig von russischen Erdgaslieferungen
- **Phase 2 (Sommer 2024 bis 2027):** Deutschland ist unabhängig von russischem Erdgas, andere EU-Länder aber noch nicht.
- **Phase 3 (ab 2027):** Deutschland und die EU sind unabhängig von russischem Erdgas.

In beiden betrachteten Szenarien führt der zugrunde gelegte Kohleausstieg zu einer erheblichen Erhöhung des Erdgasverbrauchs im Stromsektor (vgl. Abbildung 13). So steigt der Verbrauch im Szenario BAUK bis zum Jahr 2030 um 40 TWh bzw. 18 % gegenüber 2020 an.<sup>27</sup> Folgt man dem idealen Kohleausstiegspfad IDK, so sind es 65 TWh bzw. 29 % Steigerung im Vergleich zum stromsektorspezifischen Erdgasverbrauch in 2020. Bezogen auf den sektorübergreifenden

---

<sup>26</sup> Stand Anfang Mai 2022 (zum Zeitpunkt der Redaktion dieser Studie)

<sup>27</sup> Als Ausgangswert für den deutschen Erdgasverbrauch in 2020 und als methodische Grundlage für die szenariobasierte Berechnung des Verbrauchs bis 2030 dienen dabei die Daten der europäischen Statistikbehörde EUROSTAT zur deutschen Energiebilanz (Eurostat, 2022). Die relative, jährliche Veränderung des modellinhärenten Gasverbrauchs wird dabei auf die absolute Größenordnung des Ausgangswerts von Eurostat für 2020 kalibriert (223 TWh). Analog zu Kapitel 2.1 bezieht sich der angegebene Energiegehalt des Erdgases in TWh dabei stets auf den Heizwert.

Gesamtverbrauch an Erdgas in Deutschland in 2020 (875 TWh) würden die modellierten Szenarien Steigerungen von rund 5 % (BAUK) bzw. 7 % (IDK) nach sich ziehen. Die Erhöhung tritt jedoch fast ausschließlich in Phase 3 auf (ab 2027), in der Deutschland und die EU bereits vollständig unabhängig von russischem Erdgas sein wollen. Ein erhöhter Gasbedarf dürfte sich in dieser späten Phase einfacher durch zusätzliche Beschaffungsmengen am Weltmarkt decken lassen. In den kritischen Jahren 2023 bis 2026 sinkt der Gasverbrauch gegenüber 2020, trotz Kohleausstieg.

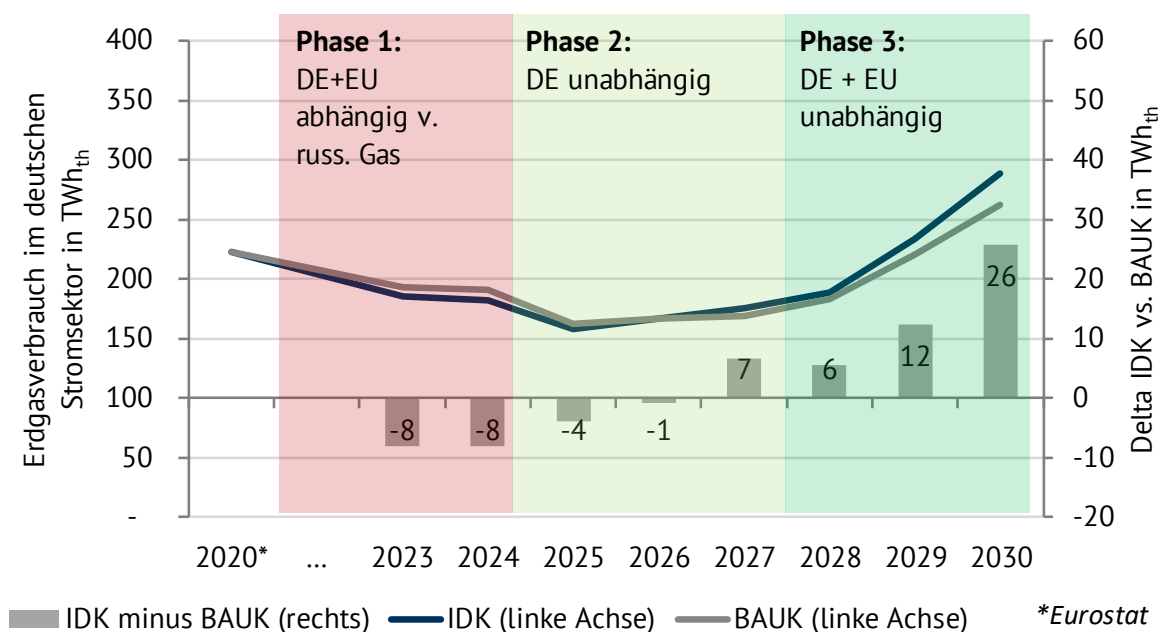


Abbildung 13: Entwicklung des Erdgasverbrauchs im deutschen Stromsektor bis 2030, in den Szenarien Szenario „Business as usual Kohleausstieg (BAUK)“ und „idealer Kohleausstieg (IDK)“ [Quelle: Szenariomodellierung Energy Brainpool]

### Phase 1

Aus geopolitischer Sicht sind Einsparungen beim Erdgasverbrauch in Phase 1 besonders wichtig, da diese Mengen die Reduktion der Abhängigkeit Deutschlands von russischen Gasimporten erschweren. Aufgrund des starken Anstiegs der Gaspreise seit Mitte 2021 im Vergleich zu 2020 und des damit verbundenen Merit-Order-Effekts<sup>28</sup> sorgt der Markt in dieser Phase bereits für erhebliche Erdgaseinsparungen. Der stromsektorspezifische Erdgasverbrauch liegt in 2023 bereits 13 % (BAUK) bzw. 16 % (IDK) unter dem Wert von 2020. Dieser Trend setzt sich trotz Kohleausstieg bis in Phase 2 fort.

<sup>28</sup> Durch die hohen Brennstoffkosten werden Gaskraftwerke aus dem Markt „gedrängt“ und nur in Zeiten eingesetzt, in denen alle günstiger produzierenden Kraftwerke bereits voll ausgelastet sind.

Die Entwicklung der Jahre 2021 und 2022 bleibt jedoch unklar, da zum Redaktionszeitpunkt dieser Studie (Anfang Mai 2022) keine statistischen Erhebungsdaten in ausreichender Datenqualität vorliegen, die hierfür einen aussagekräftigen Benchmark ermöglichen. Angesichts der Entwicklung der Spot- und Terminpreise für Erdgaslieferungen einerseits, und des fortschreitenden Kohle- und Kernkraftausstiegs in 2021 und 2022 andererseits, ist es denkbar, dass der jährliche Gasverbrauch von 2020 bis 2022 sinkt und von 2022 auf 2023 stagniert oder leicht ansteigt.<sup>29</sup>

Im Szenariovergleich führen insbesondere die im Rahmen des vorgeschlagenen, idealen Kohleausstiegs (IDK) modellierten Maßnahmen zur Beschleunigung der Wärmewende (vgl. 2.2 und 3.1) zu einem in 2023 und 2024 jeweils um 8 TWh reduzierten Erdgasverbrauch gegenüber dem „business as usual“-Kohleausstieg (BAUK). Als Anteil des gesamten deutschen Erdgasverbrauchs in 2020 (875 TWh) würde diese Reduktion jedoch nur 1 % ausmachen.

Darüber hinaus sinkt im Szenario IDK verglichen mit BAUK in der kritischen Phase 1 nicht nur der Erdgasverbrauch, sondern aufgrund der veränderten Kraftwerksreihenfolge (frühere Braunkohle-, spätere Steinkohleabschaltungen) gleichzeitig auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen.

### *Phase 2*

Der fortschreitende Kohleausstieg führt in beiden Szenarien erst ab 2026 zu steigenden Erdgasverbräuchen. Der Vorschlag zum idealen Kohleausstieg (IDK) fokussiert sich zunächst auf die Optimierung der Ausstiegsreihenfolge der Kraftwerke und erst in den späteren Jahren erfolgen kohlekraftwerkstypübergreifende Stilllegungen, die in ihrem Umfang deutlich über das Szenario BAUK hinausgehen. Erst gegen Ende der Phase 2, ab 2027, führen diese zusätzlichen Stilllegungen deshalb zunehmend dazu, dass die damit einhergehende Erhöhung des Erdgasverbrauchs in Gaskraftwerken die erdgasreduzierenden Maßnahmen im Szenario IDK ausgleicht und der jährliche Erdgasverbrauch in IDK über BAUK liegt.

### *Phase 3*

In Phase 3 verstärken sich beide Effekte. Einerseits nimmt der Erdgasverbrauch in beiden Szenarien stark zu (BAUK: + 55 %, IDK: +64 %). Andererseits führt der ambitioniertere Kohleausstieg im Szenario IDK zu insgesamt 44 TWh mehr Erdgasverbrauch. Geht man von einer Erreichung

---

<sup>29</sup> Zum Redaktionszeitpunkt (Anfang Mai 2022) ist ein extrem starker Anstieg des Gaspreises am deutschen Spot- und Terminmarkt von Anfang 2021 bis zum Jahresende 2022 zu beobachten, ehe der Preis in 2023 auf hohem Niveau stagniert bzw. leicht sinkt.

der Importunabhängigkeitsziele aus, so erscheint diese Erhöhung in Phase 3 geopolitisch weniger problematisch.

#### *Fazit: IDK vs. BAUK*

Betrachtet man den Unterschied kumuliert über die Jahre 2023 bis 2030, so liegt IDK mit 29 TWh zusätzlichem Erdgasverbrauch (2 %) zwar geringfügig über BAUK. Aufgrund des leicht reduzierten Verbrauchs in der kritischen Phase 1 dürfte IDK aus geopolitischer Sicht dennoch zu bevorzugen sein. Die grundsätzlich mit einem Kohleausstieg verbundene Erhöhung des Erdgasverbrauchs im Stromsektor im Vergleich zu heute lässt sich jedoch auch mit den Maßnahmen in IDK nicht vermeiden.

## 5.2. WÜRD EINE VERZÖGERUNG DES KOHLEAUSSTIEGS BIS 2024 HELFEN?

Da die Unabhängigkeit Deutschlands von russischen Gasimporten erst für Sommer 2024 avisiert wird, könnte eine Verzögerung des Kohleausstiegs bis zu diesem Zeitpunkt einen Beitrag zur Reduktion der Abhängigkeit leisten. Die Auswirkungen eines „verzögerten idealen Kohleausstiegs“ (Szenario „VIDK“) werden deshalb nachfolgend untersucht. In diesem Szenario werden die im Rahmen des idealen Kohleausstiegs<sup>30</sup> geplanten Abschaltungen von Braun- und Steinkohlekraftwerken für 2023 bis 2024 auf das zweite Halbjahr 2024 verschoben und die Anlagen nehmen weiter am Strommarkt teil (vgl. Abbildung 14). Dadurch bleiben bis Sommer 2024 im Vergleich zum Szenario „IDK“ rund 3,3 GW an Steinkohle- und 4,2 GW Braunkohlekraftwerksleistung zusätzlich am Markt.

Die bereits zur Abschaltung von 15.11.2021 bis Ende 2022 vorgesehenen Kohlekraftwerke werden angesichts der anzunehmenden, fortgeschrittenen Vorbereitungen zur Stilllegung bis 2024 vorübergehend in die Kapazitätsreserve bzw. Sicherheitsbereitschaft überführt und bleiben dem Stromsystem für den Fall extremer Knappheitssituationen erhalten (1,5 GW Braunkohle und 1,6 GW Steinkohle). Ab 2025 wird der ideale Kohleausstieg gemäß Abschaltliste (vgl. 6.2) fortgesetzt. Abbildung 14 zeigt den Verlauf der im Jahresmittel installierten Kohlekraftwerksleistung des Szenarios „VIDK“ verglichen mit „IDK“.

---

<sup>30</sup> Vgl. Kapitel 3.1 bzw. 7.2

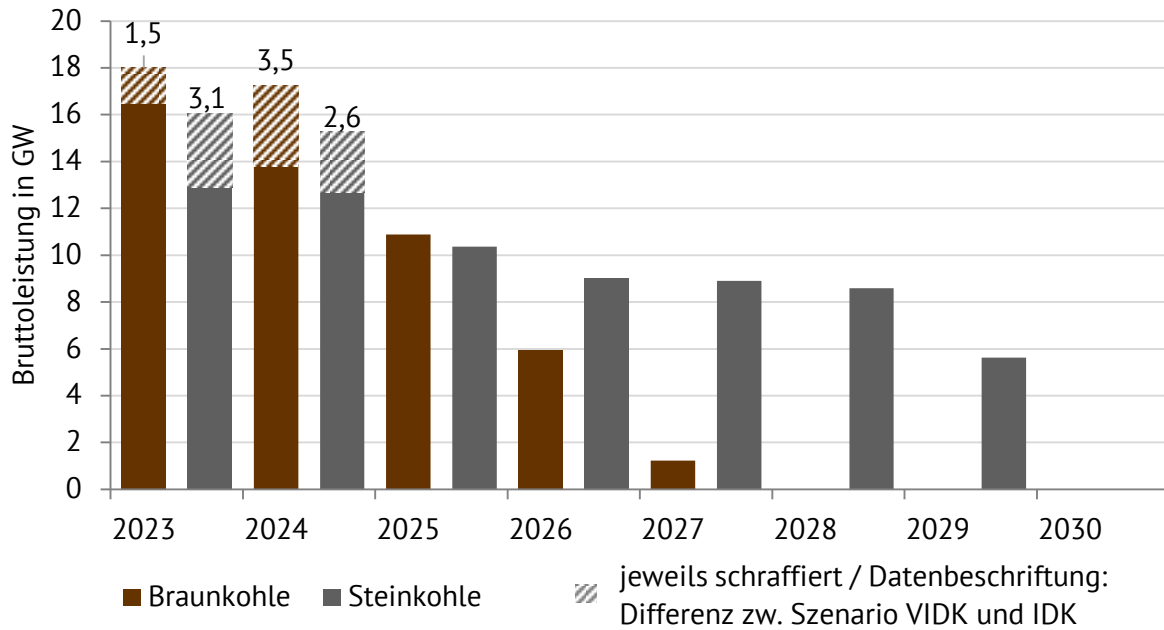


Abbildung 14: im Jahresmittel install. Leistung d. Kohlekraft im Vergleich der Szenarien „verzögerter idealer Kohleausstieg (VIDK)“ vs. „idealer Kohleausstieg (IDK)“ von 2023 bis 2030 [Quelle: Energy Brainpool]

Die Ergebnisse der Szenariomodellierung zeigen an, dass sich aufgrund dieser Verzögerung des Kohleausstiegs in den Jahren 2023 und 2024 eine zusätzliche Ersparnis von kumuliert 11 TWh Erdgas erreichen lässt (vgl. Abbildung 15). Gegenüber einem „business as usual“-Kohleausstieg werden somit 7 % eingespart, gegenüber dem idealen Kohleausstieg 3 %. Dabei wird in 2024 die höchste jährliche Reduktion von 6 TWh erreicht. Im Vergleich zu den in 2020 angefallenen 223 TWh Erdgasverbrauch im Stromsektor bzw. 875 TWh in allen Sektoren erscheint diese Ersparnis jedoch eher geringfügig (Stromsektor: -3 %; sektorübergreifend: -1 %).

Demgegenüber ist in Abbildung 16 zu erkennen, dass diese Reduktion mit einer vergleichsweise starken Erhöhung der bis 2030 anfallenden CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor einherginge. Diese beträgt in 2023 und 2024 kumuliert rund 55 Mt CO<sub>2</sub>e. Die Ersparnis des idealen gegenüber eines „business as usual“ Kohleausstiegs würde dadurch um 18 % verringert und betrüge im Falle einer Verzögerung noch 256 Mt CO<sub>2</sub>e. Die simulierte Verzögerung des Kohleausstiegs ergibt somit eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 5 Mt pro TWh eingesparten Erdgases.

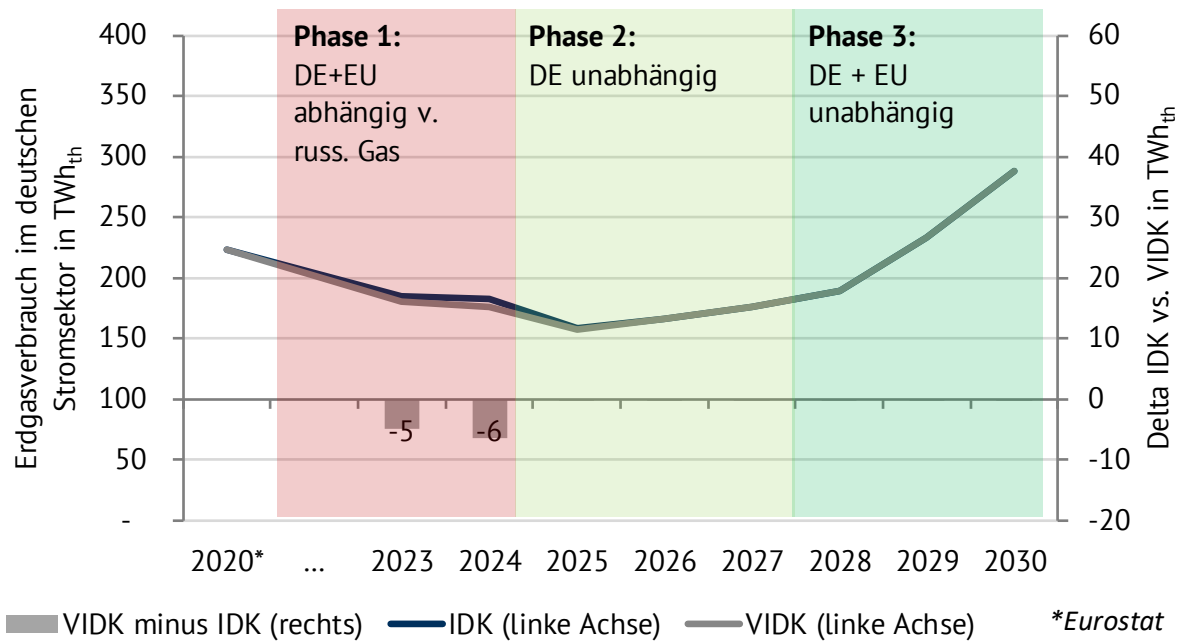


Abbildung 15: Entwicklung des Erdgasverbrauchs im Stromsektor in den Szenarien „verzögerter idealer Kohleausstieg (VIDK)“ und „idealer Kohleausstieg (IDK)“ von 2023 bis 2030 [Quelle: Energy Brainpool]

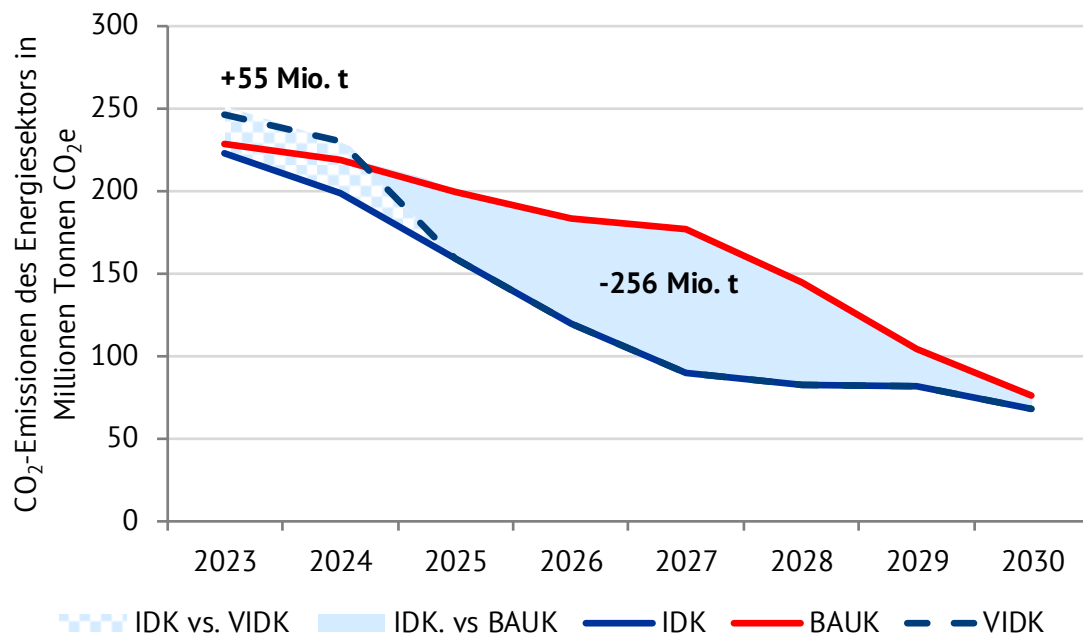


Abbildung 16: zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor bei Verzögerung des idealen Kohleausstiegs (Szenario „VIDK“) bis Anfang 2025

## 6. POLITISCHE HANDLUNGSFELDER ZUR UMSETZUNG DER STROMMARKT-SZENARIEN

---

Um die zuvor dargestellten Modellergebnisse für einen idealen Kohleausstieg zu erreichen, sind politische Weichenstellungen erforderlich. Dafür können bestehende und neue politische Instrumente genutzt werden. Zu den Handlungsfeldern betreffend des Stromsektors zählen insbesondere der EE-Ausbau, die Umstellung des Brennstoffs bei Gaskraftwerken hin zu grünem Wasserstoff („H<sub>2</sub>-Readiness“), die Flexibilisierung der Stromnachfrage sowie Maßnahmen zur Begleitung des Kohleausstiegs.

### 6.1. ZUBAU ERNEUERBARER ENERGIEEN

Dank des EEG gab es in den letzten 20 Jahren einen stetigen Zubau von EE-Anlagen, sodass Ende 2021 eine installierte Kapazität von knapp 59 GW für PV und rund 64 GW für Wind erreicht wurde. Ein weiterer und im Vergleich zu den Vorjahren deutlich beschleunigter Zubau ist zur Erreichung der EE-Ziele 2030 jedoch unumgänglich.

#### *Politische Handlungsfelder zur Stärkung des Zubaus von Großanlagen*

Ein zentrales Handlungsfeld zur Sicherstellung des erforderlichen Zubaus ist das EE-Förderregime. Das Modell der Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie und Ermittlung des Referenzerlöses in ct/kWh über Ausschreibungen hat für PV und Wind unterschiedlich gut funktioniert. Bei PV-Anlagen waren alle Ausschreibungen deutlich überdeckt, d. h. das Volumen der eingereichten Gebote hat das Ausschreibungsvolumen teilweise mehrfach überstiegen (vgl. Abbildung 17). Im Gegensatz dazu waren die Ausschreibungen für Onshore-Windenergieanlagen in den letzten Jahren bis auf wenige Ausnahmen massiv unterdeckt. Grund hierfür sind vor allem langwierige Genehmigungsprozesse und juristische Verfahren, bei denen es häufig um Naturschutz und Belange der Anwohnenden ging. So gab es zu wenige Projekte, die überhaupt an den Ausschreibungen teilnehmen konnten. In Summe wurden in den Windausschreibungen von 2018 bis 2021 nur 80 % des ausgeschriebenen Volumens durch Gebote gedeckt. Bei PV-Freiflächen waren es 272 %.



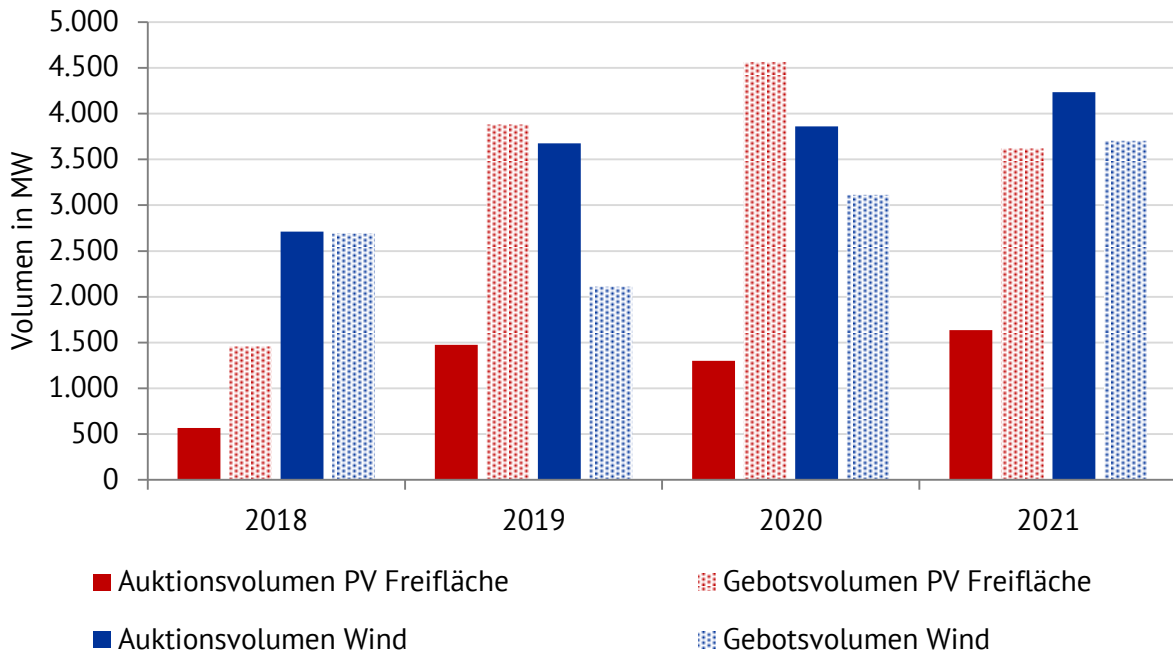


Abbildung 17: Ausschreibungen bei PV und Wind, Verhältnis der Volumina [Quelle: BNetzA 2022]

Die Europäische Kommission hat in den neuesten Klima-, Umwelt- und Energie-Beihilfeleitlinien (KUEBLL) des Jahres 2021 Ausschreibungen als das zentrale Instrument aufgeführt, mit dem Förderhöhen für EE-Anlagen zu bestimmen sind.<sup>31</sup> Die EU gibt außerdem vor, dass Ausschreibungen technologieneutral sein sollen, was im deutschen EEG so nicht umgesetzt ist. Doch auch hier kann in begründeten Fällen abgewichen werden. Insgesamt orientieren sich diese Beihilferichtlinien stark an den Ideen aus dem Green Deal und den Vorgaben des EU-Klimagesetzes, sodass auch nationale Förderbedingungen darauf auszurichten sind.

Für Deutschland könnten die Ausschreibungen gestärkt und ausgebaut werden. Insbesondere für PV-Freiflächenanlagen erscheint es aufgrund der bisher hohen Überdeckung der Ausschreibungen sehr gut möglich, mehr Volumen zu bezuschlagen. Bei Windenergieanlagen dürfte sich eine alleinige Erhöhung der Ausschreibungsmengen angesichts der bisherigen Unterdeckungen als nicht ausreichend erweisen. Hier steht die Erhöhung der Flächenverfügbarkeit und Vereinfachungen des rechtlichen Rahmens im Genehmigungsprozess im Vordergrund.

Neben der Weiterentwicklung des Ausschreibungsmodells bietet die Flankierung von langfristigen Grünstromlieferverträgen („Power Purchase Agreements“ bzw. PPA) außerhalb des EEG ein

<sup>31</sup> Ausnahmen gibt es für Klein- oder Pilotanlagen. Als Kleinanlagen definiert sind Anlagen mit installierter Leistung < 1 MW, außer bei EE-Anlagen im Besitz von EE-Gemeinschaften (< 6 MW, bzw. < 18 MW für Windenergieanlagen).

weiteres Handlungsfeld, um avisierte Zubauraten sicherzustellen. Zu den diesbezüglich diskutierten Maßnahmen gehören die Einführung einer staatlichen PPA-Ausfallbürgschaft analog zur Hermes-Exportbürgschaft, die Bereitstellung langfristiger KfW-Kredite und Steuervergünstigungen für PPA-Strombezugsmengen. Die im Koalitionsvertrag vereinbarte Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises von 60 EUR/t stellt eine weitere Maßnahme dar, die die Finanzierung förderfreier EE-Projekte erleichtern dürfte.

Im Vergleich zum EE-Zubau innerhalb des EEG stellt der PPA-finanzierte Zubau an Neuanlagen in Deutschland bisher jedoch weiterhin eine Marktnische dar. So wurden seit 2019 bisher lediglich rund 1,2 GW installierter Solarleistung und keine nennenswerte Windenergieleistung außerhalb des EEG zugebaut (Energy Brainpool, 2021). Bei der Solarenergie liegt dies vor allem an der Attraktivität einer Risikoabsicherung über einen EEG-Ausschreibungszuschlag, bei der Windenergie an den im Vergleich zur langfristigen Marktpreisentwicklung hohen Stromgestehungskosten. Vielmehr eignen sich PPA-Modelle aktuell zur Finanzierung des Weiterbetriebs ausgeförderter Anlagen (insbesondere Onshore-Windanlagen, über 1,5 GW über PPA finanziert) sowie zur Erläsoptimierung für Bestandsanlagen mit EEG-Förderanspruch, die das Fördersystem vorzeitig oder zwischenzeitlich verlassen (v. a. PV- und Offshore-Windanlagen). Im Sinne der weiteren Marktintegration erneuerbarer Energien ist denkbar, dass die Sicherstellung des EE-Zubaus durch ausreichende Refinanzierungsmöglichkeiten insbesondere im Großanlagenbereich zukünftig verstärkt durch ein Zusammenspiel aus Förderregime und PPA-Vermarktung erfolgt.

#### *Politische Handlungsfelder zur Stärkung des Zubaus von Kleinanlagen*

Neben den Ausschreibungen für Großanlagen steht angesichts der hohen erforderlichen PV-Zubaurate insbesondere auch das Segment kleinerer PV-Anlagen im Fokus. Besondere Vorteile eines verstärkten Zubaus in diesem Segment bieten sich aufgrund der Möglichkeiten zur bürgerlichen Teilhabe an der Energiewende sowie der damit einhergehenden Mobilisierung von privatem Investitionskapital und Begrenzung des Naturflächenverbrauchs der Energiewende.

Wir schätzen das Ausbaupotenzial für PV-Kleinanlagen bis 100 kWp auf deutschen Dachflächen auf rund 140 GWp installierte Leistung für das Jahr 2030 (Energy Brainpool, 2020). Laut EEG 2021 sollen bis 2028 mehr als die Hälfte der zuzubauenden Kapazität aus denjenigen PV-Anlagen bis 750 kWp kommen, die nicht verpflichtend an Ausschreibungen teilnehmen müssen.

Diese Anlagen erhalten aktuell eine feste Einspeisevergütung, die administrativ festgelegt wird und sich an den Stromgestehungskosten für die jeweiligen Anlagengrößen und den vermiedenen Kosten durch Eigenverbrauch orientiert. Ihre Erlöse aus der Stromeinspeisung ins öffentliche Netz sind damit unabhängig von den Großhandelspreisen am Strommarkt. Aufgrund des hohen Strompreisniveaus wäre die Einspeisung kürzlich installierter Kleinanlagen zu Marktpreisen aktuell jedoch bereits wirtschaftlicher als die feste Einspeisevergütung (Netztransparenz, 2022; Solaranlagenportal, 2022).<sup>32</sup> Insofern zur Refinanzierung von Investitionen in erneuerbare Energien zukünftig verstärkt auf das Instrument der CO<sub>2</sub>-Bepreisung gesetzt wird, könnte deshalb eine zunehmende Marktintegration auch für Kleinanlagen an politischer Relevanz gewinnen. Auf diese Weise würde der Lenkungseffekt steigender CO<sub>2</sub>- und damit Strompreise verstärkt auch bei Kleinanlageninvestoren ankommen.

Neben der Vergütung der Netzeinspeisung leisten jedoch insbesondere Prosuming-Modelle, die einen Verbrauch dezentral erzeugter Strommengen vor dem Netzanschlusspunkt ermöglichen, bereits heute einen signifikanten Beitrag zur Refinanzierung von PV-Kleinanlagen. Die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen führen seit einigen Jahren allerdings dazu, dass dezentrale Stromerzeugungsanlagen vorrangig als alleinstehende Investitionen auf Basis von Stromnebenkostenbefreiungen errichtet und in ihrer Größe lediglich auf den Stromverbrauch des Anlagenbesitzers dimensioniert wurden (Eigenverbrauchsoptimierung). Hierdurch können volkswirtschaftliche und systemtechnische Ineffizienzen entstehen, da Dachflächen-, Investitions- und Netzoptimierungspotentiale ungenutzt bleiben. Ein bedeutendes politisches Handlungsfeld stellt daher die Ausweitung der Prosuming-Möglichkeiten auf weitere Anwendungsfälle dar. Hierzu zählen die Belieferung Dritter, Areal- und Quartierslösungen sowie im weiteren Sinne die gemeinsame Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer Netzebene in EE-Gemeinschaften („Renewable Energy Communities“). Insbesondere die Vorgaben der EE-Richtlinie der EU (auch: RED-II) zur Ermöglichung von EE-Gemeinschaften wurden in Deutschland bisher noch nicht vollständig umgesetzt.<sup>33</sup>

<sup>32</sup> Z. B. Monatsmarktwert Januar 2022: 17,8 ct/kWh, Jahresmarktwert 2021: 7,55 ct/kWh, Einspeisevergütung für PV-Kleinstanlagen bis 10 kWp (Inbetriebnahme ab Juli 2021: < 7,50 ct/kWh (Quelle: Netztransparenz 2022, Solaranlagenportal 2022)

<sup>33</sup> Die hierzulande bestehenden Bürgerenergiegenossenschaften dürfen zwar gemeinsam Strom produzieren, aber nicht gemeinsam verbrauchen.

Sowohl eine Stärkung der Marktintegration als auch von Prosuming-Modellen gehen jedoch mit Berührungspunkten zu Fragen der Steuer- und Messtechnik, des Datenaustausches und der Bilanzierung einher. Eine Adressierung dieser Fragen ist für die Realisierung des Zubaupotenzials in diesem Segment unumgänglich.

Über Stellschrauben der Stromvermarktung hinaus hat zudem eine mögliche Einbaupflicht von PV-Anlagen als politisches Handlungsfeld in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen und wurde in einigen Bundesländern bereits eingeführt. Baumaßnahmen sind grundsätzlich Ländersache, insofern ist eine bundeseinheitliche Regelung eher schwierig durchzusetzen. Eine Einbaupflicht von PV-Anlagen kann für unterschiedliche Arten von Gebäuden oder Flächen in unterschiedlichen Situationen eingeführt werden (vgl. Tabelle 2).

Alternativ oder zusätzlich zur Einbaupflicht hat das Umweltbundesamt zudem eine Katasterpflicht vorgeschlagen (UBA, 2020). Entweder das Dach wird selbst genutzt oder der Gebäudebesitzer stellt es anderen zur Verfügung, die gegen eine Pachtgebühr auf dem Dach eine PV-Anlage errichten und betreiben.

Tabelle 2: ausgewählte Optionen zur Einbaupflicht von PV-Anlagen

	ART	SITUATION
<b>Gebäude</b>	Privater Besitz/im Besitz eines Gewerbes	Neubau
	Wohngebäude/Nicht-Wohngebäude	Sanierung Dach
	Parkhaus	Sanierung Fassade
<b>Flächen</b>	Parkplatzfläche (zu überdachen)	Neubau
	Seefläche (Baggersee, Kiesgrube, etc.)	Bestand
	Lärmschutzwände	

## 6.2. H<sub>2</sub>-READINESS VON GASKRAFTWERKEN

Das Thema Wasserstoff und dessen Einsatz in verschiedenen Sektoren wird derzeit sowohl in Deutschland als auch auf europäischer Ebene intensiv diskutiert. Um Gaskraftwerke langfristig für den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff als Brennstoff vorzubereiten, gibt es mehrere politische Stellschrauben.

### *Aktueller Stand zur technischen Umsetzung*

Diskutiert wird, ob Wasserstoff dem Erdgas in einem gemeinsamen Netz beigemischt oder in getrennten Netzen transportiert und verteilt werden soll. Die Beimischung ist nach heutigem

Stand der Technik für bestimmte Verbrauchsgeräte nur begrenzt möglich. Eine Gasturbine kann zum Beispiel ohne weitere Anpassungen nur bis zu 1 %, mit Anpassungen (Umrüstung der Brennkammer) bis zu 30 % Wasserstoffbeimischung verarbeiten (Fraunhofer IEE, 2022). Mehrere Hersteller von Gasturbinen und Gasmotoren (u. a. Siemens, Kawasaki, MAN) arbeiten an H<sub>2</sub>-ready Anlagen, die höhere Beimischungen bis zu 100 % Wasserstoff vertragen. Passend dazu hat der TÜV Süd ein dreistufiges Zertifizierungssystem für die „H<sub>2</sub>-Readiness“ entworfen. Diese Stufen bestehen aus dem „Concept Certificate“ (konzeptionelle Auslegung im Neubau), aus dem „Project Certificate“ (Umsetzungsphase, Anlagenauslegung im Neubau) und dem „Transition Certificate“ (Umrüstung bestehender GuD-Kraftwerke). Im Rahmen der Verhandlungen zur EU-Taxonomie für nachhaltige Investitionen im ersten Halbjahr 2022 enthielten zudem einige Entwurfsfassungen Vorgaben, dass für bis 2030 neu installierte Gaskraftwerke ab gewissen Zieljahren in der Zukunft eine prozentuale Beimischung CO<sub>2</sub>-freier Kraftstoffe zu erzielen ist. Zu den diskutierten Zieljahren zählen die Jahre 2026 bis 2040 (Europäische Kommission, 2021). Im Sinne einer konservativen Bewertung des CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzials des vorgeschlagenen Kohleausstiegs wird in den Strommarktszenarien dieser Studie jedoch angenommen, dass es bis zum Jahr 2030 zu keiner Verfeuerung grünen Wasserstoffs oder entsprechender Derivatprodukte in Gaskraftwerken kommt.

Staatliche Förderprogramme für Forschung und Entwicklung wären eine Möglichkeit, die Marktreife solcher Anlagen zügig zu erreichen. Darüber hinaus können auch Beimischungspflichten oder Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke als harte Kriterien für eine Betriebsgenehmigung eingeführt werden (nicht nur für die Kategorisierung als nachhaltiges Investment).

Dennoch bleibt insbesondere ein Gasnetz mit beigemischtem Wasserstoff eine Herausforderung, denn die dezentrale Einspeisung von grünem Wasserstoff, der fluktuierend in Kopplung mit der EE-Erzeugung produziert und ins Netz eingeleitet wird, führt zu erheblichen Schwankungen des Mischungsverhältnisses im Gasnetz. Dies verhindert den Einsatz in Verbrauchsgeräten, die sich auf ein konstantes Mischungsverhältnis einstellen müssen. Ein eigenes Netz für Wasserstoff wäre technisch gesehen für Endverbrauchsgeräte zu bevorzugen, doch stellen sich hier Fragen der Finanzierung und Regulierung.

#### *Aktueller Stand zur Regulierung des Gasnetzes*

Die Vorgängerregierung der aktuellen Ampel-Koalition hat mit einer Übergangsregulierung keinen klaren Fahrplan dafür geschaffen, ob die Wasserstoffinfrastruktur gemeinsam mit der Erdgasinfrastruktur reguliert und finanziert wird (oder getrennt). Das hängt auch damit zusammen,

dass man in Deutschland auf Entscheidungen der EU warten musste, die bisher eine gemeinsame Regulierung und damit Quersubventionierung von Wasserstoff verboten hatte. Im Dezember 2021 wurde dann das sogenannte EU-Wasserstoff-Gaspaket veröffentlicht. Dies enthält u. a. die Vorgabe, dass Wasserstoff dem Erdgasnetz beigemischt und in die Regelungen des Erdgasbinnenmarktes integriert werden soll.

### 6.3. AUSBAU DER SEKTORENKOPPLUNG UND FLEXIBILISIERUNGSANREIZE

Die zunehmende Sektorenkopplung über Elektrolyseure sowie die Elektrifizierung der Bereiche Verkehr und Wärme bieten erhebliches technisches Potenzial zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Deutschland. Eine Möglichkeit zur Verbesserung des Lenkungseffekts des Strompreissignals am Großhandelsmarkt bietet die Befreiung von Stromnebenkosten für diese Verbraucher, wie sie teilweise bereits umgesetzt ist. Ähnliche Effekte wären durch eine Flexibilisierung von Stromnebenkosten zu erwarten.

Da ein Großteil der Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors jedoch im Bereich privater Haushalte stattfinden dürfte, stellen insbesondere solche regulatorischen Anpassungen ein interessantes Handlungsfeld dar, die neue Geschäftsmodelle für Aggregationsdienstleistungen begünstigen. Hier bestehen große Schnittmengen zu den in Kapitel 6.1 beschriebenen Prosuming-Modellen. Ein Beispiel für eine bestehende regulatorische Hürde in diesem Bereich ist der zur Belieferung von Endverbrauchern erforderliche Status des Elektrizitätsversorgungsunternehmens, der den Marktzugang für Aggregationsdienstleister und eine gleichzeitige Versorgung eines Endverbrauchers durch mehrere Parteien erschwert.

Zu weiteren politischen Handlungsfeldern für eine Flexibilisierung der Stromnachfrage zählen zudem Vereinfachungen beim Laden von Elektroautos an öffentlichen Ladesäulen (z. B. einfache Abrechnung, einheitliche Systeme, bevorzugte Parkregelung) oder Belohnungen für netzdienliches Verhalten durch ein Bonussystem.

### 6.4. BEGLEITENDE MAßNAHMEN ZUM KOHLEAUSSTIEG

Soll sich der Kohleausstieg an den Zielen einer hohen und schnellen Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen, einer hohen Planungssicherheit sowie niedrigen Kosten ausrichten, so ist es sinnvoll die Ausstiegsreihenfolge von ihrer CO<sub>2</sub>-Intensität und Auslastung abhängig zu machen. Beides spricht für einen besonders raschen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung. Die Nutzung der

Flächen der Tagebaue für erneuerbare Energien und das Verhindern der Umsiedlung von Dörfern spricht für eine Priorisierung solcher Kraftwerke, die in Folge der Stilllegung ganze Tagebaue oder Reviere freigeben.

#### *„Kohle-Stiftung“*

Das Anforderungsprofil der von der Ampel-Koalition vorgeschlagenen „Kohle-Stiftung“, die sich für Tagebaue und Reviere nach Stilllegung der von ihnen belieferten Kraftwerke verantwortlich zeichnen sollen, steht noch aus. Neben der Aufgabe der Sicherung, des Rückbaus und der Renaturierung ist es denkbar, die Institution der „Kohle-Stiftung“ dazu zu nutzen, die Gebiete rasch mit einer hohen Dichte an erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu beplanen und zu bebauen. Im Sinne einer Akzeptanzsteigerung ist hierfür insbesondere die Einbindung von Bürgerenergiegenossenschaften denkbar.

#### *Planungssicherheit für alle Marktakteure*

Langfristige Planungssicherheit ist aufgrund der langen Planungs- und Investitionszyklen in der Energiewirtschaft für alle Energiemarktakteure von großer Bedeutung. Hierzu zählen unter anderem Kraftwerksbetreiber, Investoren neuer Kraftwerke sowie Verantwortliche für Planung, Ausbau und Betrieb von Strom- und Wärmenetzen. Der derzeitige Kohleausstiegsfahrplan schafft eine Planungssicherheit nur für Kohlekraftwerksbetreiber, die ihren spätesten Abschaltzeitpunkt kennen. Ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis im Stromsektor, die ordnungsrechtliche Festlegung von Kraftwerksstilllegungen bis 2030 und sehr hohe Preise für den Einsatz von vorzuhaltenden Kraftwerken der Sicherheitsbereitschaft oder Kapazitätsreserve würden die Planungssicherheit erhöhen. Sie verbessern zudem die Investitionssicherheit der Marktakteure sowohl für steuerbare emissionsarme Kraftwerke als auch für Wind- und Solaranlagen.

#### *Gezielte Strukturhilfen*

Ein sehr hohes volkswirtschaftliches Kosteneinsparungspotenzial liegt in der raschen Vermeidung der Klimafolgekosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kohlekraftwerken. Strukturhilfen sind zwar eine Belastung für Endverbraucher:innen, aber sie sind insbesondere dann volkswirtschaftlich sinnvoll, wenn sie zu einer stärkeren Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Die ökologische Transformation der Tagebaue und Reviere als Energiestandorte ist vor diesem Hintergrund eine sinnvolle Investition. Entschädigungszahlungen für Kraftwerksbetreiber hingegen weniger, die derzeitigen Windfall-Profite durch hohe Gaspreise mindern die Notwendigkeit einer Kompensation für eine frühzeitige Abschaltung ohnehin.

## 7. ANHANG

---

### 7.1. BESCHREIBUNG DER SZENARIOANNAHMEN

#### *Commodity-Preise*

Die Entwicklung der Commodity-Preise orientiert sich bis 2025 (Erdgas, Steinkohle) bzw. 2030 (CO<sub>2</sub>-Zertifikate) an den durchschnittlichen Terminmarktpreisen im Handelszeitraum 15.02. – 15.03.2022. Über 2025 bzw. 2030 hinaus wird auf Szenariowerte zurückgegriffen. Mit Ausnahme der mittelfristigen Erdgaspreisentwicklung bis 2030 entstammen alle im Modell verwendeten Szenariowerte dem Szenario „Sustainable Development“ des World Energy Outlook 2021 der International Energy Agency. Die angenommene Erdgaspreisentwicklung bis 2030 preist ein schnellstmögliches Substituieren von russischem Pipeline-Gas ein und orientiert sich an erwartbaren „Weltmarkt LNG“-Preisen.

Historische Spot- und Terminpreise sind Nominalpreise, alle Szenariowerte sind real<sub>2020</sub>-Preise.



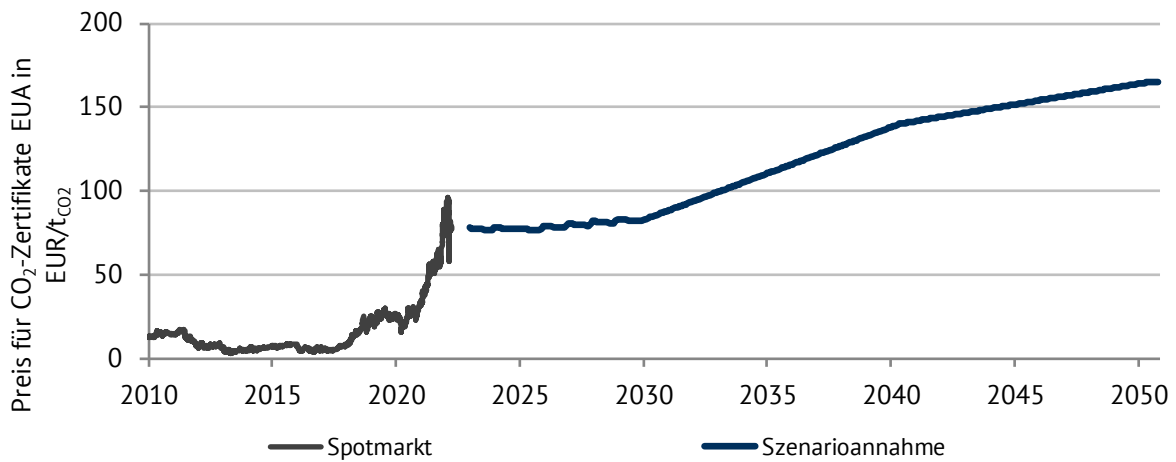
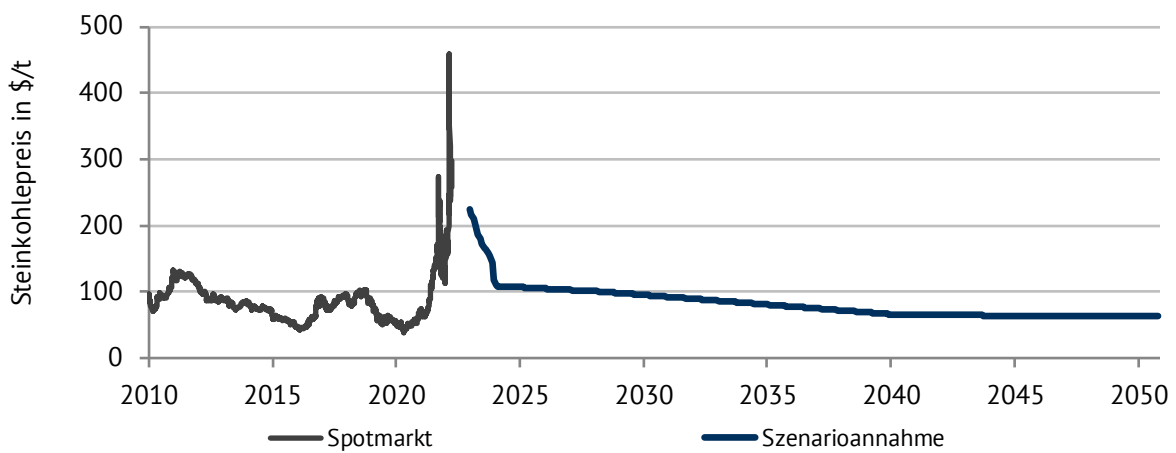
Abbildung 18: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise in Europa in den Szenarien BAUK, IDK und VIDK

Abbildung 19: Entwicklung der Steinkohle-Preise in Europa in den Szenarien BAUK, IDK und VIDK

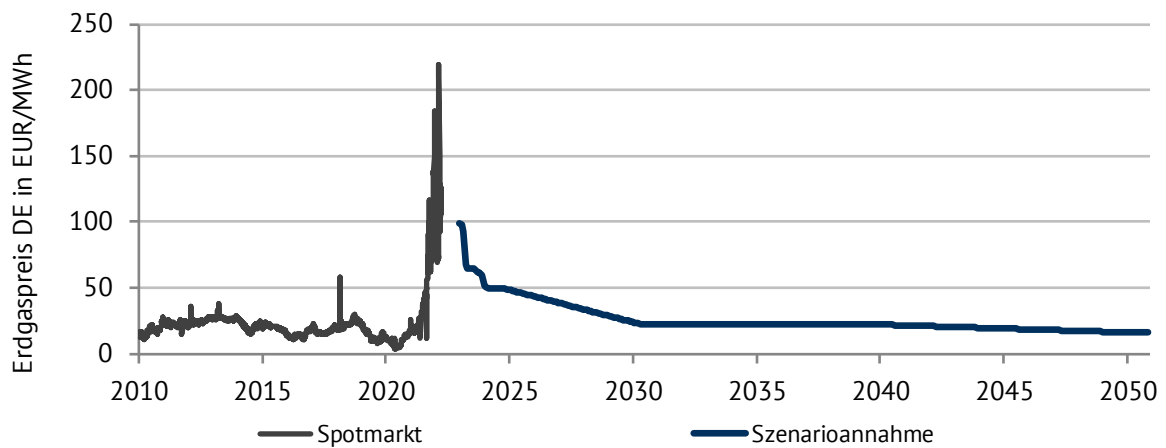


Abbildung 20: Entwicklung der Erdgaspreise in Deutschland in den Szenarien BAUK, IDK und VIDK

## Grenzkuppelkapazitäten

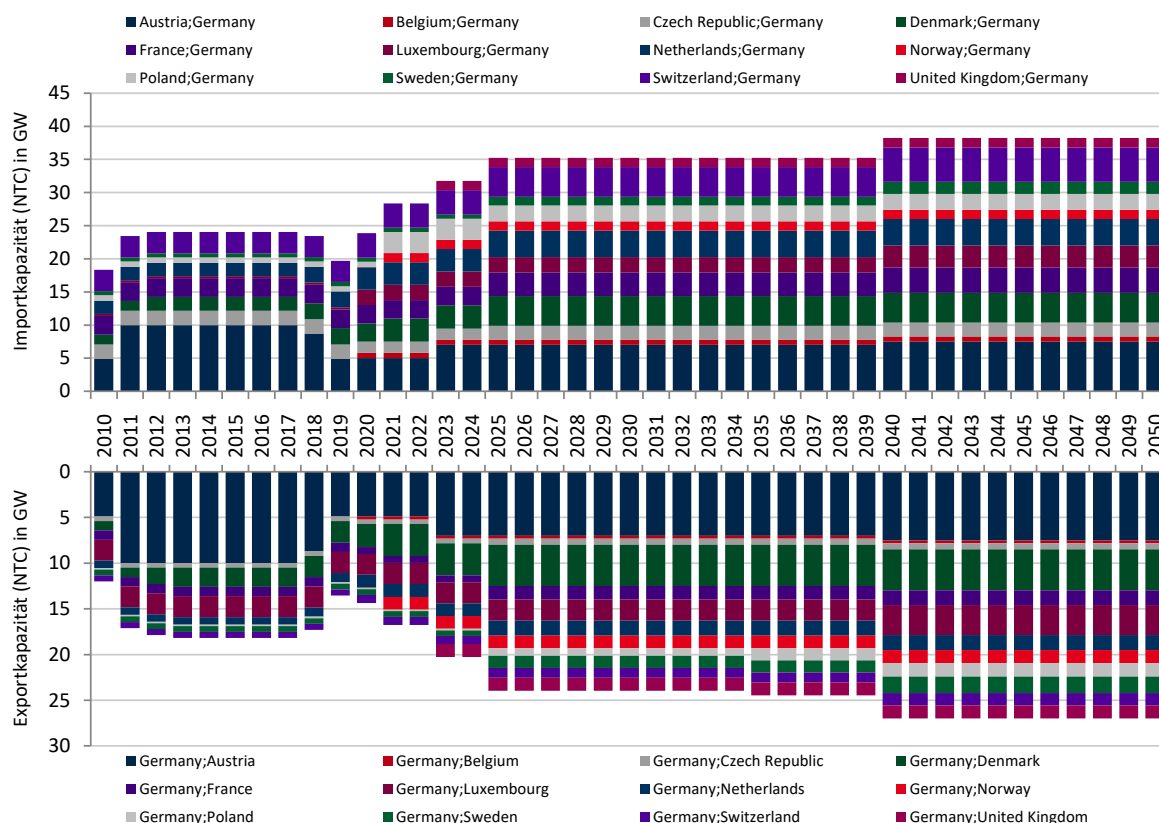


Abbildung 21: Entwicklung der Grenzkuppelkapazitäten Deutschlands mit seinen Nachbarländern in den Szenarien BAUK, IDK und VIDK

## 7.2. ABSCHALTLISTE DER STEIN- UND BRAUNKOHLEKRAFTWERKSBLÖCKE

Tabelle 3: Kraftwerksausstiegsliste [Quelle: eigene Reihenfolge, bestimmt auf Basis der in Kapitel 1 beschriebenen Kriterien]

KRAFTWERKSNAME	ENERGIETRÄGER	BRUTTO-LEISTUNG	INBETRIEB-NAHME	AB-SCHALT-DATUM	WIRKUNGS-GRAD	TAGEBAU	REVIER
NEURATH A	Braunkohle	323	14.10.1972	01.04.2022	36 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
SCHOLVEN C CHP	Steinkohle	380	01.01.1969	31.10.2022	35 %		
HEIZKRAFTWERK MAGIRUSSTRASSE ULM 1 CHP	Steinkohle	22	01.01.1978	31.10.2022	28 %		
FRE- CHEN/WACHTBERG 1	Braunkohle	130	01.01.1959	31.12.2022	30 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
NEURATH D CHP	Braunkohle	668	24.06.1975	31.12.2022	39 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
NEURATH E CHP	Braunkohle	664	22.02.1976	31.12.2022	39 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
SCHOLVEN B CHP	Steinkohle	380	01.01.1968	31.12.2022	34 %		
BERGKAMEN CHP BKA A	Steinkohle	789	01.01.1981	31.12.2022	40 %		
HKW MITTE BRAUN- SCHWEIG CHP BLOCK 1	Steinkohle	47	01.01.1984	31.12.2022	32 %		

HKW WEST WOLFSBURG 2 CHP	Steinkohle	152	01.01.1985	31.12.2022	35 %		
RHEINHAFEN-DAMPFKRAFTWERK RDK 7 CHP	Steinkohle	556	01.01.1985	31.12.2022	39 %		
HKW HERNE BLOCK 4 CHP	Steinkohle	494	01.01.1989	31.12.2022	39 %		
KW HASTEDT BLOCK 15 CHP	Steinkohle	131	01.01.1989	31.12.2022	35 %		
STAUDINGER 5 CHP	Steinkohle	561	01.01.1992	21.05.2023	40 %		
WEISWEILER F	Braunkohle	353	04.09.1967	01.01.2024	35 %	Inden	Rheinisches Revier
WEISWEILER G CHP	Braunkohle	700	14.02.1974	01.01.2024	39 %	Inden	Rheinisches Revier
WEISWEILER H CHP	Braunkohle	700	18.01.1975	01.01.2024	39 %	Inden	Rheinisches Revier
HKW NORD II CHEMNITZ BLOCK B CHP	Braunkohle	62	01.01.1988	01.04.2024	34 %	Profen	Mitteldeutsches Revier
HKW NORD II CHEMNITZ BLOCK C CHP	Braunkohle	99	01.01.1990	01.04.2024	35 %	Profen	Mitteldeutsches Revier
KW WÄHLITZ INDUSTRIEKRAFTWERK 1 CHP	Braunkohle	34	01.01.1994	01.04.2024	33 %	Profen	Mitteldeutsches Revier
SCHKOPAU II A CHP	Braunkohle	495	01.01.1996	01.04.2024	41 %	Profen	Mitteldeutsches Revier
SCHKOPAU II B CHP	Braunkohle	495	01.01.1996	01.04.2024	41 %	Profen	Mitteldeutsches Revier
WERK ZEITZ EZ1 SÜDZUCKER WSK 1 CHP	Braunkohle	24	01.01.1993	01.04.2024	32 %	Profen	Mitteldeutsches Revier
GRUBENHEIZKRAFTWERK ROMANTA 1 CHP	Braunkohle	54	01.01.1979	01.04.2024	32 %		Mitteldeutsches Revier
P&L WERK KÖNNERN KESSEL 1 UND 2 CHP	Braunkohle	22	01.01.2000	01.04.2024	32 %		Mitteldeutsches Revier
KRAFTWERK 1 MARL DAMPFWIRTSCHAFT CHP	Steinkohle	147	01.01.1940	31.12.2024	22 %		
G-KRAFTWERK LEVERKUSEN CHP 1	Steinkohle	113	01.01.1962	31.12.2024	29 %		
HEIZKRAFTWERK SAPPI STOCKSTADT 1 CHP	Steinkohle	28	01.01.1969	31.12.2024	27 %		
KRAFTWERK FARGE 1	Steinkohle	385	01.01.1969	31.12.2024	35 %		
KRAFTWERK 1 MARL BLOCK 4 CHP	Steinkohle	61	01.01.1971	31.12.2024	30 %		
MODELLKRAFTWERK VÖLKLINGEN-FENNE MKV 1 CHP	Steinkohle	197	01.01.1982	31.12.2024	36 %		
KRAFTWERK 1 MARL BLOCK 5 CHP	Steinkohle	66	01.01.1983	31.12.2024	33 %		
KRAFTWERK ZOLLING BLOCK 5 CHP	Steinkohle	516	01.01.1986	31.12.2024	39 %		
HEIZKRAFTWERK VÖLKLINGEN-FENNE HKV 1 CHP	Steinkohle	232	01.01.1989	31.12.2024	37 %		
HKW NORD MÜNCHEN 2 CHP	Steinkohle	366	01.01.1991	31.12.2024	39 %		
TIEFSTACK 1 CHP	Steinkohle	213	01.01.1993	31.12.2024	37 %		
NIEDERAUSSEM G CHP	Braunkohle	718	02.01.1990	01.04.2025	41 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
NIEDERAUSSEM H	Braunkohle	713	02.01.1990	01.04.2025	41 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
NIEDERAUSSEM K	Braunkohle	1038	28.01.2003	01.04.2025	44 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
LIPPENDORF R	Braunkohle	963	01.01.2000	01.04.2025	43 %	Schleenheim	Mitteldeutsches Revier

BRAUNKOHLE-KRAFTWERK LIP-PENDORF LIP S CHP	Braunkohle	963	01.01.1999	31.12.2025	43 %	Schleenheim	Mitteldeutsches Revier
RESTMÜLL-HEIZ-KRAFTWERK STUTTGART-MÜNSTER MÜN DT12 CHP	Steinkohle	50	01.01.1982	31.12.2025	32 %		
RESTMÜLL-HEIZ-KRAFTWERK STUTTGART-MÜNSTER MÜN DT15 CHP	Steinkohle	50	01.01.1984	31.12.2025	32 %		
HEIZKRAFTWERK HEILBRONN HBL 7 CHP	Steinkohle	856	01.01.1985	31.12.2025	40 %		
GKH HANNOVER-STÖCKEN BLOCK 1 CHP	Steinkohle	150	01.01.1989	31.12.2025	36 %		
MOABIT A CHP	Steinkohle	98	01.01.1990	31.12.2025	35 %		
HKW NORD WOLFSBURG GENERATOR A CHP	Steinkohle	67	01.01.2000	31.12.2025	35 %		
HKW NORD WOLFSBURG GENERATOR B CHP	Steinkohle	67	01.01.2000	31.12.2025	35 %		
JÄNSCHWALDE A	Braunkohle	512	01.01.1981	01.04.2026	39 %	Jänschwalde Welzow-Süd Reichwalde	Lausitzer Revier
BOXBERG N	Braunkohle	512	01.01.1979	01.04.2026	39 %	Nochten	Lausitzer Revier
BOXBERG P	Braunkohle	512	01.01.1980	01.04.2026	39 %	Nochten	Lausitzer Revier
NEURATH F BOA 2	Braunkohle	1166	01.10.2012	01.04.2026	45 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
NEURATH G BOA 3	Braunkohle	1166	01.10.2012	01.04.2026	45 %	Garzweiler Hambach	Rheinisches Revier
FERNWÄRMEKRAFTWERK KASSEL 1 CHP	Braunkohle	36	01.01.1988	01.04.2026	32 %		Lausitzer Revier
HKW COTTBUS 1 CHP	Braunkohle	81	01.01.1999	01.04.2026	36 %		Lausitzer Revier
HKW MERKENICH BLOCK 6 CHP	Braunkohle	83	01.01.2010	01.04.2026	37 %		Rheinisches Revier
HKW SACHTLEBEN DUISBURG	Braunkohle	30	01.01.1990	01.04.2026	32 %		
VILLE BERRENRATH CHP 1	Braunkohle	60	01.01.1991	01.04.2026	34 %		Rheinisches Revier
JÄNSCHWALDE B	Braunkohle	512	01.01.1982	01.04.2027	39 %	Jänschwalde Welzow-Süd Reichwalde	Lausitzer Revier
JÄNSCHWALDE C	Braunkohle	512	01.01.1984	01.04.2027	40 %	Jänschwalde Welzow-Süd Reichwalde	Lausitzer Revier
JÄNSCHWALDE D	Braunkohle	512	01.01.1985	01.04.2027	40 %	Jänschwalde Welzow-Süd Reichwalde	Lausitzer Revier
BOXBERG Q	Braunkohle	943	01.01.2000	01.04.2027	43 %	Jänschwalde Welzow-Süd Nochten Reichwalde	Lausitzer Revier
BOXBERG R	Braunkohle	704	01.12.2012	01.04.2027	44 %	Jänschwalde Welzow-Süd Nochten Reichwalde	Lausitzer Revier
SCHWARZE PUMPE A	Braunkohle	825	01.01.1997	01.04.2027	42 %	Jänschwalde Welzow-Süd Nochten Reichwalde	Lausitzer Revier
SCHWARZE PUMPE B	Braunkohle	825	01.01.1998	01.04.2027	42 %	Jänschwalde Welzow-Süd Nochten Reichwalde	Lausitzer Revier
HKW FFO FRANKFURT ODER BLOCK 1 CCGT	Braunkohle	50	01.01.1997	01.04.2027	34 %		
KRAFTWERK DESSAU 1 CHP	Braunkohle	26	01.01.2016	01.04.2027	35 %		

KREFELD- UERDINGEN L 57	Steinkohle	29	01.01.1957	01.04.2027	24 %
HKW INDUSTRIE- PARK HÖCHST BLOCK B CHP	Steinkohle	73	01.01.1989	01.04.2027	34 %
HKW FLENSBURG BLOCK 11 CHP	Steinkohle	30	01.01.1992	01.04.2027	31 %
EBS-HEIZKRAFT- WERK PROPOWER 1 CHP	Steinkohle	26	01.01.2011	01.04.2027	31 %
INDUSTRIEKRAFT- WERK SOLVAY RHEINBERG GT 1	Steinkohle	87	01.01.1975	01.04.2028	32 %
HKW FLENSBURG BLOCK 9 CHP	Steinkohle	36	01.01.1985	01.04.2028	31 %
KOEHLER SE OBER- KIRCH 1 CHP	Steinkohle	22	01.01.1986	01.04.2028	28 %
HEIZKRAFTWERK RÖMERBRÜCKE KOHLEANLAGE 1 CHP	Steinkohle	55	01.01.1988	01.04.2028	33 %
WERK UELZEN NOR- DZUCKER 1 CHP	Steinkohle	44	01.01.1990	01.04.2028	30 %
HKW FLENSBURG BLOCK 10 CHP	Steinkohle	32	01.01.1988	01.10.2028	31 %
HEIZKRAFTWERK PFORZHEIM WIR- BELSCHICHTBLOCK 2 CHP	Steinkohle	29	01.01.1990	01.10.2028	31 %
GKH HANNOVER- STÖCKEN BLOCK 2 CHP	Steinkohle	150	01.01.1989	01.10.2028	36 %
HKW WEST FRANK- FURT AM MAIN BLOCK 2 CHP	Steinkohle	67	01.01.1989	01.10.2028	33 %
HKW WEST FRANK- FURT AM MAIN BLOCK 3 CHP	Steinkohle	67	01.01.1989	01.10.2028	33 %
HEIZKRAFTWERK OFFENBACH 1 CHP	Steinkohle	59	01.01.1990	01.10.2028	33 %
GKM BLOCK 7 CHP	Steinkohle	468	01.01.1983	01.04.2029	38 %
REUTER WEST D CHP	Steinkohle	310	01.01.1987	01.04.2029	38 %
REUTER WEST E CHP	Steinkohle	310	01.01.1988	01.04.2029	38 %
GKM BLOCK 8 CHP	Steinkohle	479	01.01.1993	01.10.2029	40 %40%
KNG KRAFTWERK ROSTOCK 1 CHP	Steinkohle	565	01.01.1994	01.10.2029	40%
HEIZKRAFTWERK ALTBACH/DEIZISAU 2 CHP	Steinkohle	370	01.01.1997	01.10.2029	39%
GKM BLOCK 6 CHP	Steinkohle	281	01.01.2005	01.10.2029	40%
HKW WALSUM 10	Steinkohle	798	01.12.2013	01.10.2029	44%
TRIANEL KOHLEKRAFTWERK LÜNEN	Steinkohle	821	01.12.2013	01.10.2029	44%
RHEINHAFEN- DAMPFKRAFTWERK RDK 8	Steinkohle	926	01.07.2014	01.10.2029	44%
WILHELMSHAVEN ENGIE 1	Steinkohle	804	01.07.2014	01.10.2029	
GKM BLOCK 9	Steinkohle	927	15.05.2015	01.10.2029	44 %
DATTELN 4	Steinkohle	1161	30.05.2020	01.10.2029	45 %

Bis zum Ende des Jahres 2022 ist gemäß der bisher vereinbarten Abschaltpläne eine Reduktion der Braunkohlekapazität in Höhe von 1,7 GW vorgesehen (Bundesnetzagentur, 2022). Die stundenscharfe Strommarktmodellierung zeigt, dass ohne eine Gefährdung der Versorgungssicher-

heit<sup>34</sup> bis Ende 2024 sowohl der Tagebau Profen (mitteldeutsches Revier) als auch Inden (rheinisches Revier) stillgelegt werden können. Die Kapazität der hierfür stillzulegenden Kraftwerksblöcke beträgt rund 2,8 GW. Zusammen mit dem Tagebau Jänschwalde, dessen Rohstoffvorräte nach aktuellem Stand bis 2023 erschöpft sind (Leag, 2022), werden hierdurch die Flächen dreier Tagebaue für eine alternative Nutzung wie die Projektierung neuer EE-Anlagen verfügbar.

Auch im Kalenderjahr 2025 besteht unter der Berücksichtigung aller in Kapitel 3.1 genannten „Must-have“-Kriterien Spielraum für vorgezogene Abschaltungen von Braunkohlekraftwerken. Dieser Spielraum beträgt rund 4,8 GW. Mitunter können im Jahr 2025 alle vom Tagebau Schleienheim belieferten Kraftwerksblöcke (rund 1,8 GW) abgeschaltet werden, sodass ein weiterer Tagebau für EE-Projekte verfügbar wird. Darüber hinaus können 2025 noch rund 50 % (knapp 2,5 GW) der aus dem Tagebau Garzweiler versorgten Kraftwerksleistung abgeschaltet werden, um Umsiedlungen von Anrainer-Dörfern zu verhindern. Die Abschaltung umfasst die aus diesem Tagebau versorgten Kraftwerksblöcke mit dem niedrigsten Wirkungsgrad (Niederaussem G und H). Schließlich ist die Umsiedlung weiterer Anrainer-Dörfer im rheinischen Revier gemäß eines im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellten Gutachtens aus dem Jahr 2020 nicht notwendig (Bet-energie, 2020), insofern sich die Braunkohleförderung im Tagebau Garzweiler II bis 2026 um mindestens ein Drittel reduziert. Im Jahr 2021 hat die Landesregierung Nordrhein-Westfalens daraufhin beschlossen (Wirtschaft NRW, 2021), die Genehmigung weiterer Umsiedlungen aufgrund von Tagebauerweiterungen bis 2026 auszusetzen und hierfür die im Kohleausstiegsgesetz verankerte Überprüfung des Kohleausstiegs durch die Bundesregierung abzuwarten. Es wird angenommen, dass eine Abschaltung von rund 50 % der durch Garzweiler versorgten Kraftwerksleistung zu einer entsprechend ausreichenden Reduktion der Braunkohleförderung im Jahr 2025 führt und Umsiedlungen rechtzeitig verhindert.

Im Folgejahr 2026 kann dann die Abschaltung aller restlichen Kraftwerke des rheinischen Reviers mit 2,5 GW erfolgen, sodass die Tagebaue Hambach und Garzweiler verfügbar werden für eine Projektierung von EE-Anlagen. Die stundenscharfe Strommarktmodellierung zeigt, dass im Kalenderjahr 2026 außerdem noch Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von 1,7 GW aus dem Lausitzer Revier vom Netz genommen werden können, während die restlichen Kraftwerke dieses Reviers (4,8 GW) erst in 2027 abgeschaltet werden können. Der Braunkohleausstieg erfolgt damit vollständig bis Ende 2027.

---

<sup>34</sup> vgl. hierzu Beschreibung der Methodik in Kapitel 3.1

Die Abschaltung der Steinkohlekraftwerke basiert auf anderen Faktoren, die eine Reihung der Kraftwerke bis zum Ende des Jahres 2029 vorschlägt: Ausgehend von bereits beschlossenen Ausstiegsdaten einiger Steinkohlekraftwerksblöcke bis zum Jahr 2030 sowie öffentlichen Ankündigungen von Betreibern zu geplanten Umrüstungen von Steinkohle auf Erdgas orientiert sich der Ausstiegspfad für die weiteren Jahre an den im Kohleausstiegsgesetz verankerten Zielkapazitäten für die Jahre 2022 bis 2027 sowie der Altersreihung nach § 32 Absatz 1 KVBG. In Einzeljahren wurde von einem linearen Reduktionspfad für die Steinkohlekapazität (wie im KVBG bisher festgelegt) abgewichen und einzelne Blöcke erst später stillgelegt, um eine frühzeitigere Abschaltung von Braunkohlekraftwerken zu erlauben.

## QUELLENVERZEICHNIS

---

Agora Energiewende (2022): Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen – Maßnahmen für den Weg aus der fossilen Energiekrise, [online] [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022\\_03\\_DE\\_Immediate\\_Action\\_Programme/A-EW\\_252\\_DE\\_Immediate\\_Programme\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022_03_DE_Immediate_Action_Programme/A-EW_252_DE_Immediate_Programme_WEB.pdf) [29.04.2022].

Bet-energie (2020): Gutachten, [online] [https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien\\_und\\_Gutachten/Gutachten\\_Folgekosten/Gutachten\\_Folgekosten\\_Braunkohleausstieg\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Gutachten_Folgekosten/Gutachten_Folgekosten_Braunkohleausstieg_Abschlussbericht.pdf) [24.02.2022].

BDEW (2022): Entwicklung des Erdgasabsatzes in Deutschland, Werte für 2020 [online] <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-des-erdgasabsatzes-deutschland/> [05.05.2022].

BMW (2022): effizientes Fahren, [online] <https://www.bmw.de/de/topics/faszination-bmw/bmw-efficientdynamics/effizientes-fahren.html> [29.04.2022].

BMWK (2022): Fortschrittsbericht Energiesicherheit, [online] [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0325\\_fortschrittsbericht\\_energiesicherheit.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=14](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0325_fortschrittsbericht_energiesicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=14) [25.04.2022].

BNetzA (2021): aktualisierte Altersreihung, [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Kohleausstieg/Altersreihung/Altersreihung\\_Par32Abs1KVBG\\_21122021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/Altersreihung/Altersreihung_Par32Abs1KVBG_21122021.pdf?__blob=publicationFile&v=7) [24.02.2022].

BNetzA (2021): Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 15. November 2021), [online] <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/start.html> [29.04.2022].

BNetzA (2022): Braunkohletabelle, [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Kohleausstieg/Braunkohletabelle.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/Braunkohletabelle.xlsx?__blob=publicationFile&v=1) [24.02.2022].

BNetzA (2022): Beendete Ausschreibungen, [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/start.html;jsessionid=6D216D2B9ABF33C1F126010E8E4B1E8E](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html;jsessionid=6D216D2B9ABF33C1F126010E8E4B1E8E) [24.02.2022].



- BNetzA (2022): beendete Ausschreibungen, [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Wind\\_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html) [24.02.2022].
- Covestro (2022): Pressemeldung [online] <https://www.covestro.com/press/de/fortescue-future-industries-und-covestro-planen-langfristige-liefervereinbarung-fuer-gruenen-wasserstoff/> [05.05.2022].
- Energie und Management (2022): EU will ab 2027 keine Energie mehr aus Russland importieren, [online] [25.04.2022].
- Energy Brainpool (2020): Chancen einer Verdreifachung des PV-Kleinanlagenanteils am Strommix bis 2030, [online] [https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie\\_Energy\\_Brainpool\\_PV-Kleinanlagen\\_EWS\\_final.pdf](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_Energy_Brainpool_PV-Kleinanlagen_EWS_final.pdf) [24.02.2022].
- Energy Brainpool (2021): Monitoring der Direktvermarktung: Quartalsbericht (09/2021) , [online] [https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Bericht\\_2021-11-05\\_EBP\\_%C3%96l\\_Monitoring\\_der\\_Direktvermarktung\\_Q3-2021.pdf](https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Bericht_2021-11-05_EBP_%C3%96l_Monitoring_der_Direktvermarktung_Q3-2021.pdf) [29.04.2022].
- Energy Brainpool (2022): Erdgas & Co.: Wird der nächste Winter kalt? (03/2022), [online] <https://blog.energybrainpool.com/erdgas-co-wird-der-naechste-winter-kalt/> [25.04.2022].
- E.ON (2022): Pressemeldung: [online] <https://www.eon.com/de/ueber-uns/presse/pressemitteilungen/2022/2022-03-29-fortescue-future-industries-and-eon-partnership.html> [05.05.2022].
- Europäische Kommission (2021): Commission Delegated Regulation (EU), [online] <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/01/draft-CDA-31-12-2021.pdf> [24.02.2022].
- Eurostat (2022): Energy-Overview, [online] <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/overview> [29.04.2022].
- FFI (2022): [online] <https://ffi.com.au/about/> [05.05.2022].
- Fraunhofer IEE (2022): The Limitations Of Hydrogen Blending in The European Gas Grid, [online] [https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL\\_FraunhoferIEE\\_ShortStudy\\_H2\\_Blending\\_EU\\_ECF\\_Jan22.pdf](https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/en/documents/Studies-Reports/FINAL_FraunhoferIEE_ShortStudy_H2_Blending_EU_ECF_Jan22.pdf) [25.02.2022].
- Fraunhofer ISE (2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, [online] [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf) [24.02.2022].

- Fraunhofer ISE (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, [online] [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf) [24.02.2022].
- Göss, Simon (2022): China should comfortably meet its 2030 Renewables target. But its emissions? In: energypost.eu, [online] [https://energypost.eu/china-should-comfortably-meet-its-2030-renewables-target-but-its-emissions/?utm\\_campaign=shareaholic&utm\\_medium=linkedin&utm\\_source=socialnetwork](https://energypost.eu/china-should-comfortably-meet-its-2030-renewables-target-but-its-emissions/?utm_campaign=shareaholic&utm_medium=linkedin&utm_source=socialnetwork) [25.02.2022].
- IWR (2021): Artikel "Oman treibt Großprojekte für grünen Wasserstoff voran" [online] <https://www.iwr.de/news/oman-treibt-grossprojekte-fuer-gruenen-wasserstoff-in-duqm-voran-news37580> [05.05.2022].
- IBISworld (2021): Herstellung von Düngemitteln in Deutschland, [online] <https://www.ibisworld.com/de/branchenreporte/herstellung-duengemitteln/224/> [12.05.2022].
- Leag (2022): Bergbau in Jänschwalde, [online] <https://www.leag.de/de/geschaeftsfelder/bergbau/tagebau-jaenschwalde/> [24.02.2022].
- Netztransparenz (2022): Marktwertübersicht, [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte> [25.02.2022].
- Opel (2022): E-Mobilität, [online] <https://www.opel.de/e-mobilitaet/laden-reichweite/reichweite-optimieren.html> [29.04.2022].
- RWE (2022): Pressemitteilung „Import von grüner Energie: RWE errichtet Ammoniak-Terminal in Brunsbüttel“ [online] <https://www.rwe.com/presse/rwe-ag/2022-03-18-import-von-gruener-energie-rwe-errichtet-ammoniak-terminal-in-brunsbuettel> [05.05.2022].
- Scientists for Future Deutschland (2022): Wärmewende gegen Erdgasabhängigkeit, [online] <https://de.scientists4future.org/waermewende-gegen-erdgasabhaengigkeit/> [29.04.2022].
- Solaranlagenportal (2022): Einspeisevergütung für Photovoltaik 2022, [online] <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/einspeiseverguetung> [25.02.2022].
- SKW Piesteritz GmbH (2022): Unternehmensprofil, [online] <https://www.skwp.de/unternehmen/unternehmensprofil/> [12.05.2022].
- Statista (2022): Anzahl zugelassener Pkw in Deutschland von 1960 bis 2022, [online] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12131/umfrage/pkw-bestand-in-deutschland/> [29.04.2022].

Wirtschaft NRW (2021): Leitentscheidung, [online] <https://www.wirtschaft.nrw/leitentscheidung-2021> [24.02.2022].

UBA (2020): Klimaschutz durch Tempolimit, [online] <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/klimaschutz-durch-tempolimit> [29.04.2022].

UBA (2020): Climate Change 13/2202: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2019, [online] [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01\\_climate-change\\_13-2020\\_strommix\\_2020\\_fin.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_13-2020_strommix_2020_fin.pdf) [20.02.2021].

UBA (2020): Photovoltaik-Pflicht mit Verpachtungskataster, [online] <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/photovoltaik-pflicht-verpachtungskataster-optionen> [25.02.2022].

VCI (2021): Chemiewirtschaft in Zahlen 2021, [online] <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chiz-historisch/chemiewirtschaft-in-zahlen-2021.pdf> [05.05.2021].

World Steel Association (2022): Total production of crude steel, [online].  
[https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/P1\\_crude\\_steel\\_total\\_pub/CHN/IND](https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/annual-production-steel-data/P1_crude_steel_total_pub/CHN/IND) [05.05.2022].

## KURZPORTRAIT ENERGY BRAINPOOL

---

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

## IMPRESSUM

### Autoren:

Michael Claußner, Fabian Huneke, Matthis Brinkhaus, Johannes Bogner

### Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Mai 2022

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.