

BERICHT

Rolle von Erdgas in ambitionierten Klimaschutzszenarien

und deren Auswirkung auf die Energiepreisentwicklung



BERICHT

Rolle von Erdgas in ambitionierten Klimaschutzszenarien

und deren Auswirkung auf die Energiepreisentwicklung

Projektnummer 037/20

Von

Andreas Kemmler

Aurel Wunsch

Fabian Muralter

Moritz Bornemann

Phuong Vu

Saskia Lengning

Sebastian Lübbers

Im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und
Klimaschutz (BMWK)

Datum

Oktober 2024

Das Unternehmen im Überblick

Prognos – wir geben Orientierung.

Sachliche Variante: Die Prognos AG ist eines der ältesten Wirtschaftsforschungsunternehmen Europas. An der Universität Basel gegründet, forschen Prognos-Expertinnen und -Experten seit 1959 für verschiedenste Auftraggeber aus dem öffentlichen und privaten Sektor – politisch unabhängig, wissenschaftlich fundiert. Die bewährten Modelle der Prognos AG liefern die Basis für belastbare Prognosen und Szenarien. Mit über 200 Expertinnen und Experten ist das Unternehmen an zehn Standorten vertreten: Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, Freiburg, Hamburg, München, Stuttgart und Wien. In Wien sitzt die Prognos Europe GmbH, unsere Tochtergesellschaft in Österreich. Die Projektteams arbeiten interdisziplinär, verbinden Theorie und Praxis, Wissenschaft, Wirtschaft und Politik.

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

Handelsregisternummer

CH-270.3.003.262-6

Mehrwertsteuernummer/UID

CH-107.308.511

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht; Sitz der Gesellschaft: Basel-Stadt
Handelsregisternummer
CH-270.3.003.262-6

Gründungsjahr

1959

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz der Prognos AG
in der Schweiz

Prognos AG

St. Alban-Vorstadt 24
4052 Basel

Weitere Standorte der
Prognos AG in Deutschland

Prognos AG

Goethestr. 85
10623 Berlin

Prognos AG

Domshof 21
28195 Bremen

Prognos AG

Werdener Straße 4
40227 Düsseldorf

Prognos AG

Heinrich-von-Stephan-Str. 17
79100 Freiburg

Prognos AG

Hermannstraße 13
(c/o WeWork)
20095 Hamburg

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14
80335 München

Prognos AG

Eberhardstr. 12
70173 Stuttgart

Standort der Prognos AG
in Belgien

Prognos AG

Résidence Palace, Block C
Rue de la Loi 155
1040 Brüssel

Tochtergesellschaft
in Österreich

Prognos Europe GmbH

Walcherstraße 11
1020 Wien

info@prognos.com | www.prognos.com | www.twitter.com/prognos_ag

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	VI	
Abbildungsverzeichnis	VII	
Zusammenfassung	X	
1	Problemstellung & Motivation	1
2	Status Quo des Erdgasverbrauchs	3
2.1	Gesamtverbrauch	3
2.2	Nichtenergetischer Verbrauch	10
2.3	Entwicklung im Krisenjahr 2022	11
3	Rolle von Erdgas in aktuellen Klimaschutzszenarien	18
3.1	Berücksichtigte Szenarien	18
3.2	Bedarfsentwicklung von Erdgas im Gesamtvergleich	20
3.3	Bedarfsreduktion im Industriesektor	22
3.4	Bedarfsreduktion im Gebäudesektor	26
3.5	Bedarfsreduktion in der Energiewirtschaft	29
4	Zukünftige Versorgung mit Gas	32
4.1	Europäische Beschaffungsstruktur	32
4.2	Deutsche Beschaffungsstruktur	36
4.3	LNG-Infrastruktur in den Regionen der Welt	40
4.4	Szenarien für die Erdgasbilanz Europa und Deutschland bis 2045	43
5	Einsparoptionen	48
5.1	Industrie	49
5.2	Gebäude	54
5.3	Energiewirtschaft	57

5.4	Kurzfristige Gesamteinsparungen	57
6	Strompreissensitivitäten	59
6.1	Erdgaspreissensitivitäten	59
6.1.1	Beschreibung der Analyse	59
6.1.2	Annahmen zu CO ₂ -Preisen & Brennstoffpreisen	61
6.1.3	Beschreibung der Annahmen in den Sensitivitäten	62
6.1.4	Resultierende Strompreise	62
6.1.5	Stromerzeugung nach Energieträger	63
6.1.6	Unterschiede der Treibhausgasemissionen zwischen den Sensitivitäten	66
6.2	Weitere Strompreissensitivitäten	66
6.2.1	Resultierende Strompreise	67
6.2.2	Stromerzeugung nach Energieträger	68
6.2.3	Abregelung	70
Anhang		72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erdgasverbrauch in den Jahren 2021 und 2022, in PJ	12
Tabelle 2: Kurzfristige, mittelfristige und langfristige Erdgaseinsparmaßnahmen im Industriesektor	52
Tabelle 3: kurzfristige, mittelfristige und langfristige Erdgaseinsparmaßnahmen im Gebäudebereich	56
Tabelle 4: Preisannahmen in den Sensitivitäten, reale Preise mit Basisjahr 2023	61
Tabelle 5: Preisannahmen in den Sensitivitäten, reale Preise mit Basisjahr 2023	62
Tabelle 6: Strompreise in Euro (2023) / MWh	63
Tabelle 7: THG-Einsparungen – Vergleich zur Sensitivität 1, in Mt CO ₂ eq	66
Tabelle 8: Übersicht über die Ausprägungen der Sensitivitäten	67
Tabelle 9: Erdgas- und Erdölgasverbrauch nach Anwendungen und Sektoren 2010 bis 2022	73
Tabelle 10: Erdgasverbrauch für Raumwärmebereitstellung im GHD-Sektors nach Branchen in % 2010 bis 2022	74
Tabelle 11: Erdgasverbrauch für Prozesswärme im Industriesektor nach Branchen 2010 bis 2022	75

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erdgas- und Erdölgasverbrauch in Deutschland 2010 bis 2022, in PJ	3
Abbildung 2: Erdgas- und Erdölgasverbrauch im Umwandlungssektor 2010 bis 2022, in PJ	5
Abbildung 3: Witterungskorrekturfaktor (linke Skala) und Erdgasverbrauch in der Fernwärme, in PJ (rechte Skala) 2010 bis 2022	5
Abbildung 4: Endenergieverbrauch von Erdgas und Erdölgas nach Sektoren 2010 bis 2022, in PJ	6
Abbildung 5: Erdgasverbrauch im Endenergiesektor nach Anwendungen und Sektoren für 2019	7
Abbildung 6: Erdgasverbrauch im Industriesektor für Prozesswärme nach Branchen 2019	8
Abbildung 7: Gegenüberstellung des Witterungskorrekturfaktors (linke Skala) und dem Erdgasverbrauch im Sektor Private Haushalte in PJ (rechte Skala) 2010 bis 2022	9
Abbildung 8: Erdgasverbrauch im GHD-Sektor für die Raumwärmebereitstellung nach Branchen 2019	10
Abbildung 9: Nichtenergetischer Verbrauch von Erdgas und Erdölgas 2010 bis 2021, in PJ	11
Abbildung 10: Veränderung des Erdgasverbrauchs nach Sektoren, 2022 gegenüber 2021, in PJ	12
Abbildung 11: Veränderung des Erdgasverbrauchs im Gebäudesektor nach Bestimmungsfaktoren	13
Abbildung 12: Veränderung des Erdgasverbrauchs im Industriesektor nach Bestimmungsfaktoren	15
Abbildung 13: Entwicklung von Produktionsindizes	16
Abbildung 14: Projektion der Endenergieverbräuche Erdgase im Szenarienvergleich	20
Abbildung 15: Veränderung des Endenergieverbrauchs zum Referenzjahr für alle Sektoren	21
Abbildung 16: Projektion der Primärenergieverbräuche Erdgase im Szenarienvergleich	22

Abbildung 17: Entwicklung der Endenergieverbräuche Erdgas im Industriesektor	23
Abbildung 18: Endenergieverbräuche nach Energieträger im Industriesektor für verschiedene Szenarien	24
Abbildung 19: Veränderung des Endenergieverbrauchs zum Referenzjahr für den Sektor Industrie	25
Abbildung 20: Erdgasreduktion und Maßnahmen zur Erdgasreduktion einiger Szenarien im Industriesektor bis 2040	26
Abbildung 21: Entwicklung der Endenergieverbräuche Erdgas im Gebäudesektor	27
Abbildung 22: Veränderung des Endenergieverbrauchs zum Jahr 2018 für den Gebäudesektor	28
Abbildung 23: Beheizungsstrukturen unterschiedlicher Szenarien	29
Abbildung 24: Veränderung der Nettostromerzeugung mit Erdgas im Vergleich zu 2015	30
Abbildung 25: Erdgasreduktion einiger Szenarien bis 2040 je nach Sektor	31
Abbildung 26: Erdgasimport EU 27 nach Ländern bzw. Herkunftsregionen, in PJ	33
Abbildung 27: Anteil der Erdgasimporte der EU27 nach Infrastruktur	34
Abbildung 28: Monatliche Pipelineimporte nach Herkunft und Auslastung (rechte Skala)	35
Abbildung 29: Monatliche LNG-Importe nach Europa nach Ankunftsregionen	35
Abbildung 30: Monatliche Pipelineimporte nach Deutschland nach Quellenländern	37
Abbildung 31: Pipelineexporte Deutschlands nach Zielländern	38
Abbildung 32: Pläne deutscher LNG-Infrastruktur (Importkapazität)	39
Abbildung 33: Monatlicher LNG-Import nach Deutschland	40
Abbildung 34: Verflüssigungsanlagen in den Regionen der Welt, in Megatonnen	41
Abbildung 35: Importkapazitäten nach Region	42
Abbildung 36: Entwicklung Kapazität LNG-Trägerschiffe	43
Abbildung 37: Erdgasbilanzen Europa bei unterschiedlichem LNG-Infrastrukturausbau	44
Abbildung 38: Szenario Deutschland 1	45

Abbildung 39: Szenario Deutschland 2	46
Abbildung 40: Szenario Deutschland 3	47
Abbildung 41: Erdgasimporte aus Russland nach Jahren und Wochen	60
Abbildung 42: Füllstand der Erdgasspeicher in Deutschland	61
Abbildung 43: Nettostromerzeugung aus Braunkohle, in TWh	64
Abbildung 44: Nettostromerzeugung aus Steinkohle, in TWh	65
Abbildung 45: Nettostromerzeugung aus Erdgas, in TWh	65
Abbildung 46: Basepreis, in Euro/MWh	68
Abbildung 47: Stromerzeugung aus Braunkohle (links) und Steinkohle (rechts), in TWh	69
Abbildung 48: Nettostromerzeugung aus Erdgas, in TWh	70
Abbildung 49: Systembedingte Abregelung, in TWh	71
Abbildung 50: Gasverbrauch nach Produktionsbereichen	76

Zusammenfassung

Erdgas bildet eine zentrale Stütze der Energieversorgung in Deutschland. In den Jahren 2018 bis 2022 entfielen jeweils rund 25 % des Primärenergieverbrauchs (PEV) auf Erdgas. Davon wurden im Mittel 28 % im Umwandlungssektor, 68 % in den Endverbrauchssektoren Industrie, Verkehr und Gebäude sowie 4 % für den nichtenergetischen Verbrauch zur Herstellung von Produkten verwendet.

Die europäische Versorgung mit Erdgas war vor dem Jahr 2022 stark von russischen Energielieferungen abhängig. So stammten im Jahr 2021 mehr als 45 % der europäischen Erdgasimporte aus Russland. Dabei war Deutschland unter den europäischen Ländern der mengenmäßig größte Abnehmer russischer Erdgasmengen. Nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine im Jahr 2022 nahmen die Importe aus Russland stark ab (-44 % im Jahr 2022 ggü. 2021; weiterer Rückgang im Jahr 2023).

Auch der Erdgasverbrauch war im Jahr 2022 stark rückläufig. In Deutschland nahm der PEV an Erdgas im Vergleich zum Vorjahr um 15 % ab. Dabei spielten unterschiedliche Faktoren eine Rolle. Im Gebäudesektor war der Rückgang des Erdgasverbrauchs im Jahr 2022 hauptsächlich auf die warme Witterung zurückzuführen (geringer Bedarf zur Deckung der Raumwärme). In den Sektoren Industrie und Energiewirtschaft war der im Zuge der Energiekrise gestiegene Preis für Erdgas der wesentliche Treiber für den Verbrauchsrückgang. Im Industriesektor ging der Verbrauch vor allem in der Grundstoffchemie zurück und auch die nicht energetische Verwendung bei der Ammoniak- und Methanol-Synthese nahm stark ab.

Sollen die Klimaschutzziele erreicht werden, muss zukünftig der Erdgasverbrauch noch deutlich stärker reduziert werden. In allen aktuellen relevanten Klimaschuttszenarien, welche das Reduktionsziel von netto-null Treibhausgasemissionen abbilden, sinkt der Erdgaseinsatz bis zum Jahr 2045 auf nahezu null. Bereits bis zum Jahr 2030 nimmt der Erdgaseinsatz in den betrachteten Zielszenarien deutlich ab. Im Zeitraum 2018 bis 2030 sinkt der Primärenergieverbrauch im Mittel um rund 17 % (Minimum -10 %; Maximum -23 %), der Endenergieverbrauch nimmt im Mittel um 32 % ab (Minimum -18 %; Maximum -46 %). Dabei fällt der Rückgang im Gebäude- und im Industriesektor in einer vergleichbaren Größenordnung aus. Im Sektor Energiewirtschaft zeigt sich ein gemischtes Bild. In einigen Szenarien nimmt der Erdgaseinsatz zur Stromerzeugung bis zum Jahr 2030 noch leicht zu.

Kurzfristige Einsparoptionen für Erdgas ergeben sich überwiegend durch eine Anpassung des Verhaltens, u.a. eines Wechsels des Brennstoffs bei bivalenten Anlagen oder der Reduktion der Raumtemperatur in Gebäuden. Kurzfristig (0,5 Jahre) können bei der Industrie rund 50 PJ und im Gebäudesektor rund 80 PJ eingespart werden. Mittelfristig ergeben sich zusätzliche Einsparpotenziale insbesondere durch die Umstellung von Anlagen, u.a. durch den Austausch von Gaskesseln durch Wärmepumpen, Elektrodenkessel oder auch Biomassekessel. Das mittelfristige (2-3a) technische Einsparpotenzial liegt so bei rund 150 PJ im Industriesektor und bei rund 350 PJ im Gebäudesektor. Das realisierbare Potenzial dürfte (erheblich) geringer sein. Langfristig (15-20a) kann das gesamte Erdgas in den Sektoren Gebäude und Industrie ersetzt werden. Im Verkehrssektor spielt Erdgas keine nennenswerte Rolle. Im Sektor Energiewirtschaft hängt der Einsatz von Erdgas stark vom Stromverbrauch aus den Nachfragesektoren ab.

Einsparungen können sich indirekt durch Maßnahmen zur Reduktion des Stromverbrauchs ergeben. Eine direkte Option zur Reduktion des Erdgasverbrauchs im Sektor Energiewirtschaft ist die Substitution der Erzeugung über andere Kraftwerke oder Brennstoffe.

Die stark rückläufigen Erdgasimporte aus Russland konnten im Jahr 2022 kompensiert werden durch höhere Importe aus anderen Regionen, allerdings zu einem höheren Preis. Das Erdgas wird überwiegend über Pipelines nach Europa transportiert. Mit der Erschließung neuer Importquellen stieg auch die Bedeutung von Importen an Flüssigerdgas (LNG). Einerseits wurden die bestehenden europäischen LNG-Terminals stärker ausgelastet, andererseits wurden neue deutsche LNG-Kapazitäten errichtet. Diese basieren vorerst überwiegend auf (temporären) FSRU (Floating Storage and Regasification Unit). Mittel- und längerfristig sind landbasierte Importterminals geplant. Bereits bis zum Jahr 2025 soll in Deutschland eine LNG-Importkapazität von über 1.000 PJ/a zur Verfügung stehen (bis 2030: rund 2.000 PJ). Der Ausbau der LNG-Infrastruktur ermöglicht eine Diversifizierung von Bezugsquellen, um einen möglichen Ausfall von Quellen zu kompensieren. Zudem wird die Resilienz der deutschen Gasinfrastruktur gestärkt. Die längerfristige Auslastung der Infrastruktur hängt stark von der Entwicklung der zukünftigen Nachfrage nach Erdgas ab.

Die Strompreise auf dem europäischen Strommarkt richten sich nach dem Merit-Order-Prinzip. Dabei richtet sich die Einsatzreihenfolge der stromproduzierenden Kraftwerke an Grenzkosten der Kraftwerke aus. Das Kraftwerk für die letzte produzierte Megawattstunde bestimmt den Preis, oftmals sind dies Gaskraftwerke. Durch die stark gestiegenen Erdgaspreise sind in den Jahren 2022 und 2023 auch die Strompreise stark gestiegen. Die Entwicklung der Gasversorgung und der Erdgaspreise wird auch in den kommenden Jahren die Strompreise noch stark beeinflussen. Ein starker Einfluss geht aber auch von den CO₂-Preisen sowie dem Wind- und PV-Ausbau aus.-

1 Problemstellung & Motivation

Erdgas ist ein fossiler Energieträger. Um das Netto-null-Emissionsziel erreichen zu können, muss auf die Verwendung von Erdgas zur energetischen (und stofflichen) Nutzung langfristig weitestgehend verzichtet werden. Erdgas wurde lange Zeit als Übergangstechnologie hin zu einem klimaneutralen Energiesystem betrachtet. Aufgrund der geringeren THG-Intensität bei der Verbrennung können durch den Einsatz von Erdgas anstelle von Kohle und Mineralölprodukten zur Strom- und Wärmeproduktion THG-Emissionen eingespart werden. Entsprechend ist auch in vielen Klimaschutzszenarien Erdgas bis zum Jahr 2030 ein zentraler Energieträger und der Verbrauch verringert sich bis dahin nur begrenzt.

Das Erdgas hat auch einen starken Einfluss auf die Strompreise. Die Preisbildung auf dem Strommarkt erfolgt nach dem sogenannten Merit-Order-Prinzip. Das bedeutet, dass die Grenzkosten – im Wesentlichen Brennstoff- und CO₂-Kosten – des letzten noch benötigten Kraftwerks in der jeweiligen Stunde den Strompreis in dieser Stunde bestimmen. Da in vielen europäischen Strommärkten die letzten Kraftwerke zur Deckung der Last oft Gas-Kraftwerke sind, wirkt sich eine Veränderung der Erdgaspreise in der Regel direkt auf die Strompreise aus.

Seit Beginn des völkerrechtswidrigen russischen Angriffskriegs auf die Ukraine hatte sich die Versorgungslage mit Erdgas in Europa insbesondere im Jahr 2022 verschlechtert. Deutschland war aufgrund der seinerzeit hohen Importanteile aus Russland besonders von dieser veränderten Versorgungslage betroffen. Direkte Importe aus Russland nach Deutschland über die Nord Stream 1-Pipeline sind seit dem Jahr 2022 eingestellt. Verminderte Importe konnten u. a. durch höhere Importe aus Norwegen und eine Ausweitung der Importe von Flüssigerdgas ausgeglichen werden. Inwiefern mittelfristig die Vollversorgung mit Erdgas gewährleistet werden kann, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab.

In Folge des Abbruchs der direkten Erdgasimporte aus Russland ergaben sich starke Preisausschläge im Jahr 2022 und Anfang 2023, die sich aber zuletzt u. a. infolge der milden Winter 2022/2023, 2023/2024 und der hohen Gasspeicherfüllstände wieder entspannten. Bis zum Abschluss des planmäßigen Auf- und Ausbaus der LNG-Importinfrastruktur in Deutschland muss jedoch mit begrenzten Importmöglichkeiten gerechnet werden sowie allenfalls auch längerfristig mit höheren Preisen (Flüssiggas bleibt teurer als russisches Pipeline-Erdgas).¹ Die Preisspitzen beim Gas haben im Jahr 2022 auch den Strompreis in bisher ungekannte Höhen getrieben. Zuletzt beruhigten sich die Strompreise aber ebenfalls wieder. Gleichwohl steht die Frage im Raum, wie sich die Versorgungslage mit Erdgas in der näheren Zukunft entwickelt und inwieweit dies Auswirkungen auf die Entwicklung bei den Strompreisen hat. Bei dieser Betrachtung erscheinen folgende zeitliche Abschnitte sinnvoll, die in unterschiedlicher Tiefe bearbeitet werden:

- Der Blick zurück auf das Krisenjahr 2022
- Der kurzfristige Blick auf den Winter 2023/2024
- Die mittlere Perspektive bis etwa 2026

¹ In einer aktuellen Ariadne-Studie wird beispielsweise bereits ab 2023 von nur noch 600 TWh Erdgas ausgegangen, was gegenüber 2019 einer Reduktion um rund 30 % entspricht.

■ Die Langfristperspektive bis 2035 und gegebenenfalls darüber hinaus

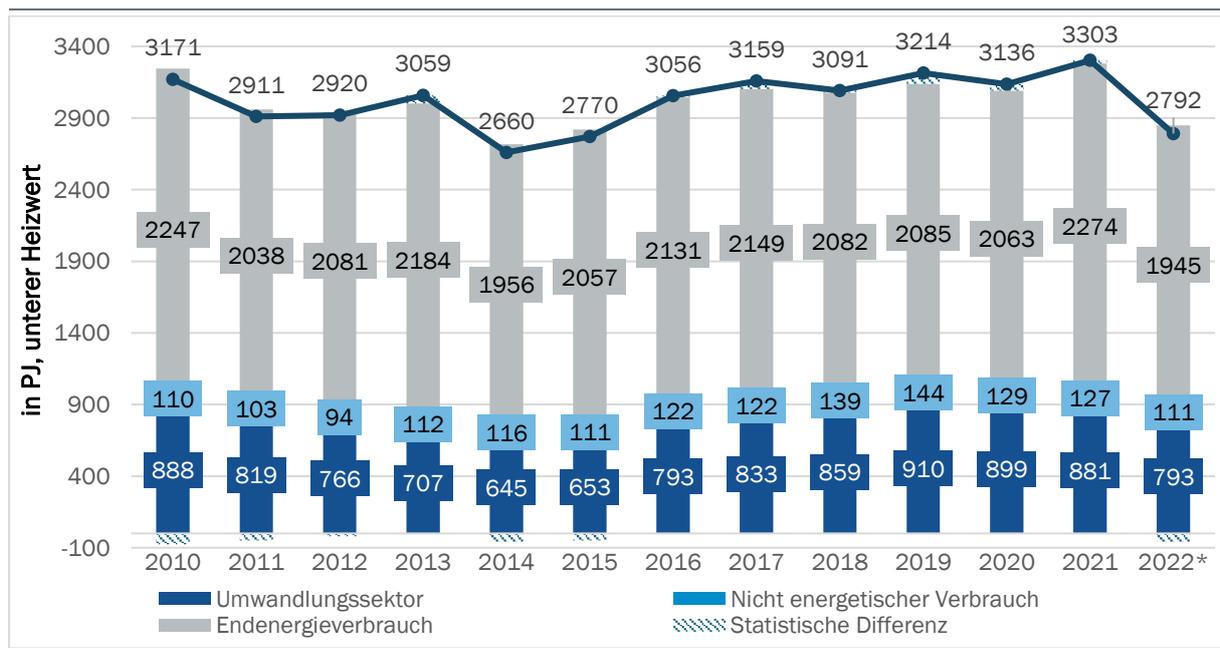
Vor dem Hintergrund der Fragen der Rolle von Erdgas und zur Strompreisentwicklung wird beschrieben, wo Erdgas heute eingesetzt wird, wo der Einsatz reduziert oder ersetzt wurde bzw. weiterhin reduziert werden kann und wo Erdgas auch mittelfristig (bis 2030/2035) von hoher Bedeutung verbleibt. Dabei soll auch die mögliche Geschwindigkeit der Transformation betrachtet werden und die Nachfrage mit dem erwarteten zukünftigen Angebot an Erdgas abgeglichen werden. Daraus werden Konsequenzen für den angestrebten Transformationspfad in Richtung netto-null THG-Emissionen abgeleitet.

2 Status Quo des Erdgasverbrauchs

2.1 Gesamtverbrauch

In diesem Abschnitt wird der Verbrauch von Erdgas im Zeitraum von 2010 bis 2022 nach Sektoren und Anwendungen beschrieben. Dabei wird, analog zum Vorgehen in der Deutschen Energiebilanz, der Verbrauch von Erdgas zusammen mit dem Verbrauch von Erdöl² dargestellt. Neben diesen beiden Naturgasen werden weitere Methan-haltige Gase, die als Abfallprodukt in der Industrie anfallen, sowie Flüssiggas, Grubengas und biogene Gase eingesetzt. Die Verbräuche dieser Gase sind im Verhältnis zum Erdgasverbrauch gering. Bei den nachfolgenden Betrachtungen werden diese Gase nicht berücksichtigt. Auf die verfügbaren Mengen und Potenziale wird in Abschnitt 4 zur zukünftigen Versorgung mit Gas eingegangen.

Abbildung 1: Erdgas- und Erdölgasverbrauch in Deutschland 2010 bis 2022, in PJ



* vorläufige Daten der Energiebilanz

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der AG Energiebilanzen

Abbildung 1 zeigt den Primärenergieverbrauch von Erdgas und Erdöl in Deutschland von 2010 bis 2022. Am tiefsten war der Erdgasverbrauch im Jahr 2014 mit 2.660 PJ; dies entsprach einem Anteil von 20 % am gesamten Primärenergieverbrauch. Am höchsten war der Verbrauch mit 3.303 PJ im Jahr 2021 (Anteil am gesamten PEV: 26,5 %). Im Jahr 2022 ging der Einsatz deutlich

² Erdöl ist ein aus natürlichen Lagerstätten stammendes methanreiches Gas, das bei der Förderung von Erdöl anfällt. In den Bilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. wird Erdgas zusammen mit Erdöl gas ausgewiesen. Mengenmäßig dürfte der Anteil von Erdgas gegenüber dem Erdöl gas stark überwiegen.

zurück (-15 %) und auch der Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch verringerte sich auf 23,6 %. In den ersten neun Monaten des Jahres 2023 lag der Anteil weiterhin bei rund 23,5 %.³

Der größte Anteil des Primärenergieverbrauch geht auf den Endenergieverbrauch zurück. Im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2022 schwankte der Anteil zwischen 65 % bis 74 %. Auf den Umwandlungssektor entfielen 23 % bis 29 %. Mit Anteilen von 3 % bis 4 % ist die Bedeutung des nichtenergetischen Verbrauchs vergleichsweise gering. Im Zeitraum 2010 bis 2021 weist der Erdgasverbrauch eine leicht steigende Tendenz auf. Besonders auffällig ist der Verbrauchsrückgang im Jahr 2022, der alle Sektoren betrifft und im starken Zusammenhang mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine steht. Auf die Verbrauchsentwicklung im Jahr 2022 wird in Unterkapitel 2.3 genauer eingegangen.

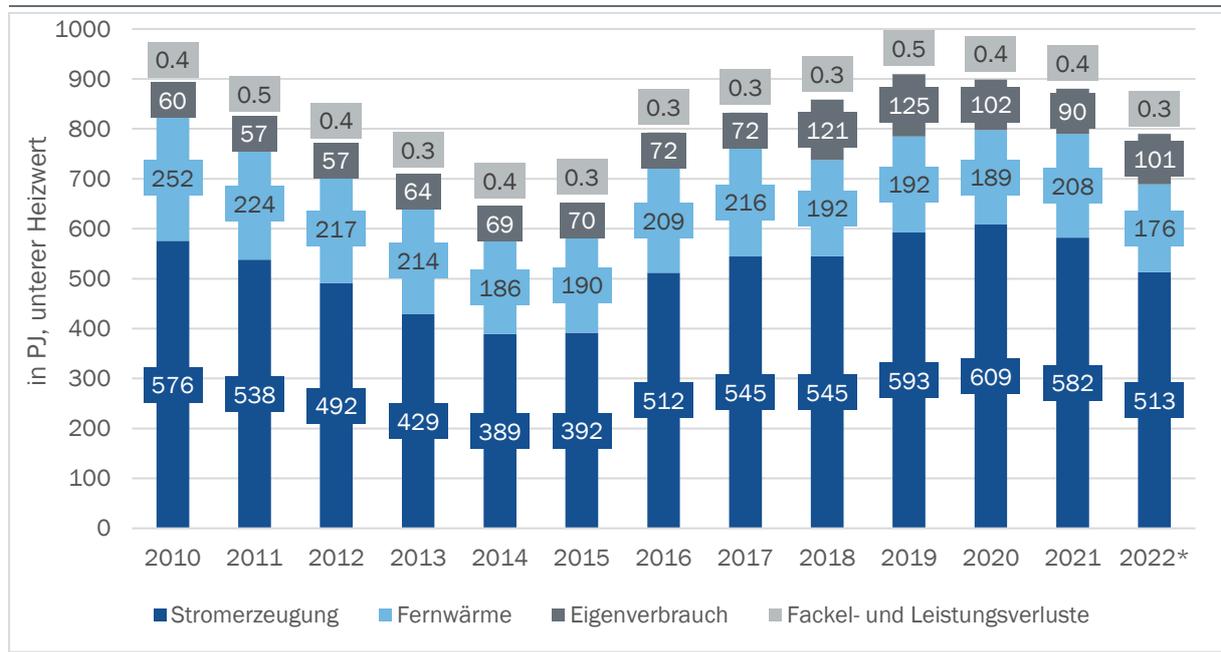
Im Folgenden wird detaillierter auf die Verbrauchsentwicklung in den einzelnen Sektoren sowie die zeitlichen Veränderungen eingegangen.

Abbildung 2 zeigt den Erdgasverbrauch im Umwandlungssektor. Dieser umfasst den Umwandlungseinsatz in der Strom- und Fernwärmeerzeugung, den Eigenverbrauch und die Fackel- und Leistungsverluste. Letztere spielen jedoch eine untergeordnete Rolle. Der Verlauf des Umwandlungseinsatzes folgt deutlich dem der Stromerzeugung, der den größten Anteil ausmacht. Die Stromerzeugung aus Erdgas schwankt aufgrund verschiedener Effekte. Wichtige Einflussgrößen sind der Erdgaspreis, Ausbau und Erzeugung von erneuerbaren Energien, der CO₂-Zertifikatepreis, die Nachfrageschwankung und der Kernenergieausstieg. In den Jahren 2010 bis 2014 war der Verbrauch von Erdgas für die Stromerzeugung stark rückläufig (-32 %). In den Jahren 2015 bis 2020 ist der Einsatz wieder stark angestiegen. Im Jahr 2021 lag der Erdgasverbrauch für die Stromerzeugung in etwa auf dem Niveau des Jahres 2010 (rund 580 PJ).

Der Erdgasverbrauch für die Erzeugung von Fernwärme schwankt ebenfalls zwischen den einzelnen Jahren, was hauptsächlich auf die Veränderungen in den Witterungsbedingungen zurückzuführen ist. Die Entwicklung der jährlichen Witterungskorrekturfaktoren weist einen ähnlichen Verlauf wie der Erdgasverbrauch auf (Abbildung 3).

³ AG Energiebilanzen 2023: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/>

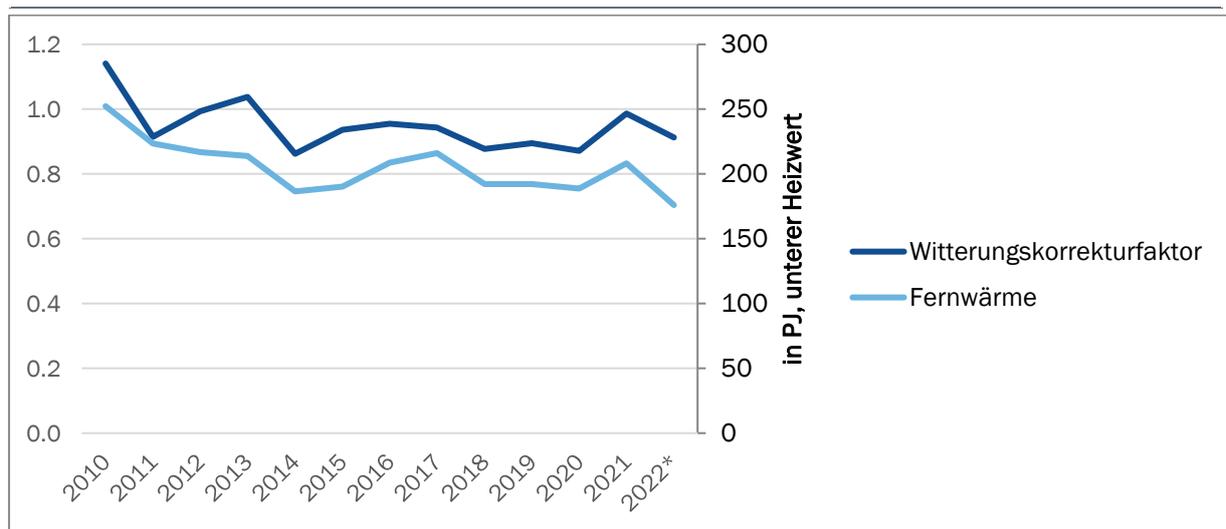
Abbildung 2: Erdgas- und Erdölgasverbrauch im Umwandlungssektor 2010 bis 2022, in PJ



* vorläufige Daten der Energiebilanz

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der AG Energiebilanzen

Abbildung 3: Witterungskorrekturfaktor (linke Skala) und Erdgasverbrauch in der Fernwärme, in PJ (rechte Skala) 2010 bis 2022

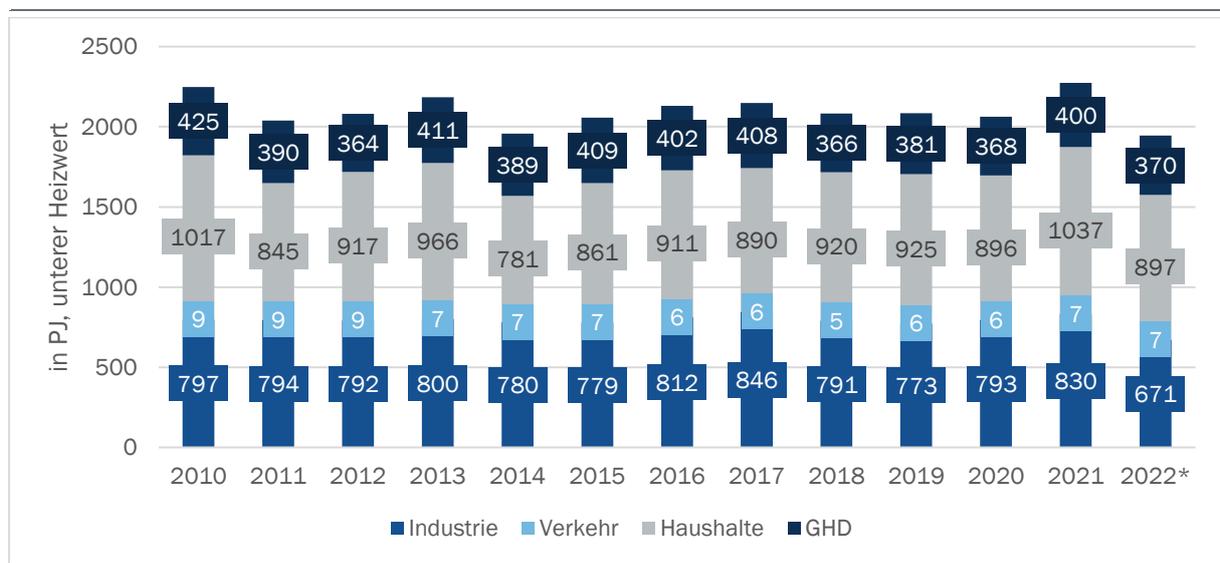


* vorläufige Daten der Energiebilanz, Trendprognose des Witterungskorrekturfaktors

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der AG Energiebilanzen und DWD

Abbildung 4 zeigt den Endenergieverbrauch von Erdgas von 2010 bis 2022 unterteilt nach Sektoren. Der gesamte Gasverbrauch schwankt leicht über die Zeit im Bereich von 1945 PJ und 2274 PJ. In den Jahren 2010 bis 2021 weist der Endenergieverbrauch eine leicht steigende Tendenz auf, wobei der Verbrauch in den Sektoren Industrie und Private Haushalte leicht ansteigt und im GHD-Sektor leicht abnimmt. Der Haushaltssektor macht in allen Jahren des Zeitraum 2010 bis 2022 den größten Anteil am Gasverbrauch aus (35 % bis 46 %), gefolgt vom Industriesektor (32 % bis 38 %). Der Verbrauchsanteil des GHD-Sektors liegt zwischen 16 % und 19 %, während der Verkehrssektor einen vernachlässigbar kleinen Gasverbrauch vorweist (Verbrauchsanteil <1 %).

Abbildung 4: Endenergieverbrauch von Erdgas und Erdöl nach Sektoren 2010 bis 2022, in PJ



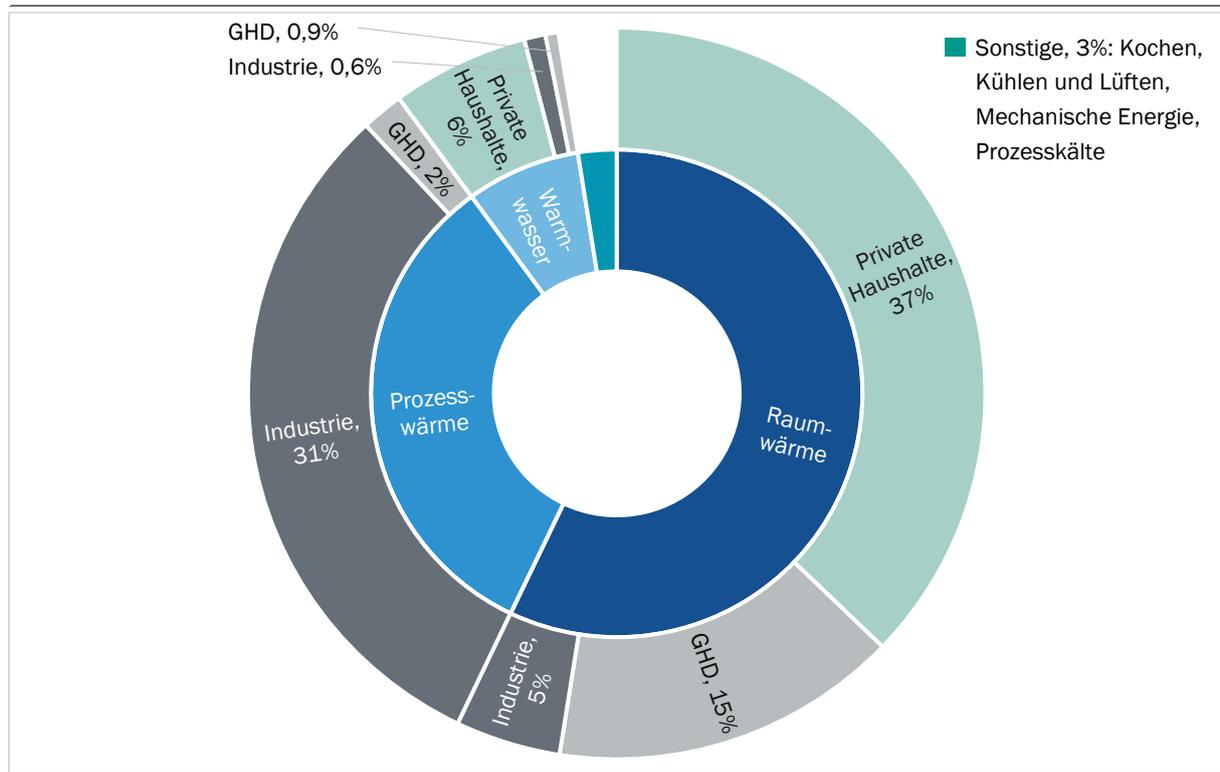
* Vorläufige Daten der Energiebilanz

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Daten der AG Energiebilanzen

Nachfolgend wird auf die Unterteilung des Verbrauchs nach Anwendungen eingegangen. Da sich die Anteile der Anwendungen am Endenergieverbrauch zwischen 2010 und 2022 kaum verändert haben, ist in Abbildung 5 exemplarisch das Jahr 2019 aufgeführt, da dieses Jahr weder durch die Corona-Pandemie noch den Krieg in der Ukraine beeinflusst wurde. Zusätzlich ist eine Unterteilung nach Sektoren mit aufgeführt. Im Anhang A in Tabelle 9 befindet sich die vollständige Zeitreihe sowie im Anhang B eine Alternative Darstellung des Verbrauchs nach Produktionsbereichen. Erdgas wird zum größten Teil für die Bereitstellung von Raumwärme verwendet (2021: 58%). In warmen Jahren ist der Anteil etwas geringer, beispielsweise lag im Jahr 2014 der Anteil bei 55 % und im Jahr 2020 bei 56 %. In kalten Jahren ist der Raumwärmebedarf höher und es ergibt sich ein etwas höherer Anteil (beispielsweise lag im sehr kalten Jahr 2010 der Anteil bei 61 %). Dementsprechend folgt der gesamte Endenergieverbrauch stark der witterungsabhängigen Nachfrage nach Raumwärme. Eine zentrale Rolle für den Erdgasverbrauch spielt auch die Prozesswärme (Anteil 2019: 33 %). Rund 8 % des Verbrauchs entfallen auf den Warmwasserverbrauch. Die Anteile der übrigen Anwendungen (Elektrogeräte, Kühlen und Lüften, Mechanische Energie, Prozesskälte) sind gering. Während der Großteil des

Raumwärme auf den Sektor Private Haushalte entfällt (im Mittel rund 80 %), wird die Prozesswärme überwiegend im Industriesektor nachgefragt (Anteil 95 %).

Abbildung 5: Erdgasverbrauch im Endenergiesektor nach Anwendungen und Sektoren für 2019



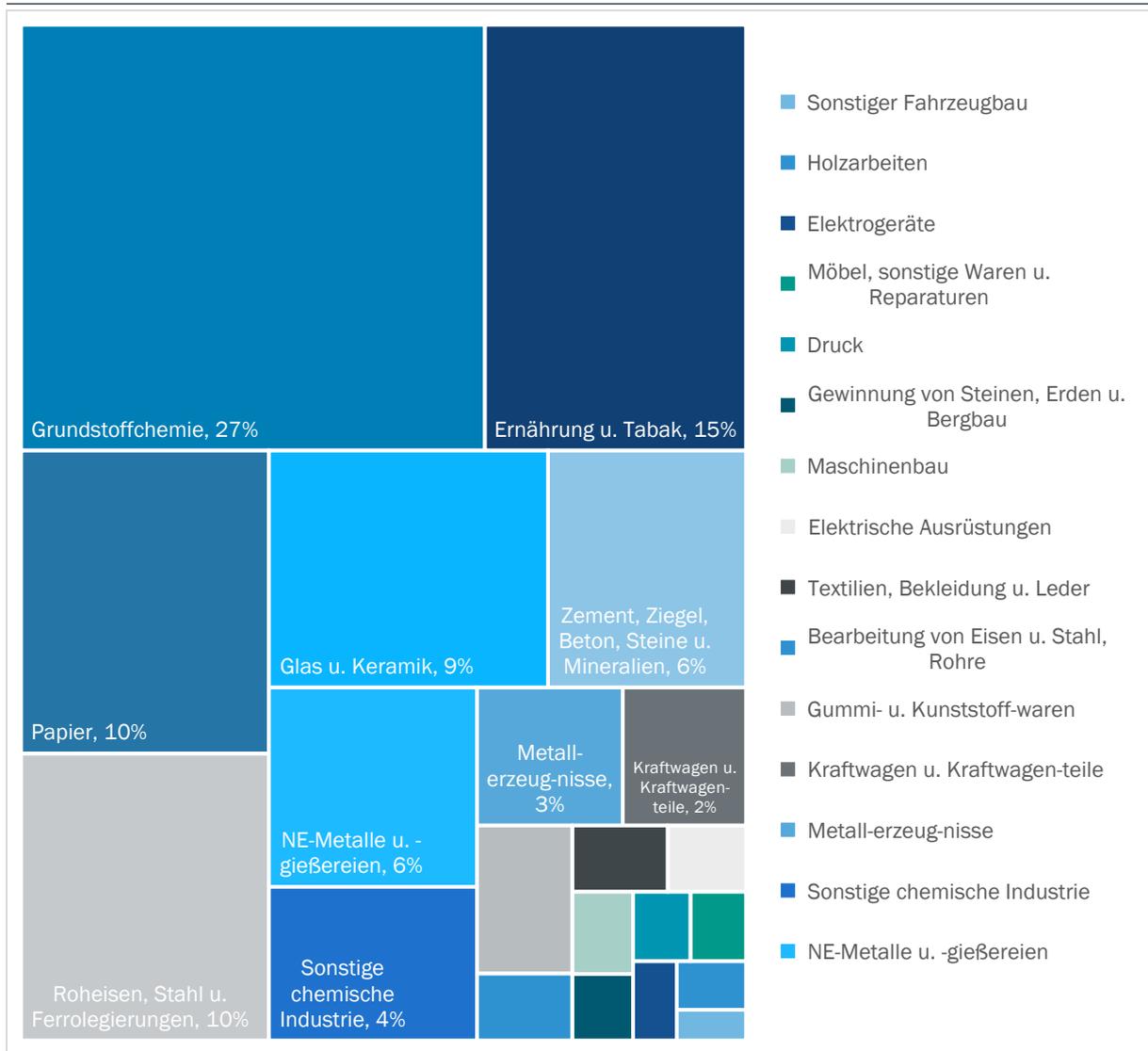
Quelle: Eigene Darstellung

Nachfolgend wird auf die Anwendungen in den einzelnen Endverbrauchssektoren eingegangen, wobei der Verkehrssektor aufgrund des geringen Verbrauchs vernachlässigt wird.

Der **Industriesektor** kann aus Abbildung 4 als zweitgrößter Erdgasverbraucher identifiziert werden. Eingesetzt wird Erdgas im betrachteten Zeitraum vorrangig für die Bereitstellung von Prozesswärme (82 % bis 84 %). Der Erdgasverbrauch für Prozesswärme teilt sich ca. zur Hälfte auf Niedertemperatur- (<200 °C) und Hochtemperaturanwendungen (>200 °C) auf. Außerdem wird eine geringe Menge für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser verwendet (13 % bis 16%). Die Schwankungen über die Zeitreihe lassen sich v. a. durch die schwankende Produktion und den damit verbundenen Verbrauch für Prozesswärme erklären.

Die Aufschlüsselung des Erdgasverbrauchs für Prozesswärme nach Branchen ist beispielhaft für das Jahr 2019 in Abbildung 6 dargestellt. Im Anhang in Tabelle 11 befindet sich die vollständige Zeitreihe. Die Grundstoffchemie macht mit 27 % den größten Anteil aus. Ebenfalls relevante Branchen sind Ernährung und Tabak (15 %), Papier (10 %), Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen (10 %), Glas und Keramik (9 %), Metallerzeugnisse und Nichteisenmetalle (9 %) sowie Zement, Ziegel, Beton, Steine und Mineralien (6 %). Die Verbrauchsanteile der übrigen Branchen sind gering (0 % bis 4 %).

Abbildung 6: Erdgasverbrauch im Industriesektor für Prozesswärme nach Branchen 2019



Quelle: Eigene Darstellung

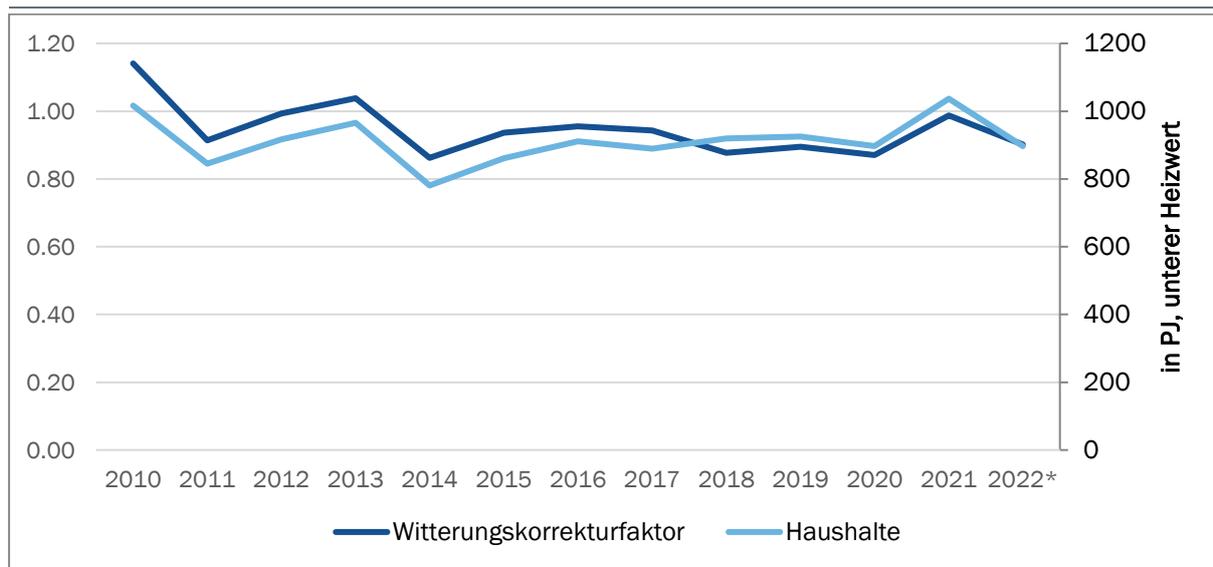
Neben der Branchenaufteilung ist vor allem auch der Blick auf Produkte aufschlussreich: 300 Produkte sind für knapp 90 % des Erdgasverbrauchs der Industrie verantwortlich.⁴ Dennoch werden unterschiedliche Zwecke bzw. Anwendungen mit Erdgas verfolgt. Zur Produktion von Chemikalien werden neben der stofflichen Verwendung insbesondere KWK-Anlagen und GuD-Kraftwerke mit Erdgas betrieben. In der Nahrungsmittelherstellung wird Erdgas vor allem für Niedertemperaturprozesse (Erhitzen, Trocknen) eingesetzt. Für die Papierproduktion werden ebenso erdgasbefeuerte KWK-Anlagen und Heizkessel für einen Großteil der Wärmebereitstellung bzw. Dampferzeugung betrieben. Die Stahlerzeugung weist zwar auf deren Gesamt-EEV bezogen keinen allzu hohen Erdgasverbrauch auf, aber die Weiterverarbeitung des Rohstahls läuft vorwiegend mit Erdgas. Dies betrifft die entsprechenden Hochtemperaturprozesse (> 500 °C)

⁴ https://www.iwh-halle.de/fileadmin/user_upload/publications/iwh_policy_notes/iwh-pn_2022-02_de_Gaspreisanstieg_Industrie.pdf

bspw. in Walzwerken, wodurch ein wichtiger Teil der Produktion eine starke Erdgas-Abhängigkeit aufweist. Darüber hinaus wird Erdgas in der Glasherstellung zur kontinuierlichen Beheizung der Schmelzöfen und -wannen auf Temperaturen um 1500 °C eingesetzt. Auch in der Ziegel- und Keramikproduktion ist Erdgas aktuell der Hauptenergieträger zur Beheizung der entsprechenden Öfen auf um 1000 °C, insbesondere für Brenn-, Sinter- und Kalzinierungsprozesse, wodurch auch diese Branchen massive Erdgas-Abhängigkeiten aufweisen.

Der **Sektor der Privaten Haushalte** benötigt Erdgas fast ausschließlich für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser, wobei der Anteil der Raumwärme mit 84 % bis 87 % deutlich höher ist als der Anteil des Warmwassers (11 % bis 14 %). Ein geringer Anteil wird für das Kochen aufgewendet (rund 1 %). Die jährlichen Verbrauchsschwankungen erklären sich aus den jährlichen Witterungsschwankungen. In kalten Jahren steigt die Nachfrage nach Raumwärme, in Jahren mit warmer Witterung nimmt die Nachfrage ab. Dies wird aus Abbildung 7 deutlich.

Abbildung 7: Gegenüberstellung des Witterungskorrekturfaktors (linke Skala) und dem Erdgasverbrauch im Sektor Private Haushalte in PJ (rechte Skala) 2010 bis 2022



*Prognosedaten

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten von IWU und AG Energiebilanzen

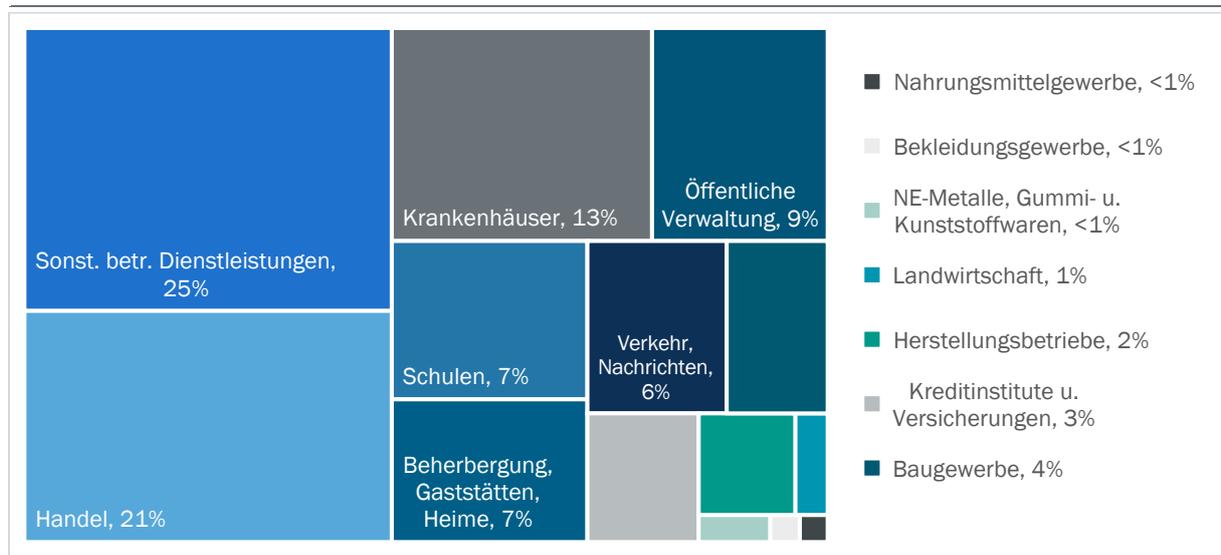
Auch im **Sektor GHD** werden über 80 % des Erdgasverbrauchs für die Bereitstellung von Raumwärme aufgewendet. Die Prozesswärme spielt mit knapp 10 % eine untergeordnete Rolle, genau wie die Warmwasserbereitstellung mit knapp 5 %. Die Anteile der übrigen Anwendungen (Prozesskälte, mechanische Energie, Kühlen und Lüften) sind mit unter 1 % vernachlässigbar. Über den Zeitraum 2010 bis 2022 verändern sich die Anteile nur geringfügig.

Exemplarisch ist für das Jahr 2019 der Verbrauch für Raumwärme nach Branchen aufgeschlüsselt. Im Anhang in Tabelle 10 befindet sich die vollständige Zeitreihe. Aus Abbildung 8 wird ersichtlich, dass die sonstigen betriebliche Dienstleistungen (25 %) sowie der Handel (21 %) einen erheblichen Anteil des Erdgasverbrauchs im GHD-Sektor ausmachen.

besonders relevant sind. Von größerer Bedeutung für den Erdgasverbrauch sind zudem die Krankenhäuser (13 %), die öffentliche Verwaltung (9 %), Schulen (7 %) sowie die Branche Beherbergung, Gaststätten und Heime (7 %). Darüber hinaus entfallen circa 25 % des Raumwärmeverbrauchs auf acht weitere Branchen mit geringen Verbrauchsanteilen (< 6 %).

Die Witterungsbedingungen beeinflussen auch hier die Nachfrage nach Raumwärme stark. Da die Raumwärme der größte Anwendungsbereich ist, lassen sich die jährlichen Verbrauchsschwankungen hauptsächlich aus den jährlichen Temperaturunterschieden erklären.

Abbildung 8: Erdgasverbrauch im GHD-Sektor für die Raumwärmebereitstellung nach Branchen 2019



Quelle: Eigene Darstellung

2.2 Nichtenergetischer Verbrauch

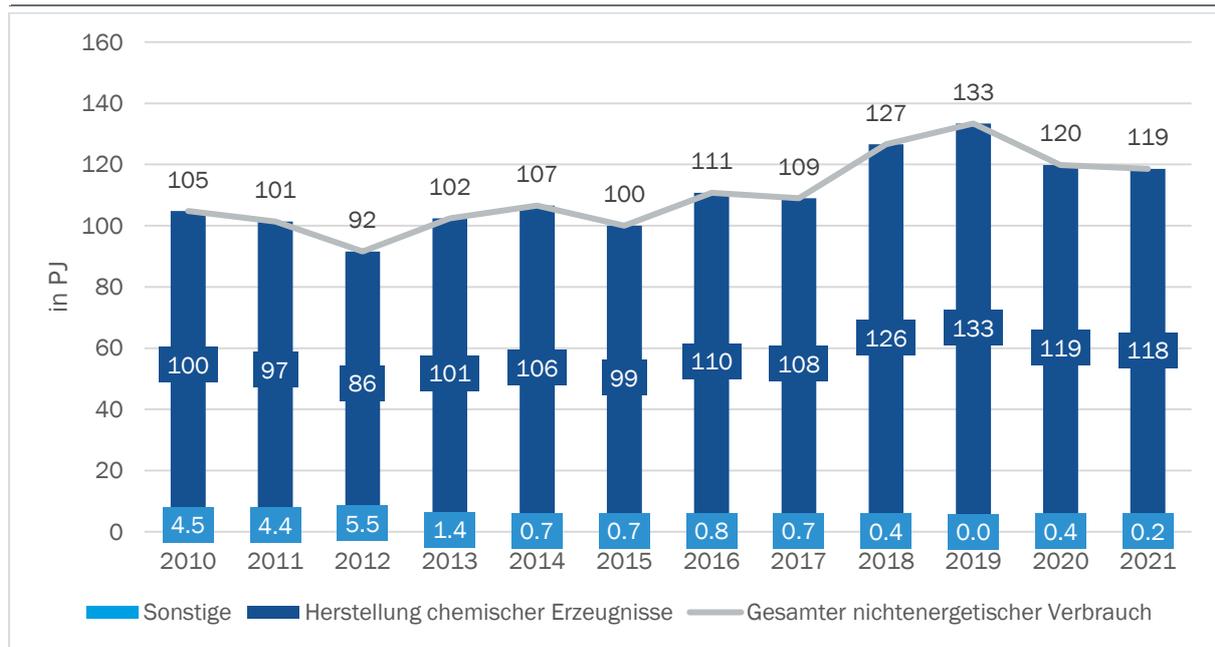
Ein Teil des Erdgases wird nicht zur Energiebereitstellung genutzt, sondern als Rohstoff für die Herstellung von Produkten. Dieser nichtenergetische Verbrauch (NEV) fällt ausschließlich im Industriesektor an. In der Energiebilanz werden diese Verbrauchsmengen außerhalb des Endenergieverbrauchs als separate Verbrauchsgröße aufgeführt. Abbildung 9 zeigt den NEV in der Zeitreihe. Daraus wird ersichtlich, dass der Verbrauch schwankt (im Vergleich zum jeweiligen Vorjahr zwischen -11 % und +17%) und in den vergangenen Jahren leicht zugenommen hat. Der NEV fällt fast ausschließlich für die Herstellung chemischer Produkte an. Aus Erdgas werden die (Zwischen-)Produkte Ammoniak und Methanol hergestellt.⁵

Die Produktion von Ammoniak war in Deutschland seit 2010 (mit Schwankungen) leicht rückläufig und lag 2021 bei rund 2,9 Mio. Tonnen. Aktuell erfolgt sie in Deutschland größtenteils auf Basis der Dampfreformierung von Erdgas. Die Methanolherstellung belief sich relativ konstant

⁵ vgl. Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2021: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/28_2023_cc_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention.pdf

auf rund 1 Mt und stieg um 2019 bis 2021 auf bis zu 1,5 Mt an.⁶ Erdgas wird dabei nur für einen kleineren Anteil der Produktion als Rohstoff eingesetzt, der Großteil wird auf Mineralöl-Basis produziert (Destillationsrückstand). 2022 war bei beiden Produkten ein deutlicher Produktionsrückgang zu verzeichnen (siehe Abschnitt 2.3). Der NEV von Erdgas folgt also der Produktion der beiden Basischemikalien.

Abbildung 9: Nichtenergetischer Verbrauch von Erdgas und Erdölgas 2010 bis 2021, in PJ



Quelle: Statistisches Bundesamt

2.3 Entwicklung im Krisenjahr 2022

Im Jahr 2022 war die Versorgung mit Erdgas infolge des Kriegs in der Ukraine und des Konflikts mit Russland eingeschränkt. Um eine Mangellage zu vermeiden, wurde von der EU ein Gasnotfallplan erstellt. Dieser beinhaltet freiwillige Ziele fürs Energiesparen, die Mitgliedstaaten sollten ihren Gasverbrauch um insgesamt 15 % gegenüber dem Durchschnitt der vergangenen fünf Jahre senken. Tatsächlich verringerte sich der Erdgasverbrauch in Deutschland im Jahr 2022 signifikant, im Vergleich zum Vorjahr 2021 um 15,5 % gesunken, von 3.300 PJ im Jahr 2021 auf noch 2.792 im Jahr 2022 (Tabelle 1).

Der prozentuale Rückgang der wichtigen Verbrauchskomponenten unterscheidet sich nicht wesentlich: Stromerzeugung -11,8 %, Fernwärmeerzeugung -15,4 %, NEV -14,8 %, Industrie -12,9 % und Gebäude (hier als Summe der Sektoren PHH und GHD) -11,8 %. Auffallend ist, dass der Energieverbrauch des übrigen Umwandlungssektors leicht angestiegen ist und die statistische Differenz deutlich größer ist als im Vorjahr. Ersteres liegt am gestiegenen

⁶ Statistisches Bundesamt / Verband der chemischen Industrie

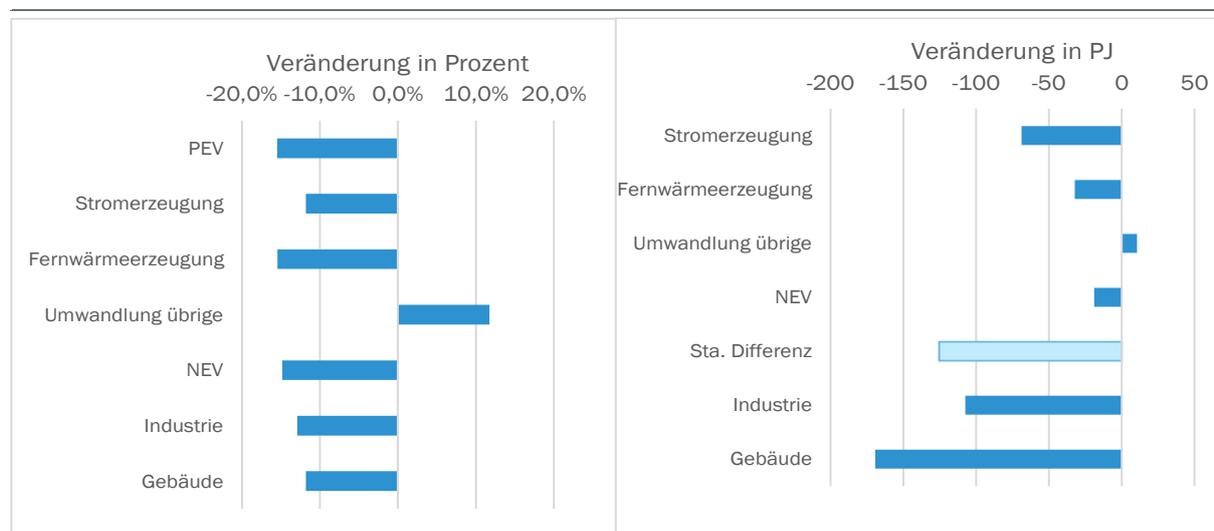
Eigenverbrauch im Bereich „sonstige Energieerzeuger“⁷, letzteres könnte damit zusammenhängen, dass es sich bei den Daten für das Jahr 2022 noch um provisorische Werte handelt.⁸

Tabelle 1: Erdgasverbrauch in den Jahren 2021 und 2022, in PJ

	PEV	Umwandlungs-einsatz		Umwandlung übrige	NEV	Stat. Differenz	Endenergieverbrauch		
		Strom	Fernwärme				Industrie	Gebäude	Verkehr
2021	3.303	582	208	90	127	22	830	1.437	7
2022	2.792	513	176	101	108	-104	723	1.267	7
Veränderung in PJ	-511	-69	-32	11	-19	-125	-107	-169	0
Veränderung in Prozent	-15,5%	-11,8%	-15,4%	11,7%	-14,8%	-583%	-12,9%	-11,8%	4,3%

Quelle: AG Energiebilanzen, provisorische Werte für das Jahr 2022

Abbildung 10: Veränderung des Erdgasverbrauchs nach Sektoren, 2022 gegenüber 2021, in PJ



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von AG Energiebilanzen

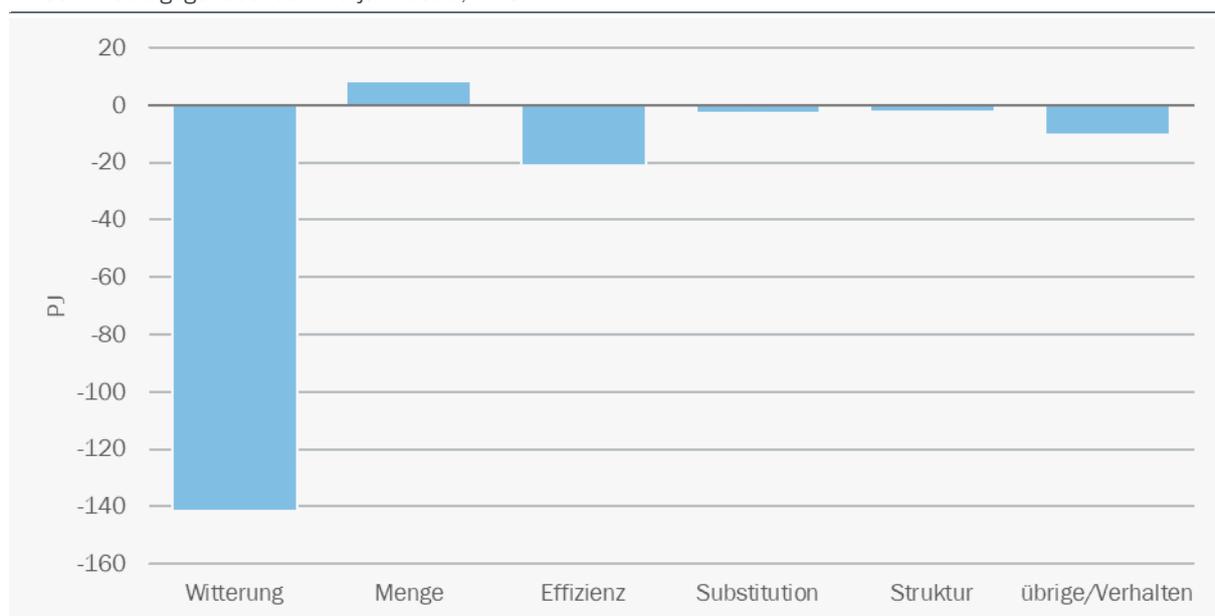
⁷ Gemäß AG Energiebilanzen werden zu den „Sonstigen Energieerzeugern“ folgende Bereiche gezählt: Kohlenwertstoffbetrieb, die Chemische Industrie, soweit sie Energieträger in Form von Pyrolysebenzin, Restgasen und Rückständen aus der Verarbeitung von Mineralölprodukten erzeugt und an die Raffinerien zurückliefert, die Aufbereitungsanlagen der Erdöl- und Erdgasgewinnung mit dem Anfall von Kondensat sowie die Anlagen zur Aufbereitung von Altölen, Anlagen zur Gewinnung von spalt- und brutstoffhaltigen Erzen, Anlagen zur Herstellung und Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen sowie Kläranlagen. <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/11/vorwort.pdf> (Seite 14)

⁸ Wird der Rückgang der statistischen Differenz auf die anderen Sektoren verteilt, würde sich für diese eine noch etwas stärkere Reduktion ergeben.

Im Folgenden wird versucht, die Entwicklung in den einzelnen Sektoren zu erklären und die treibenden Faktoren für den Rückgang zu identifizieren. Für die Verbrauchssektoren Industrie und Gebäude wurde dazu eine Faktorzerlegung erstellt. Dabei wurde auf Ebene der Anwendungen bzw. Branchen die jährliche Entwicklung anhand der vorhandenen bottom-up-Modelle nach Faktoren wie Witterung, Effizienz, Substitution, Struktur und übrige bzw. nicht erklärbare Effekte zerlegt.

Der Erdgasverbrauch im Gebäudesektor, hier vereinfacht ausgedrückt durch die Sektoren Private Haushalte und GHD, verringerte sich im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr um 169 PJ (-11,8 %). Der Verbrauch im Gebäudesektor wird stark durch die Raumwärme bestimmt, auf die über 80 % des Erdgasverbrauchs entfallen. Die Raumwärme wiederum wird stark durch die Jahreswitterung beeinflusst. Das Jahr 2022 war mit einer Gradtagszahl von 3.117 deutlich wärmer als das Jahr 2021 mit einer Gradtagszahl von 3.521. Dies führte zu einer witterungsbedingten Reduktion des Raumwärmeverbrauchs von -11,5 %. Bezogen auf den Gesamtverbrauch des Gebäudesektors führte die warme Witterung im Jahr 2022 zu einer Reduktion um 10 %, respektive 141 PJ (Abbildung 11). Damit ist die Witterung die Hauptursache für den starken Verbrauchsrückgang im Jahr 2022. Die verbesserte Effizienz der Gebäude und Anlagen verringerte den Verbrauch um rund 20 PJ. Die Substitution, der Ersatz von Erdgasheizungen durch alternative Heizungen, hatte nur eine leichte Reduktion zur Folge (-2 PJ). Es zeigte sich jedoch eine Trendumkehr, da bis zum Jahr 2021 Erdgas Netto-Substitutionsgewinner war (mehr Wechsel zu Erdgas als weg von Erdgas). Die Mengeneffekte durch das Wachstum der Bevölkerung und der Gebäudeflächen hatten einen verbrauchssteigernden Effekt von rund 5 PJ. Die Struktureffekte sind im Gebäudesektor von geringer Bedeutung. Ein Teil des Rückgangs (23 PJ) kann durch keinen der erfassten Effekte erklärt werden. Dieser Rückgang könnte teilweise auch auf ein geändertes Nutzerverhalten infolge der höheren Energiepreise und der Sparappelle zurückzuführen sein.

Abbildung 11: Veränderung des Erdgasverbrauchs im Gebäudesektor nach Bestimmungsfaktoren
im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr 2021, in PJ



Eigene Berechnungen

Die eigenen Abschätzungen decken sich in etwa mit denjenigen von CO₂-online, deren Abschätzungen ebenfalls nur einen geringen Effekt durch das Verhalten ergeben (rund 3,5 % der Erdgaseinsparung). Andere Studien weisen jedoch einen deutlich höheren Effekt des Verhaltens aus. Beispielweise schätzt der BDEW im Herbst-Winter 2022 die Verhaltensbedingte Reduktion auf rund 6 %.⁹ Open Energy-Tracker schätzt die verhaltensbedingte Reduktion im Zeitraum September 2022 bis Juni 2023 sogar auf rund 12 % ein (gegenüber der Periode 2018-2021).¹⁰ Der Vergleich der Quellen ist aber schwierig, da sich die Analysen bei der Definition des Referenzverbrauchs, respektive des Referenzzeitraums unterscheiden (2021, teilweise aber auch 2019 oder Mittelwert der Jahre 2018-2021). Auch die Berechnung des Witterungseffekts und des witterungsbereinigten Bedarfs erfolgt unterschiedlich.

Im **Industriesektor** verringerte sich der Endenergieverbrauch von Erdgas im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr um 107 PJ (-12,9 %). Der verringerte Verbrauch war in allen Branchen zu beobachten, anteilig am Gesamtverbrauch der Branche war die Reduktion in der Grundstoffchemie mit rund -30 % am höchsten.

Die Reduktionen im Industriesektor sind auf verschiedene Faktoren zurückzuführen: Infolge der mildereren Außentemperaturen ergibt sich analog zum Gebäudesektor auch in der Industrie ein geringerer Heizbedarf (in Fabrikhallen, Bürogebäuden etc.). Die witterungsbedingte Einsparung im Industriesektor errechnet sich zu rund 11 PJ. Die geopolitische Situation und die hohen Erdgaspreise haben darüber hinaus dazu geführt, dass die Industrieunternehmen deren Erdgasverbrauch aktiv deutlich reduziert haben – vorwiegend durch Energieträger-Substitutionen, dezidierte Effizienzmaßnahmen und Produktionsrückgänge. Der Mengeneffekt aufgrund der verringerten Produktion wird auf rund 53 PJ geschätzt. Dies ist vor allem durch geringere Produktionsmengen erdgas-intensiver Produkte (Papier, Chemikalien, Eisen/Stahl) bedingt (siehe Abbildung 13). Im Industriesektor ist dies demnach der Effekt mit der größten Einsparwirkung. Autonome Effizienzmaßnahmen (relativ konstant über die letzten Jahre) haben eine vergleichsweise geringe Wirkung und belaufen sich auf knapp 3 PJ. Hohe Energieträgerpreise sind ein Anreiz, derartige Maßnahmen (verstärkt) umzusetzen. Diese dezidiert umgesetzten Effizienzmaßnahmen sind Teil der übrigen Effekte. Hierzu zählen auch Maßnahmen zur Energieträger-Substitution (v. a. auf Mineralöle und Erneuerbare Energien)¹¹. Die übrigen umfassen insgesamt nicht auf die anderen Effekte zuordenbare Einsparungen (Differenz zur statistischen Gesamteinsparung). Auch die übrigen Effekte sind mit einer Einsparwirkung von 41 PJ aufgrund der Ausnahmesituation sowie der eingeschränkten Datenverfügbarkeit groß.

Vergleichbar detaillierte Abschätzungen für den Industriesektor sind nicht bekannt. Ruhнау et al. (2023) stellen beispielsweise den industriellen Verbrauch kontrafaktischen Verbräuchen (saison- und temperaturbereinigt) gegenüber und kommen für 2022 auf eine gesamte Krisenantwort in der Industrie von ca. -15 %.¹² Daneben vergleicht die Bundesnetzagentur den Gasverbrauch von Industriekunden lediglich mit jenen der Vorjahre bzw. einem Durchschnittsverbrauch des Zeitraums 2018-2021. Es wird (ohne Bereinigung) für 2022 eine Reduktion des Gasverbrauchs von 15 % ausgewiesen.¹³ Eine frühere Untersuchung der Prognos für die Vereinigung der

⁹ https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20230601_Jahresbericht-2022-UPDATE-mai-2023.pdf

¹⁰ <https://openenergytracker.org/de/docs/germany/naturalgas/#einsparungen-witterungs-und-verhaltenkomponenten>

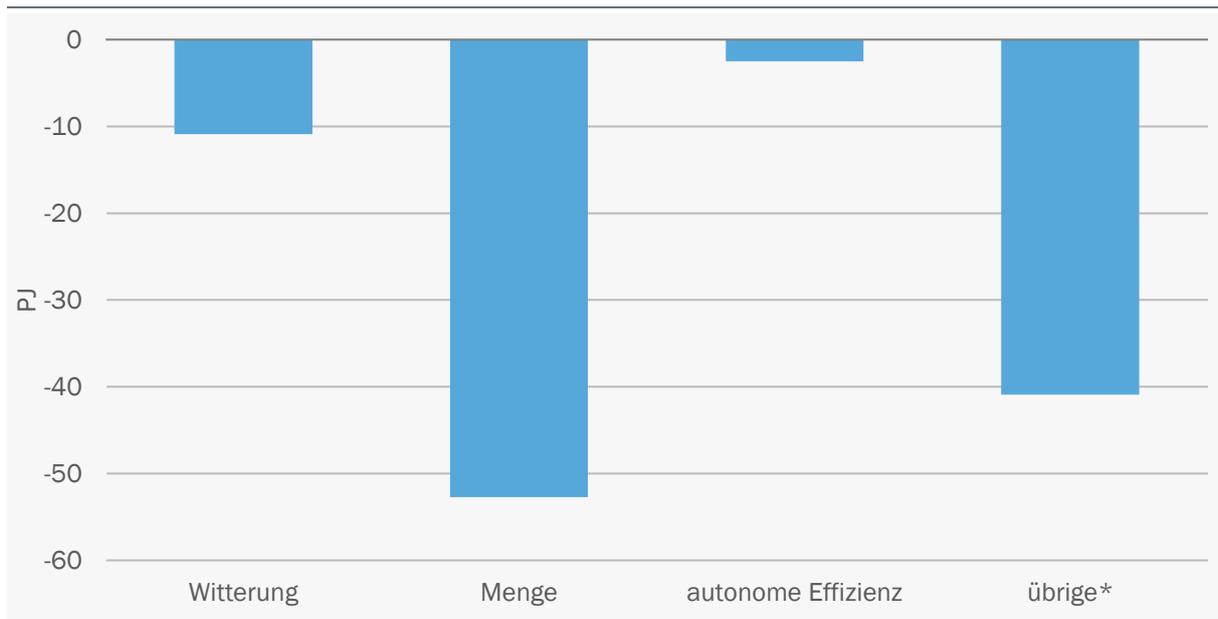
¹¹ in der Grundstoffchemie auch auf Braunkohlen

¹² <https://www.nature.com/articles/s41560-023-01260-5>

¹³ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/GasverbrauchRLM_monatlich/Gasverbrauch_RLM_M_2023.html?nn=1077982

Bayerischen Wirtschaft kommt für das gesamte Jahr 2022 auf rund 8 % verhaltensbasierte Erdgaseinsparungen in der Industrie gegenüber einem kontrafaktischen (temperaturbereinigten) „Normalverbrauch“. ¹⁴ Der Vergleich der Quellen ist aber wie im Gebäudesektor schwierig, da sich die Analysen bei der Definition des Referenzverbrauchs, respektive des Referenzzeitraums sowie bei der Witterungsbereinigung unterscheiden.

Abbildung 12: Veränderung des Erdgasverbrauchs im Industriesektor nach Bestimmungsfaktoren
im Jahr 2022 gegenüber dem Vorjahr 2021, in PJ



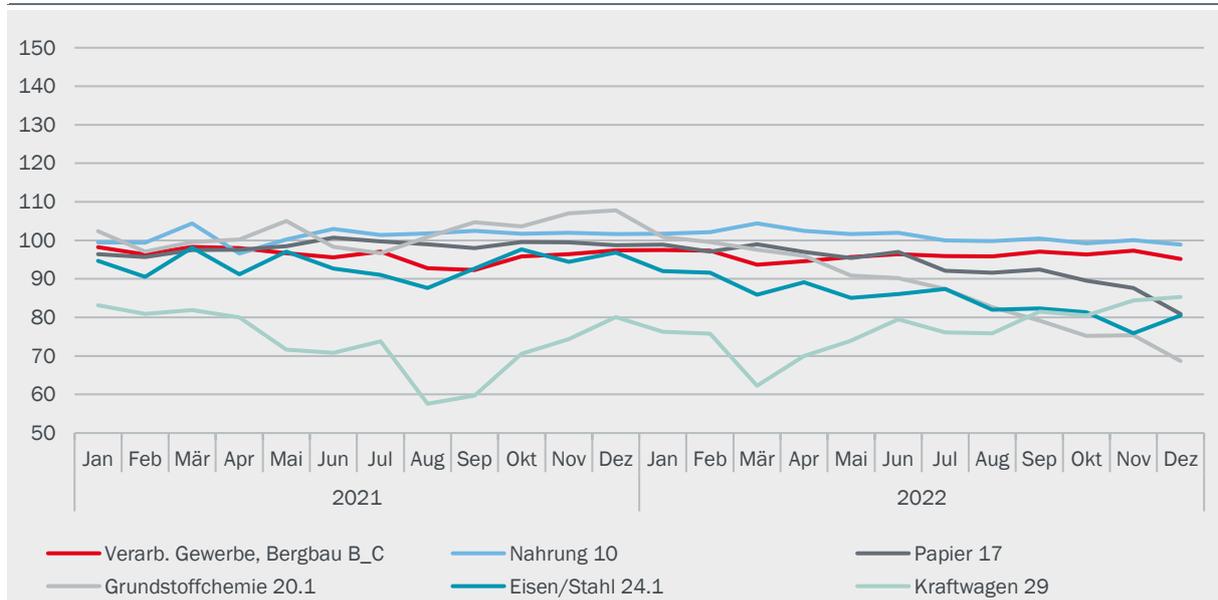
*übrige: Energieträger-Substitution, Effizienzmaßnahmen, statistische Differenzen

Eigene Berechnungen

¹⁴ <https://www.vbw-bayern.de/vbw/vbw-Fokusthemen/Russland-Ukraine-Energiekrise/Energiekrise/Studie-Monitoring-der-deutschen-Gasbilanz.jsp?shortcut>

Abbildung 13: Entwicklung von Produktionsindizes

für das Verarbeitende Gewerbe und ausgewählte (erdgas-intensive) Industriebranchen, 2021–2022 (2015=100)



Eigene Darstellung auf Basis von eurostat-Daten (saison- und kalenderbereinigt)

Der Gaseinsatz für den **NEV** verringerte sich im Jahr 2022 um 14,8 % auf noch 108 PJ (-19 PJ). Der Rückgang ist hauptsächlich auf den Rückgang der Ammoniak- und Methanol-Synthese zurückzuführen (Teile der Grundstoffchemie, vgl. Abbildung 13). Die Produktion von Ammoniak verringerte sich um 27 % auf noch 2,1 Mt, die Methanol-Produktion um 20 % auf noch 1,1 Mt.¹⁵ Damit verbunden sind (errechnete) Rückgänge des Erdgasverbrauchs um etwa 17 PJ beim Ammoniak und rund 1 PJ bei Methanol.

Bei der **Stromerzeugung** nahm der Einsatz von Erdgas im Jahr 2022 um 11,8 % ab. Dies entspricht einem Rückgang von 69 PJ im Vergleich zum Vorjahr. Ein Teil des Rückgangs kann durch die abnehmende Nachfrage nach Strom erklärt werden (10 PJ). Weitere erklärende Faktoren sind die Erzeugung aus EE sowie die steigenden Erzeugungskosten aufgrund der hohen Gaspreise. Die Stromerzeugung aus EE-Anlagen stieg im Jahr 2022 gegenüber dem Jahr 2021 um 21 TWh an (+8,9 %). Auch die Stromerzeugung aus Kohle nahm im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr zu (+15 TWh; +9,1 %).¹⁶

Der Einsatz von Erdgas zur Erzeugung von **Fernwärme** verringerte sich im Jahr 2022 um 32 PJ (-15,4 %). Der Rückgang hängt sehr stark zusammen mit der rückläufigen Nachfrage nach Fernwärme, welche im gleichen um 13,5 % abgenommen hat. Die rückläufige Nachfrage nach Fernwärme wiederum ist eng an den Verlauf der Witterung geknüpft. Das Jahr 2022 war deutlich wärmer als das Jahr 2021 (die Gradtagszahl nahm um 11,5 % ab, siehe Abschnitt zum Gebäudesektor).

¹⁵ gemäß VCI 2023: Chemiewirtschaft in Zahlen <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/chemiewirtschaft-in-zahlen-online.jsp>

¹⁶ gemäß BDEW: <https://www.bdew.de/energie/bruttostromerzeugung-seit-2010/>

Zwischenfazit:

Ein großer Teil des Verbrauchsrückgangs im Jahr 2022 war nach unserer Einschätzung direkt oder indirekt auf die warme Witterung zurückzuführen. Im Gebäudesektor gab es für das Jahr 2022 vorerst nur geringe Verbrauchsreduktionen aufgrund der gestiegenen Gaspreise. Die Preissignale durch die gestiegenen Erdgaspreise sind teilweise zeitlich verzögert im Jahr 2023 bei den Konsumenten eingetroffen und dürften im Jahr 2023 zu einem weiteren Verbrauchsrückgang beigetragen haben (vgl. z. B. AGEB 2024)¹⁷. Im Industriesektor führten die hohen Preise jedoch bereits im Jahr 2022 in vielen Bereichen zu geringerer Produktion, insbesondere bei der nichtenergetischen Verwendung (Produktionsrückgang bei Ammoniak und Methanol). Es wurden über fast alle Erdgas-intensiven Branchen hinweg Schwierigkeiten mit den hohen Erdgaspreisen gemeldet, in einigen Unternehmen Produktionsrückgänge und vereinzelt auch -Produktionsstopps. Der Rückgang ist allerdings nicht zwingend dauerhaft, da es sich (vorerst) in der Regel technisch um temporäre Stilllegungen von Anlagen bzw. reduzierte Kapazitätsauslastungen handelt. Dennoch waren auch Pressemitteilungen zu Insolvenzen aufgrund der hohen Erdgaspreise von einzelnen Betrieben im Verarbeitenden Gewerbe zu lesen. Statistisch ist eine Zunahme an eröffneten Insolvenzverfahren ab dem zweiten Halbjahr 2022 zu erkennen, was dem rückläufigen Trend der letzten 15 Jahre entgegensteht.¹⁸ Es ist davon auszugehen, dass ein Zusammenspiel vieler Faktoren diese Entwicklungen bedingt. Inwieweit Teile davon durch Erdgaspreise begründet sind, ist hier nicht zu klären. Anhaltend höhere Erdgaspreise könnten jedoch in gewissen Branchen, wie bspw. der Ammoniakproduktion, in Deutschland zu dauerhaften Produktionsrückgängen führen. Im ersten Halbjahr 2023 waren die Produktionszahlen in den Erdgas-intensiven Branchen relativ stabil auf dem (niedrigen) Niveau von Ende 2022.¹⁹ Insgesamt ist, wo irgend möglich, eine entschlossene und rasche Umstellung auf (wettbewerbsfähige) THG-neutrale Produktionsverfahren umzusetzen. Im Bereich Gebäudewärme könnte sich eine derartige Trendumkehr bereits andeuten. Zwar wurden im Jahr 2023 mit rund 790 Tsd. Gasheizungen so viele Gasheizungen wie noch nie verkauft.²⁰ Deutlich gestiegen sind aber auch die Zahl der abgesetzten Wärmepumpen (356 Tsd.; +51% ggü. 2022). Dabei dürfte es sich beim Gas um Vorzieheffekte in Bezug auf die Einführung des novellierten Gebäudeenergiegesetzes (GEG) handeln, welches für zukünftig eingebaute Heizungen einen EE-Anteil von mindestens 65 % vorsieht.

¹⁷ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland Daten für die Jahre von 1990 bis 2023. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/>

¹⁸ Statistisches Bundesamt: Genesis-Tabelle 52411-0018

¹⁹ In WZ 20.15 (Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen), wozu auch die Ammoniakproduktion zählt, war für August und September 2023 ein deutlicher Aufwärtstrend im Produktionsindex zu erkennen. Ob das auf Ammoniak oder andere diesem Wirtschaftszweig zugeordnete Produkte (Salpetersäure, Harnstoff etc.) zurückzuführen ist, ist noch unklar.

²⁰ BDH 2024: https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/Pressegrafik_Zeitreihe_Marktentwicklung_Deutschland.jpg

3 Rolle von Erdgas in aktuellen Klimaschutzzszenarien

Im Folgenden wird die Entwicklung des Erdgasbedarfs in verschiedenen Klimaneutralitäts-szenarien dargestellt und verglichen. Das Klimaschutzziel aller betrachteten Szenarien ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf netto Null bis zum Jahr 2045 respektive bis 2050. Neben den Gemeinsamkeiten der Szenarien werden auch Unterschiede der Energieverbräuche im Gesamtvergleich hervorgehoben. Anschließend werden die Entwicklungen auf Ebene der Sektoren verglichen, um mögliche Ursachen für die unterschiedlichen Entwicklungen zu identifizieren.

3.1 Berücksichtigte Szenarien

Verglichen wird die Entwicklung des Erdgasverbrauchs von sieben Studien, wobei in einzelnen Studien mehrere Klimaschutzzszenarien entwickelt wurden: Insgesamt werden im Vergleich folgende zwölf Szenarien berücksichtigt:

Nr.	Titel	BearbeiterInnen	Auftraggeber	Ausgewählte Szenarien (Bezeichnung in der Grafik)	Wichtigste Merkmale des Szenarios/ der Szenarien
1	Klimaneutrales Deutschland 2045 (2021)	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut	Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende	Agora-KNDE2045	Vorrang für schnelle und weitestgehende Elektrifizierung (Wärmepumpen, Elektromobilität) Erheblicher Ausbau von Gaskraftwerke als Back-Up Einsatz von Wasserstoff hauptsächlich in der Industrie (stofflich und Prozesswärme) und für Kraftwerke
2	Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft (2021)	BCG	BDI	BDI - Klimapfade 2.0 Zielpfad	Vorrang für weitestgehende Elektrifizierung Einsatz von Wasserstoff in Gebäuden vorgesehen Zentrale Vorgabe ist die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands und der Industrie zu erhalten sowie sozial ausgewogene Kostenverteilung Kohleausstieg wird auf 2030 vorgezogen. Gaskraftwerke sollen schnell die Stromlücke schließen.
3	Aufbruch Klimaneutralität (2021)	EWI, FIW, ITG, Uni Bremen, Stiftung Umweltenergierecht, Wuppertal-Institut	dena	dena - KN 100	Grundsätzlich Vorrang für weitestgehende Elektrifizierung, jedoch auch größerer Anteil von Wasserstoff in Gebäude- und Verkehrssektor vorgesehen

Nr.	Titel	BearbeiterInnen	Auftraggeber	Ausgewählte Szenarien (Bezeichnung in der Grafik)	Wichtigste Merkmale des Szenarios/ der Szenarien
					Einziges Szenario, in dem auch synthetisches Heizöl für Heizungen vorgesehen ist
4	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland II (2021)	Fhg- ISI, Consentec, TU Berlin, ifeu	BMWK	BMWK - LFS II T50-Strom	Fast ausschließliche Elektrifizierung, auch weitestgehend für Prozesswärme Wasserstoff wird in der Industrie fast ausschließlich stofflich genutzt; kein Einsatz für Prozesswärme vorgesehen Klimaneutralität erst in 2050
5	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland III (2022)	Fhg- ISI, Consentec, TU Berlin, ifeu	BMWK	BMWK - LFS III T45-Strom	Im Szenario LFS III T45-Strom ähnliche Szenarioannahmen wie in LFS II TN-Strom (s.o.), jedoch Klimaneutralität bereits in 2045
6	Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 (2021)	PIK, MCC, PSI, RWI, IER, Hereon, Fhg- ISI, Fhg- ISE, Fhg- IEG, Fhg- IEE, DLR- VF, DLR-VE, DLR- FK	Ariadne – Kopernikus-Projekte	Ariadne - REMIND; Ariadne - REMod; Ariadne - Times PanEU	Vorrang für Elektrifizierung - Anspruch Energiesouveränität in Deutschland zu erreichen Annahme eines dauerhaft deutlichen Rückgangs der Industrieproduktion; Abwanderung von Industrieprozessen ins Ausland wird unterstellt Haushalte passen nachhaltig ihr Heizverhalten an
7	Klimaschutzinstrumente-Szenario 2030 zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030 (2023)	Öko-institut, Fhg- ISI, IREES	UBA	KIS-2030	Erreichung einer Minderung von 65 % der Treibhausgase bis 2030 durch die Anwendung gezielter Klimaschutzinstrumente mit Verbrauchswerten bis 2040

Die Datenlage ist je nach Szenario unterschiedlich. Nicht für alle Szenarien wurden Verbrauchswerte für alle im Vergleich berücksichtigten Stichjahre publiziert.

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich bei den Ariadne Szenarien nicht um die aktualisierten Energie-Souveränitätsszenarien handelt, die im Jahr 2022 infolge des Ausbruchs des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine angepasst wurden und die auf die Energiesouveränität Deutschlands abzielen. In den folgenden Abschnitten werden die Zahlen der „alten“ Ariadne-Szenarien aus dem Jahr 2021 verwendet.

Die Szenarien KNDE 2045, BDI-Klimapfade 2.0, dena KN100 und das TN-Strom Szenario wurden ebenfalls vor Februar 2022 publiziert und berücksichtigen daher nicht die Folgen des russischen Angriffskrieges und der damit verbundenen Energiekrise. Unterschiede in den Entwicklungen der

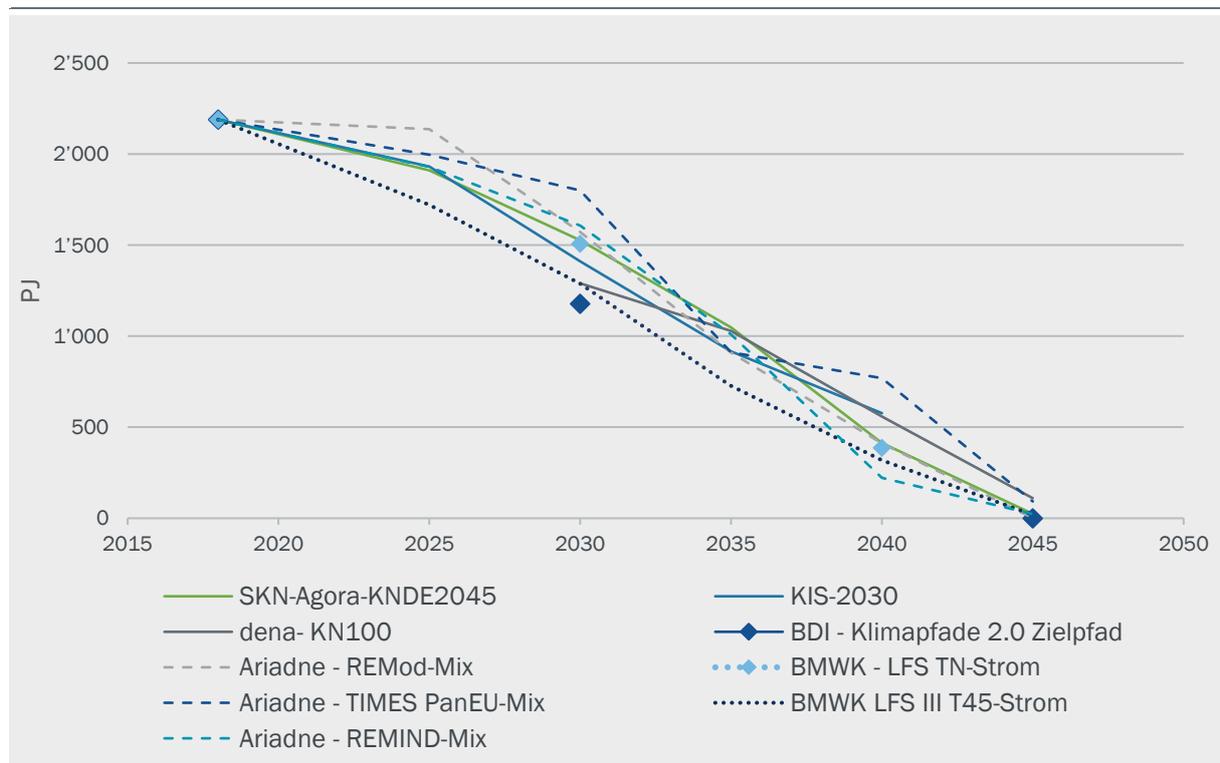
Energieverbräuche, insbesondere bis 2030 sind zum Teil auf diesen Zusammenhang zurückzuführen.

3.2 Bedarfsentwicklung von Erdgas im Gesamtvergleich

Die Entwicklung des Endenergieverbrauch von Erdgas bis zum Jahr 2045 in den berücksichtigten Szenarien ist in Abbildung 14 dargestellt. Insgesamt zeigen die Klimaschuttszenarien auf der Ebene des Endenergieverbrauchs ein homogenes Bild: Der Erdgasverbrauch geht bis zum Jahr 2025 nur leicht zurück, danach beschleunigt sich der Rückgang, bis er schließlich in allen Szenarien um das Jahr 2045 auf nahezu null sinkt.

Das Langfristszenario TN-Strom geht von einem sukzessiveren Rückgang des Erdgasverbrauchs aus, der den Verbrauchsentwicklungen der Szenarien KNDE 2045, dena KN100 sowie dem Szenario Klimaschutzinstrumente (KIS) 2030 des UBA nahekommmt (Abbildung 14). Die Klimapfade 2.0 des BDI weisen bereits bis 2030 einen starken Verbrauchsrückgang auf. Von den betrachteten Klimaschuttszenarien weist das Ariadne REMod-Mix den geringsten Verbrauchsrückgang bis zum Jahr 2030 auf. Im Jahr 2040 ist die Varianz zwischen den Szenarien etwas größer, während im Jahr 2045 in allen Szenarien der Verbrauch bei nahezu null liegt.

Abbildung 14: Projektion der Endenergieverbräuche Erdgase im Szenarienvergleich



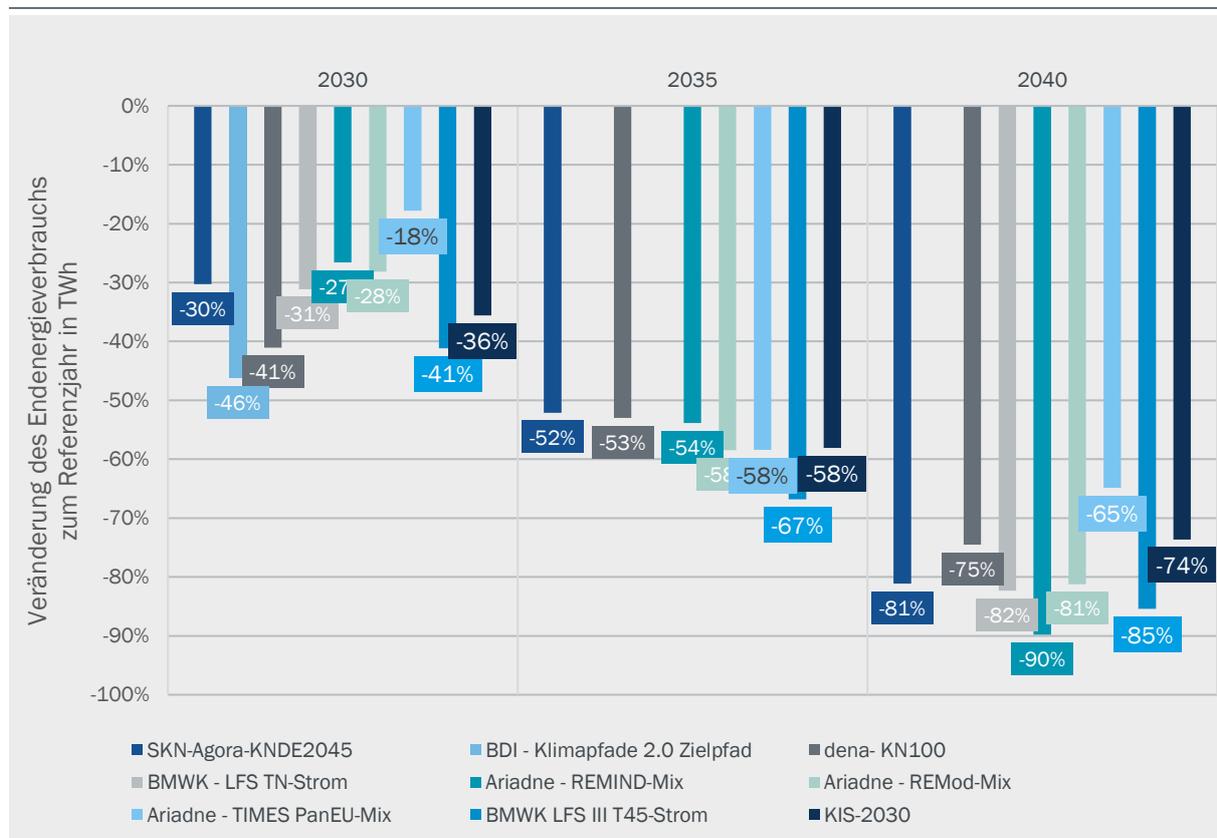
Eigene Darstellung

In Abbildung 15 ist die Veränderung des Erdgasverbrauchs in den Jahren 2030, 2035 und 2040 im Vergleich zum Jahr 2018 abgebildet. Es wird deutlich, dass sich insbesondere das Szenario Ariadne-TIMES PanEU-Mix in den Jahren bis 2030 von den restlichen Szenarien unterscheidet. Das TIMES PanEU-Mix-Szenario geht von einer Bedarfsreduktion von lediglich 18 % aus. Die Szenarien dena-KN100 und T45 Strom sehen beide eine Reduzierung um 41 % vor, im Szenario BDI - Klimapfade 2.0 wird der Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2030 gar um 46 % verringert. Alle anderen Szenarien sehen eine Reduktion zwischen 27 % und 36 % vor und weisen auch in den Folgejahren ähnliche Bedarfsreduktionen auf.

Die Geschwindigkeit des Rückgangs des Erdgasverbrauchs hängt von mehreren Faktoren ab. Zum einen vom angenommenen Hochlauf des Wasserstoffs, der den Rückgang des Erdgases insbesondere im Industriesektor kompensieren kann. Zum anderen von der Geschwindigkeit des Hochlaufs der anderen erneuerbaren Energien, die besonders für den Gebäudesektor entscheidend ist. Darüber hinaus sind Effizienzentwicklungen und Produktionsniveaus relevant für die Höhe des Energieverbrauchs. Im Folgenden werden die sektoralen Unterschiede detaillierter betrachtet und mögliche Ursachen für die unterschiedlichen Entwicklungen diskutiert.

Im Sektorenvergleich werden die Sektoren Industrie, der Gebäude und Energiewirtschaft betrachtet. Der Verkehrssektor wird aufgrund der unzureichenden Datenlage und der untergeordneten Relevanz in den Klimaschutzenszenarien bezüglich Erdgases nicht berücksichtigt.

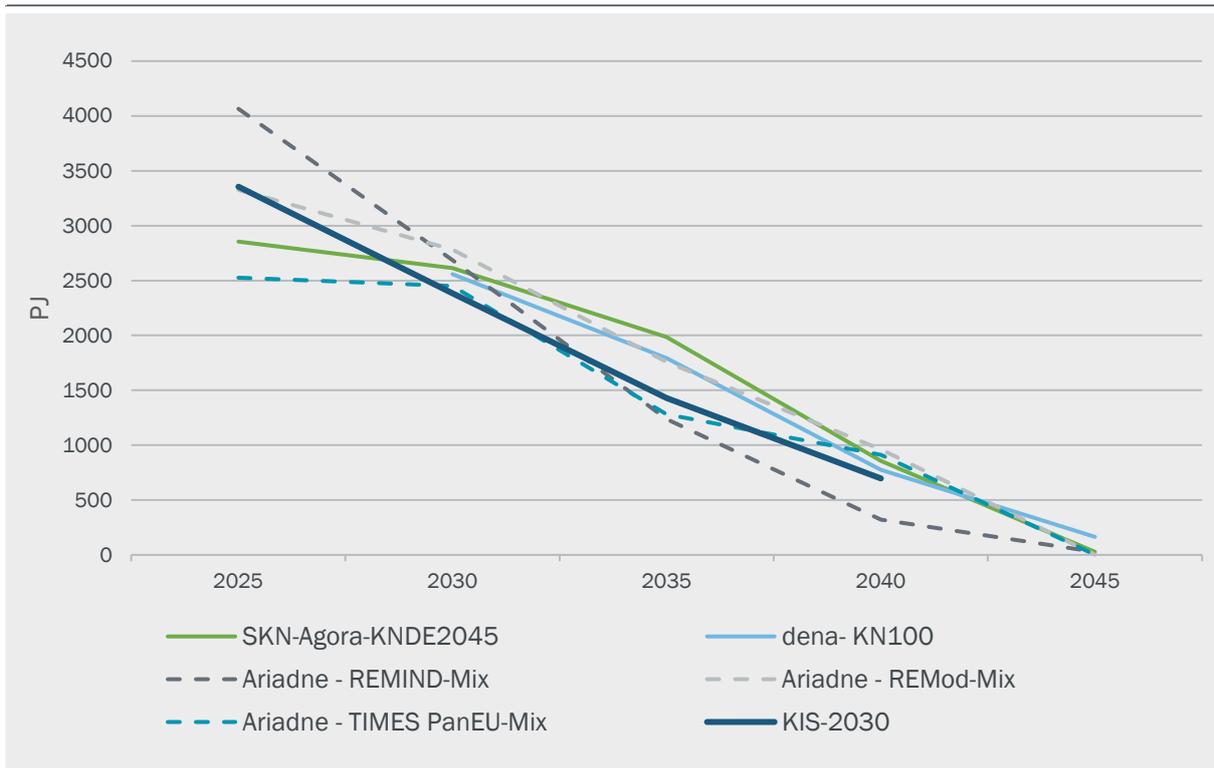
Abbildung 15: Veränderung des Endenergieverbrauchs zum Referenzjahr für alle Sektoren



Eigene Darstellung

Verbrauchswerte zum Primärenergieverbrauch finden sich nicht in allen betrachteten Studien. In den Studien, in denen sich Zahlen zum Primärenergieverbrauch finden, zeigt sich bereits bis zum Jahr 2030 ein deutlicher Rückgang (Abbildung 16). Im Zeitraum 2018 bis 2030 sinkt der Primärenergieverbrauch im Mittel um rund 17 %. Am geringsten ist die Reduktion im Szenario Ariadne - REMod-Mix mit 10 %, am größten ist der Rückgang im Szenario KIS-2030 (-23 %).

Abbildung 16: Projektion der Primärenergieverbräuche Erdgase im Szenarienvergleich

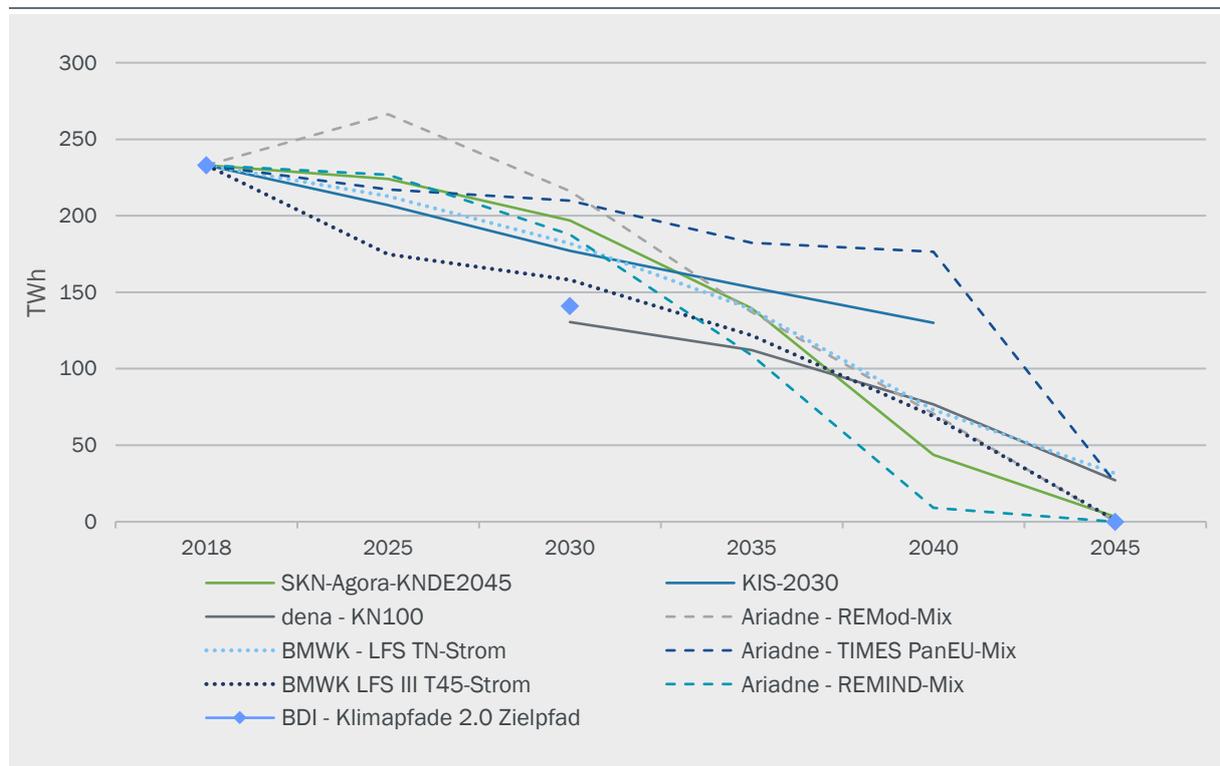


Eigene Darstellung

3.3 Bedarfsreduktion im Industriesektor

Abbildung 17 stellt die Entwicklung des Endenergieverbrauchs von Erdgas im **Industriesektor** in den ausgewählten Klimaszenarien dar. Die Abbildung zeigt, dass vor allem die Langfristszenarien aus dem Jahre 2022 (hier BMWK LFS III T45-Strom) bereits bis zum Jahr 2025 von einem stärkeren Rückgang im Industriesektor ausgeht. Sehr ähnlich verläuft die Verbrauchsentwicklung in den Szenarien KNDE 45, LFS-II TN-Strom, Ariadne-REMIND-Mix und bis 2035 im Szenario KIS-2030.

Abbildung 17: Entwicklung der Endenergieverbräuche Erdgas im Industriesektor



Eigene Darstellung

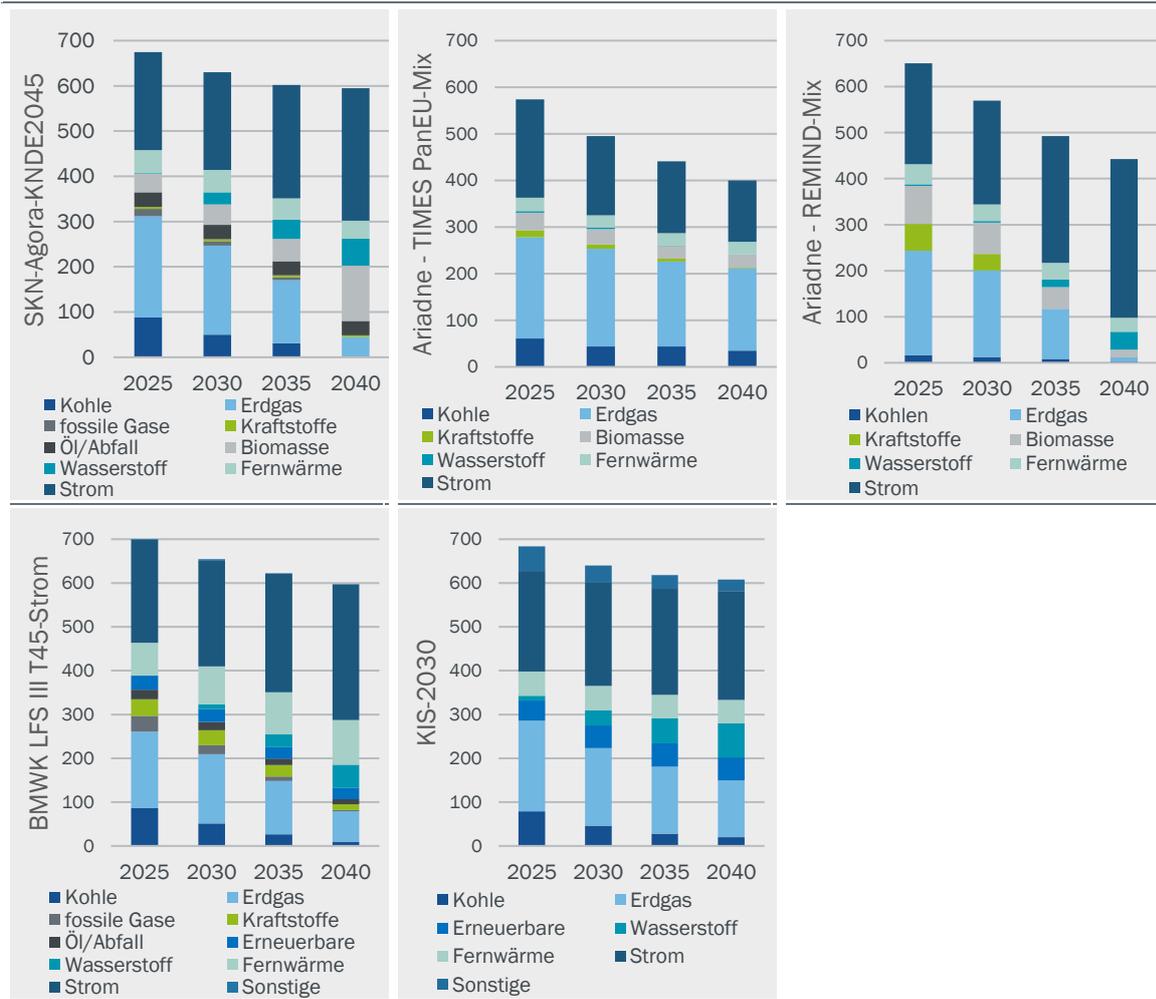
Von den drei betrachteten Ariadne-Szenarien gehen zwei davon aus, dass der Endenergieverbrauch im Industriesektor bis 2025 ein Plateau erreicht. Das Ariadne-REMod-Mix Szenario geht sogar von einem Anstieg des Erdgasverbrauchs aus, der anschließend kontinuierlich rückläufig ist. Das Szenario Ariadne-TIMES-PanEU-Mix hingegen bildet von 2018 bis 2040 einen flacheren Rückgang ab, was dazu führt, dass ein steilerer Rückgang erst nach 2040 auftritt. Das Ariadne-REMIND-Mix Szenario zeigt demgegenüber bereits vor 2040 eine ambitioniertere Reduzierung des Erdgasendenergieverbrauchs im Industriesektor.

Das Szenario KIS-2030 zeigt einen kontinuierlichen Rückgang bis 2040 auf, insgesamt fällt der Rückgang jedoch schwächer aus als beim Großteil der anderen Szenarien, was darauf zurückzuführen ist, dass für den Zeitraum im Szenario nach 2030 keine weiteren Klimaschutzinstrumente unterstellt wurden (Abbildung 17).

Wie in Kapitel 2.1 dargestellt, wird Erdgas im Industriesektor überwiegend für Prozesswärme eingesetzt. Die genannten Szenarien scheinen von unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der Produktionsmengen und der einsetzbaren alternativen Energieträger auszugehen. Abbildung 18 vergleicht die Ariadne-Szenarien, die Langfristszenarien III, das KIS-Szenario 2030 und das KNDE 2045 Szenario hinsichtlich des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Industriesektor. Die Szenarien Ariadne-REMIND-Mix und TIMES-PanEU-Mix zielen im Industriesektor primär auf eine Reduktion des Gesamtendenergiebedarfs ab, wodurch anteilig auch der Endenergieverbrauch des Erdgases sinkt. Insgesamt verändert sich in diesen Szenarien die Energieträgerstruktur des Energieverbrauchs im Industriesektor jedoch nur schwach. Im Szenario Ariadne-REMIND-Mix wird hingegen das Erdgas zunehmend durch Strom substituiert.

In den Ariadne-Szenarien ist der Einsatz von Wasserstoff im Vergleich zu den anderen Szenarien gering. Ein weiterer Grund für die hohen Erdgasbedarf im Szenario Ariadne-Times PanEU-Mix ist die schwache Elektrifizierung des Industriesektors. Der hohe Stromanteil im Szenario Ariadne-REMIND-Mix zeigt hingegen, wie längerfristig hohe Einsparungen des Erdgasbedarfs erreicht werden können. Bis 2040 wird hier bereits eine Reduktion um 96 % erzielt (Abbildung 19).

Abbildung 18: Endenergieverbräuche nach Energieträger im Industriesektor für verschiedene Szenarien

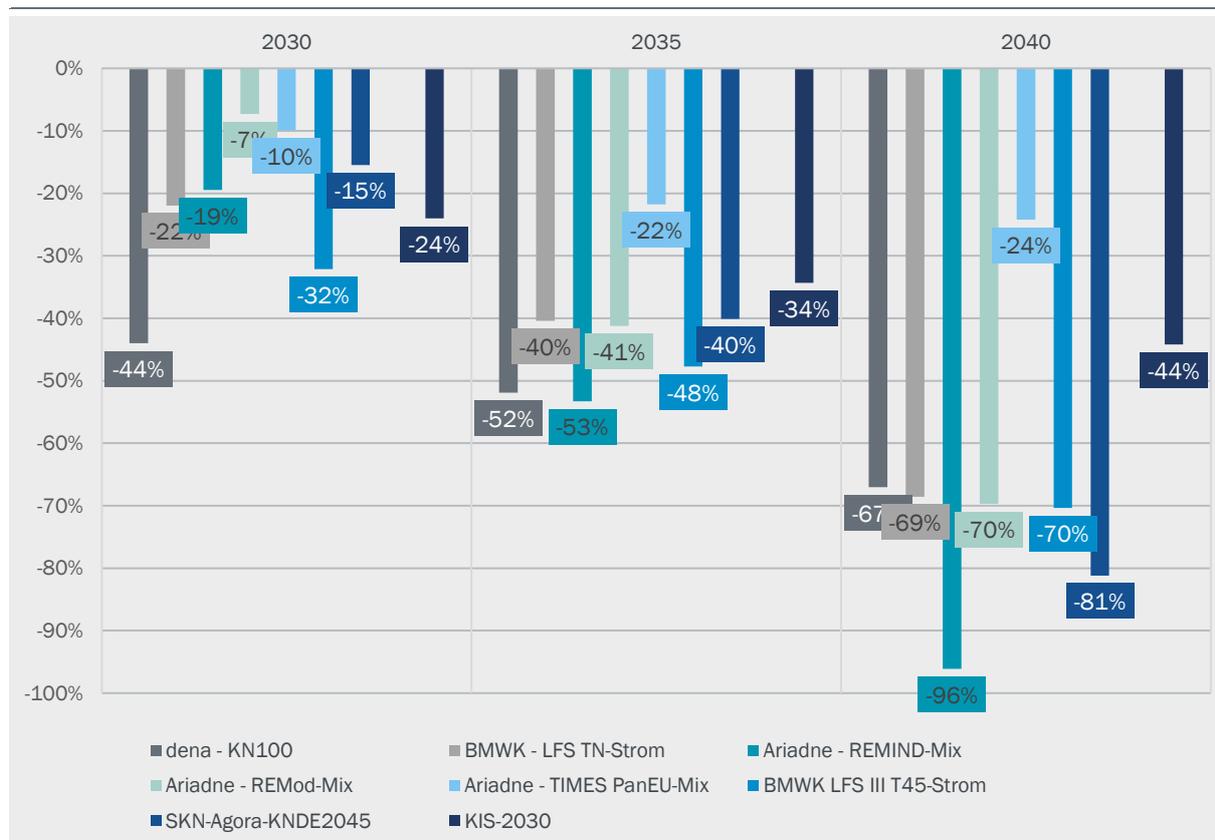


Eigene Darstellung

Zusammenfassend lässt sich für den Industriesektor sagen, dass bereits bis zum Jahr 2030 hohe Einsparungen von bis zu rund 40 % des Erdgasbedarfs erreicht werden könnten, wenn Erdgas durch mehrere Alternativen wie Strom, Fernwärme und Wasserstoff ersetzt wird (Abbildung 19). Eine starke Reduzierung des Gesamtendenergiebedarfs im Industriesektor ist dabei keine notwendige Voraussetzung. Gleichwohl ist die Effizienz ein wichtiger Hebel zur Reduktion des Erdgasverbrauchs und mit einer Elektrifizierung ist oftmals eine Steigerung der Energieeffizienz verbunden. Dies zeigt sich beispielsweise im Szenario Ariadne-REMIND-Mix, in dem sich bis 2040 u.a. aufgrund der starken Elektrifizierung sowohl der Gesamtenergieverbrauch als auch der

Erdgasverbrauch stark abnimmt. Wird vor allem der Gesamtenergieverbrauch reduziert und der Stromanteil nicht erhöht und werden auch keine anderen Alternativen genutzt, so verlangsamt sich der Rückgang des Erdgasbedarfs wie im Szenario Ariadne-TIMES PanEU-Mix. Hier werden bis 2030 nur 10 %, bis 2035 lediglich 22 % und bis 2040 nur 24 % eingespart. Auch im Szenario KIS-2030 erfolgt bis zu den Jahren 2035 und 2040 im Industriesektor lediglich ein Rückgang von 34 % bzw. 44 % (Abbildung 19). Diese Entwicklung ist im Wesentlichen auf die angenommene Instrumentierung zurückzuführen, welche die Zielerreichung bis zum Jahre 2030 anstrebt, darüber hinaus jedoch nicht verstärkt wird.

Abbildung 19: Veränderung des Endenergieverbrauchs zum Referenzjahr für den Sektor Industrie



Eigene Darstellung

Abbildung 19 vergleicht einige ausgewählte Szenarien im Industriesektor und zeigt, wie stark in diesen Szenarien der Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2040 reduziert wird und welche Faktoren dazu eine gewichtige Rolle spielen. Von links nach rechts ist die Erdgaseinsparung in abnehmender Reihenfolge dargestellt. Die Ampeln zeigen den Maßnahmenswerpunkt der Szenarien an (grün starke Gewichtung, orange mittlere Gewichtung und rot schwache Gewichtung).

- Die größte Erdgaseinsparung bis zum Jahr 2040 wird im Szenario Ariadne-REMIND erreicht. Das Szenario zeichnet sich durch eine hohe Elektrifizierung im Industriesektor aus. Zudem wird auch eine starke Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs im Industriesektor erreicht

(Faktor Effizienz). Die Fernwärme und der Wasserstoff spielen in diesem Szenario eine nachrangige Rolle.

- Das Szenario KNDE 2045 liegt in der Rangfolge im Mittelfeld. Das Szenario setzt auf einen höheren Einsatz von Biomasse und Wasserstoff, auch der Stromverbrauch nimmt leicht zu. Hingegen hat die Fernwärme zur Erzeugung von Prozesswärme nur geringe Bedeutung.
- Das Szenario T45-Strom liegt in Bezug auf die Verbrauchsreduktion hinter dem Szenario KNDE2045, hat jedoch sowohl einen höheren Fernwärmeanteil als auch einen höheren Stromanteil.
- Im Szenario KIS-2030 wird vor allem der Einsatz von Wasserstoff stark erhöht. Der Verbrauch an Strom, Fernwärme und Erneuerbaren verändert sich nicht wesentlich.
- Im Szenario Ariadne-TIMES-PanEU kommt kein Wasserstoff zum Einsatz. Auch der Fernwärmeinsatz fällt gering aus und der Stromanteil ist vergleichsweise gering. Dafür wird in diesem Szenario die Effizienz stark gesteigert und der Gesamtenergiebedarf stark reduziert (wobei der Verbrauchsrückgang auch mit einer geringeren Produktion zusammenhängen könnte).

Abbildung 20: Erdgasreduktion und Maßnahmen zur Erdgasreduktion einiger Szenarien im Industriesektor bis 2040

Szenario	Ariadne-REMIND	KNDE 2045	LFS III T45-Strom	KIS-2030	Ariadne-TIMES PanEU
Erdgasreduktion 2040	96%	81%	70%	44%	24%
Wasserstoff	9%	10%	9%	13%	0%
Fernwärme	7%	7%	17%	9%	7%
Elektrifizierung	78%	49%	52%	41%	33%
Effizienz					
Gesamtverbrauch [TWh]	443	595	597	608	400

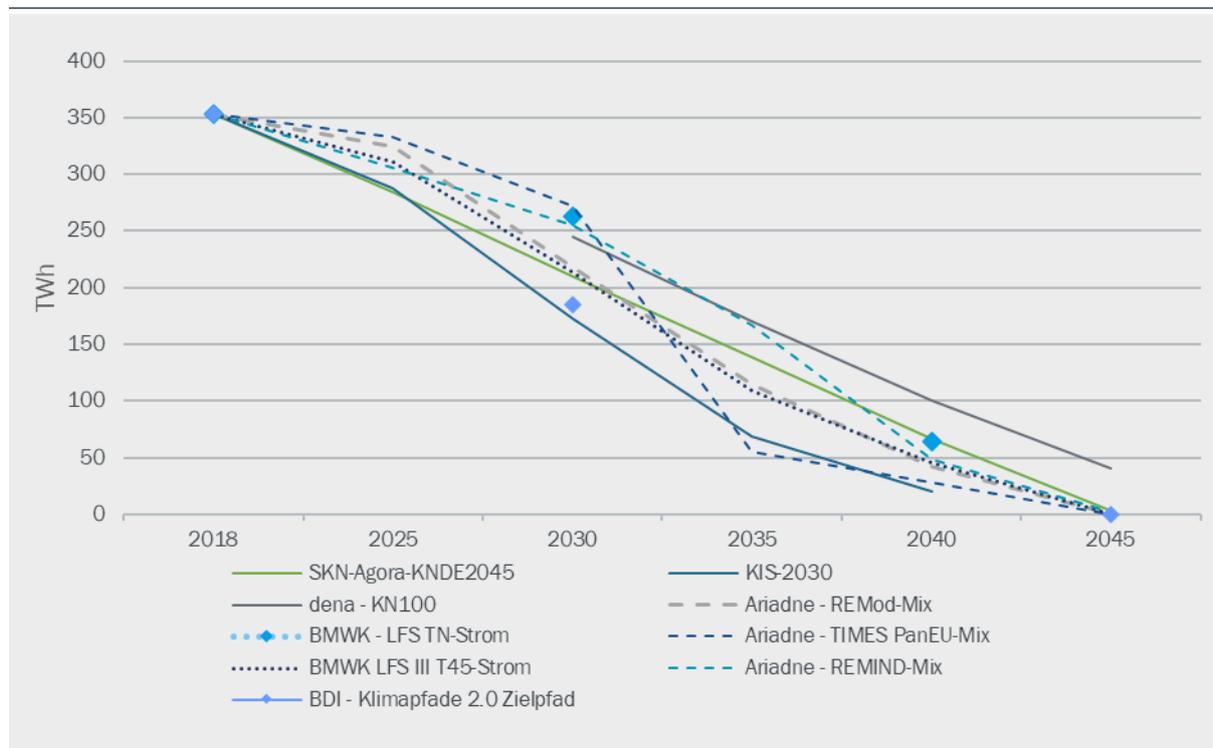
Eigene Darstellung

3.4 Bedarfsreduktion im Gebäudesektor

Im Vergleich zum Industriesektor wird im **Gebäudesektor**, welcher sowohl die privaten Haushalte als auch den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung beinhaltet, mehr Erdgas verbraucht. Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Gebäudesektor hat daher einen größeren Einfluss auf den Verlauf des Gesamtverbrauchs als der Industriesektor. Innerhalb des Gebäudesektors ist ein ähnlicher Verbrauchstrend wie in der Gesamtbetrachtung zu erkennen (Abbildung 21). Im Gebäudesektor wird Erdgas überwiegend für die Erzeugung von Raumwärme eingesetzt (siehe Unterkapitel 2.1). Die Unterschiede im Gebäudesektor zwischen den Szenarien sind deshalb im Wesentlichen auf die Entwicklung des Raumwärmeverbrauchs zurückzuführen. Ein zentraler Indikator für den Erdgasverbrauch für Raumwärme ist der Anteil von Erdgas an der Beheizungsstruktur (Abbildung 23).

Im Gebäudesektor divergieren die Erdgasverbräuche der Szenarien weniger stark als im Industriesektor. In Bezug auf das Jahr 2035 zeigen sich auch in den Szenarien Ariadne-TIMES-PanEU und KIS-2030 sehr hohe Verbrauchsreduktionen, wobei im Ariadne-TIMES-PanEU-Szenario ein Großteil des Rückgangs auf die Periode 2030 bis 2035 entfällt.

Abbildung 21: Entwicklung der Endenergieverbräuche Erdgas im Gebäudesektor



Eigene Darstellung

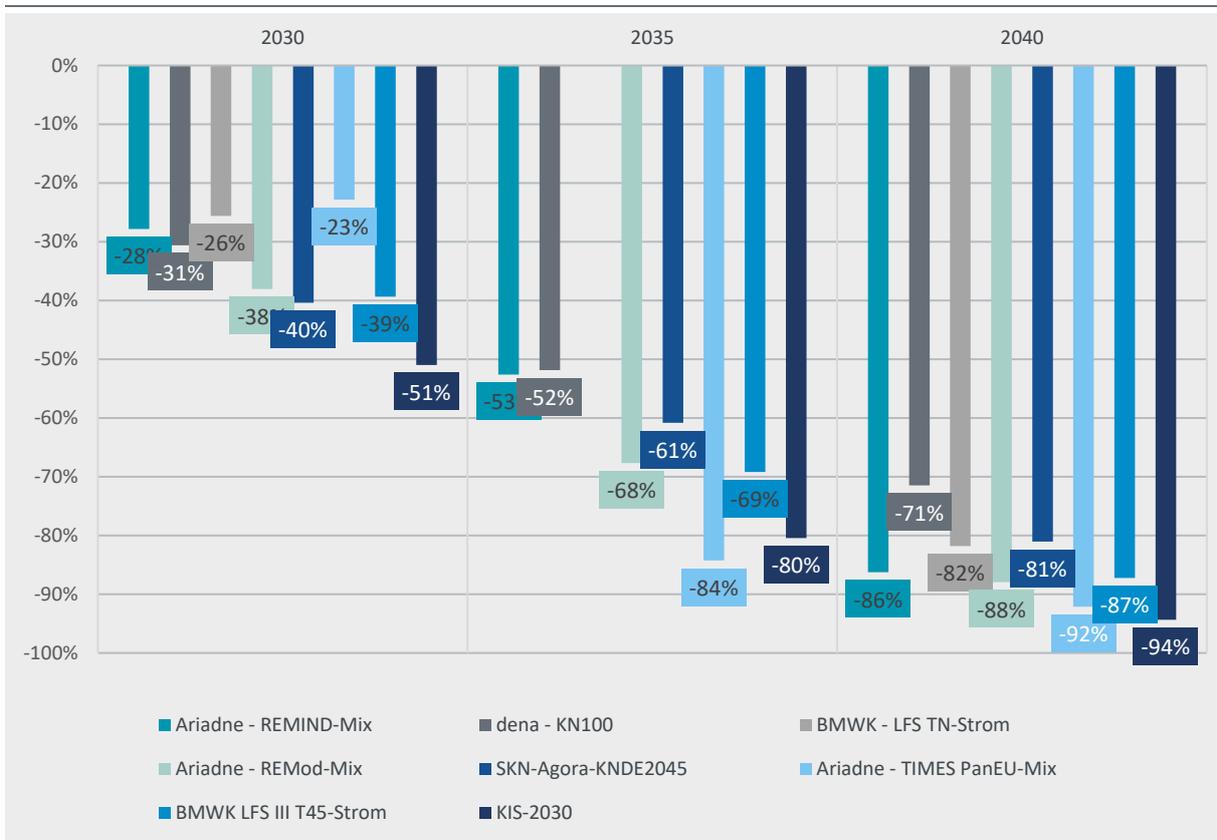
Das Szenario Ariadne-TIMES-PanEU-Mix weist bis 2030 im Gebäudesektor mit 23 % die geringste Reduktion auf. Erst in den Folgejahren bis 2035 kommt es zu einem nahezu sprunghaften Rückgang um rund 95 % (ggü. dem Verbrauch im Jahr 2018). Dieser Rückgang steht in engem Zusammenhang mit der Veränderung der Beheizungsstruktur (Abbildung 23).

Die Mehrzahl der betrachteten Szenarien geht jedoch von einem Rückgang aus. Bis zum Jahr 2030 geht die Mehrzahl der Klimaschutzszenarien von einer Verbrauchsreduktion zwischen 25 % bis 40 % aus. Mit Ausnahme des Szenarios Ariadne-TIMES-PanEU-Mix wird in den Szenarien bis zum Jahr 2035 eine Minderung um 52 % und 95 % und anschließend bis 2040 um 71 % bis 98 % erreicht.

Das Szenario KIS-2030 wurde nach der Energiekrise veröffentlicht und fordert vor allem im Gebäudesektor eine etwas ambitioniertere Reduktionen als die übrigen Szenarien. Dafür wird in diesem Szenario langfristig im Industriesektor weniger Erdgas eingespart. Im Szenario KIS-2030 erfolgt die Bedarfsreduzierung deshalb hauptsächlich im Gebäudesektor.

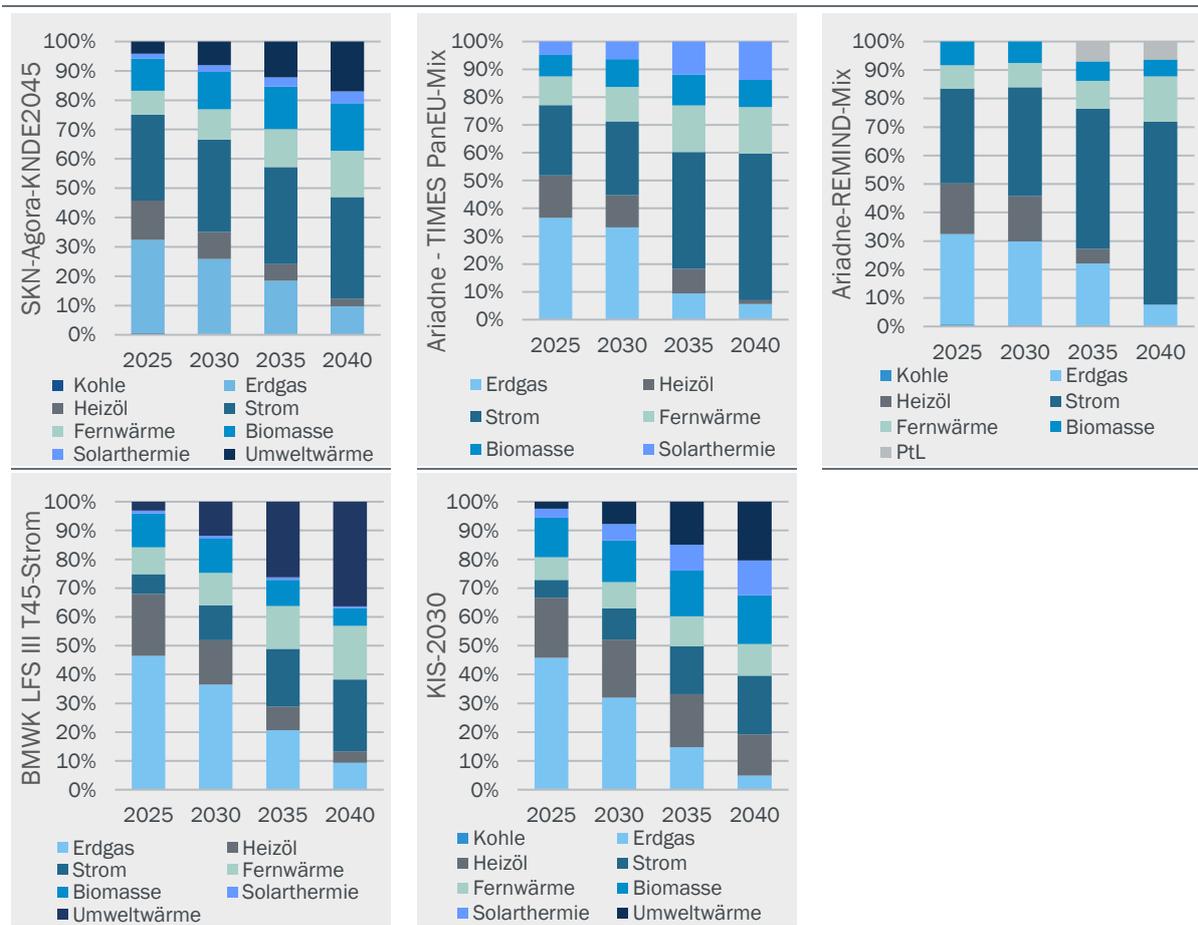
Abbildung 23 zeigt die unterschiedlichen Beheizungsstrukturen ausgewählter Klimaschutzszenarien. Die alle Szenarien setzen vermehrt auf einen hohen Stromanteil (Wärmepumpen). Das zeigt sich auch am zunehmenden Einsatz an Umweltwärme (die Umweltwärme ist nicht in allen Szenarien ausgewiesen, in den Ariadne-Szenarien wird sie möglicherweise unter Strom mitaufgeführt).

Abbildung 22: Veränderung des Endenergieverbrauchs zum Jahr 2018 für den Gebäudesektor



Eigene Darstellung

Abbildung 23: Beheizungsstrukturen unterschiedlicher Szenarien



Eigene Darstellung

3.5 Bedarfsreduktion in der Energiewirtschaft

Im Sektor Energiewirtschaft unterscheiden sich die betrachteten Szenarien vor allem mittelfristig in ihren getroffenen Annahmen bezüglich der Erdgasverwendung. Abbildung 24 zeigt die Veränderung der Nettostromerzeugung aus Erdgas im Vergleich zur Erzeugung von 61 TWh im Jahr 2015, was einem Anteil von rund 10 % an der Bruttostromerzeugung entsprach. Im Jahr 2021 wurden 90 TWh Strom aus Erdgas erzeugt (15 % der Bruttostromerzeugung). Für das Jahr 2030 ist ein deutlicher Unterschied zwischen den dargestellten Szenarien zu erkennen. Die Szenarien dena-KN100, Ariadne-REMod-Mix und KNDE 2045 weisen bis 2030 gegenüber 2015 noch Zuwächse bei der Nettostromerzeugung aus Erdgas auf.

Bis zum Jahr 2035 ist die Stromerzeugung in allen betrachteten Klimaschutzenszenarien geringer als im Jahr 2015. Die Streuung zwischen den Szenarien ist sehr groß, die Reduktion im Vergleich zum Jahr 2015 liegt zwischen 6 % in KNDE2045 bis 98 % Ariadne Remind-Mix. Bis zum Jahr 2040 nimmt der Einsatz in den Szenarien weiter ab, gegenüber dem Jahr 2015 ergeben sich Reduktion im Bereich von 45 % bis 100 %.

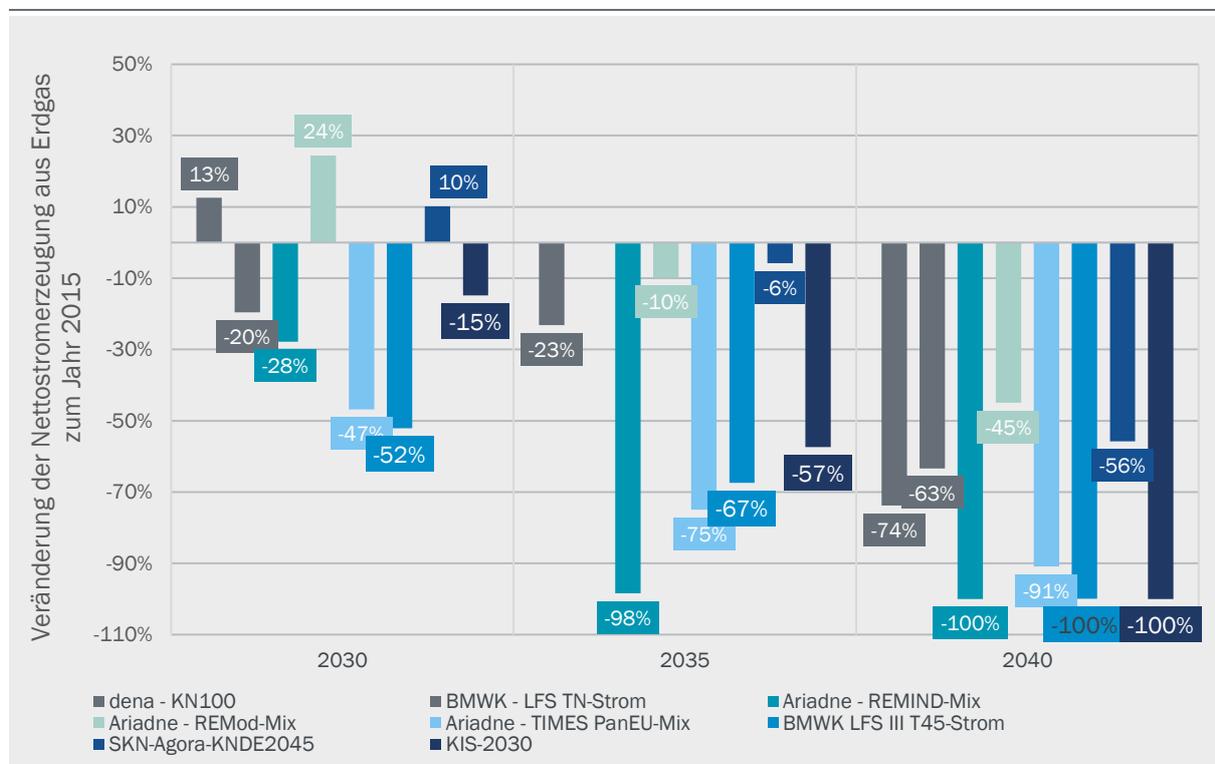
Das Szenario T45-Strom weist bereits im Jahr 2030 eine deutliche Reduktion der erdgasbasierten Nettostromerzeugung auf (-52 % ggü. 2015). In den Szenarien T45-Strom,

Ariadne Remind-Mix und KIS 2030 wird bis zum Jahr 2040 kein Erdgas mehr für die Stromerzeugung genutzt.

Das Szenario Ariadne-TIMES-PanEU-Mix weist ähnliche Änderungen in der Stromerzeugung auf wie das Szenario T45-Strom. Die weniger ambitionierten Einsparungen im Jahr 2030 bis 2040 im Industriesektor und 2030 im Gebäudesektor führen jedoch in der Gesamtbetrachtung in Abbildung 14 dennoch zu einem langsameren Rückgang.

Da der Erdgasverbrauch für die Stromerzeugung geringer ist als der Verbrauch in den Sektoren Gebäude und Industrie, ist der Einfluss der Stromerzeugung auf die Entwicklung des Gasverbrauchs von geringer Bedeutung als in den anderen Sektoren.

Abbildung 24: Veränderung der Nettostromerzeugung mit Erdgas im Vergleich zu 2015



Eigene Darstellung

Abbildung 25 zeigt zusammenfassend die Reduktion des Erdgasverbrauchs in den drei betrachteten Sektoren bis zum Jahr 2040 für einige ausgewählte Szenarien. Im Gesamtvergleich über alle Sektoren erreicht das Szenario Ariadne-REMIND die größte Erdgaseinsparung. Das Szenario erzielt in allen Sektoren sehr hohe Erdgasminderungen. Mittlere Verbrauchsreduktionen werden in den Szenarien KNDE2045 und T45-Strom erreicht. Bei ersterem liegt der Fokus überwiegend bei der Reduktion der Endnachfrage und weniger im Sektor Energiewirtschaft. Die höchsten Erdgasverbräuche verbleiben bis zum Jahr 2040 in den Szenarien KIS-2030 und Ariadne-TIMES-PanEU. In beiden Szenarien liegt dies an der vergleichsweise geringen Reduktion im Industriesektor. In den Sektoren Gebäude und Energiewirtschaft erfolgt auch in diesen Szenarien eine starke Verminderung des Erdgasverbrauchs.

Abbildung 25: Erdgasreduktion einiger Szenarien bis 2040 je nach Sektor

Erdgasreduktion bis 2040 je Sektor	Ariadne-REMIND	KNDE 2045	LFS III T45-Strom	KIS-2030	Ariadne-TIMES PanEU
Industrie	96%	81%	70%	44%	24%
Gebäude	86%	81%	87%	94%	92%
Energiewirtschaft	100%	56%	100%	100%	91%
Gesamterdgasverbrauch [58	111	114	150	204

Eigene Darstellung

Für eine starke Reduktion des Erdgasverbrauchs ist eine Verminderung allen drei Sektoren wichtig. Darüber hinaus muss der Fokus auf die sowohl auf die Substitution von Erdgastechnologien durch Strom und erneuerbare Energien als auch die Steigerung der Energieeffizienz gelegt werden. Sowohl im Industrie- als auch im Gebäudesektor bedeutet das einen höheren Stromanteil bei der Erzeugung der Raumwärme, Warmwasser und bei der Prozesswärme. Im Industriesektor sollte zudem Wasserstoff und gegebenenfalls auch Biomasse als alternative Energieträger zu Erdgas verwendet werden. Im Gebäudesektor ist zudem ein höherer Anteil an Fernwärme notwendig, während Wasserstoff oder andere synthetische Energieträger im Gegensatz zum Industriesektor in den Klimaschuttszenarien keine relevante Rolle spielen.

4 Zukünftige Versorgung mit Gas

Die Abschätzung, wie die deutsche Erdgasversorgung in den nächsten ca. 20 Jahren (bis 2045) aussehen könnte, ist wenig sinnvoll, wenn man Deutschland alleine betrachtet. Daher erfolgt im nachfolgenden eine Betrachtung von Europa, einschließlich der EU27, England und der Schweiz. Besonders wichtig ist dabei die Berücksichtigung der starken Änderung der Versorgungsstruktur infolge des russischen Angriffskrieges seit dem Jahr 2022.

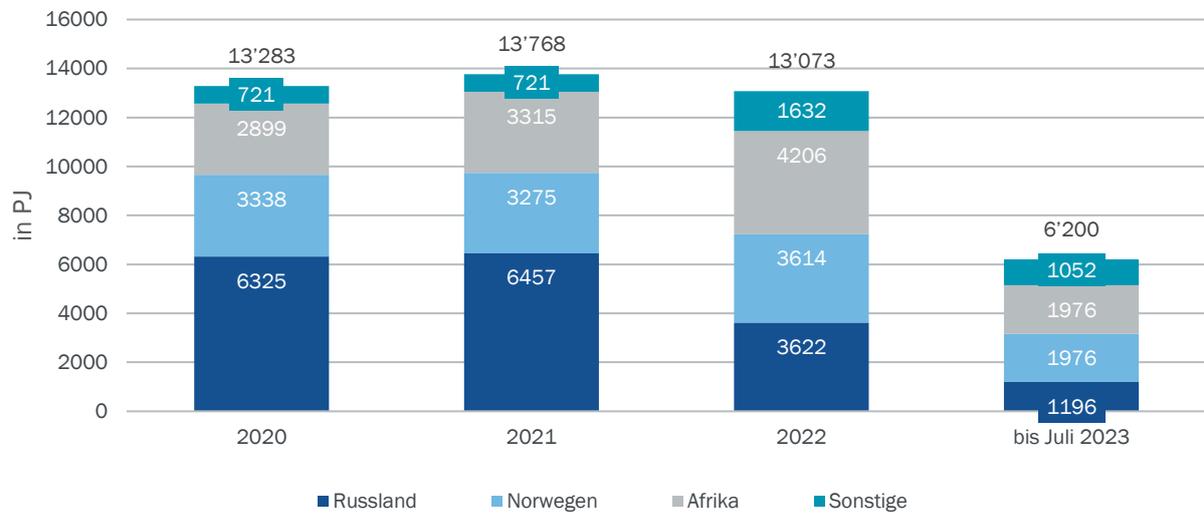
Zunächst wird die Entwicklung in der jüngeren Vergangenheit betrachtet, insbesondere in Bezug auf die Herkunftsländer des Erdgasbezugs, aber auch die Art des Transports. Danach wird der Stand der Infrastruktur auf deutscher und europäischer Seite untersucht, ebenso wie die Situation bei möglichen Lieferländern und dem Weltmarkt. Abschließend werden die Erkenntnisse zusammengeführt und es werden Szenarien für die europäische und deutsche Versorgungslage abgeleitet. Dabei wird berücksichtigt, wie sich die Versorgungssituation in den nächsten 20 Jahren entwickeln könnte und welche Auswirkungen dies auf Deutschland und Europa haben könnte. Für die Verbrauchspfade in Deutschland werden die in Kapitel 3 vorgestellten Klimaschutzszenarien herangezogen.

4.1 Europäische Beschaffungsstruktur

Nicht nur die Erdgasversorgung in Deutschland, sondern auch die europäische Versorgung war vor dem Jahr 2022 von russischen Energielieferungen abhängig gewesen. Allerdings war der Importanteil aus Russland vor dem Beginn des Angriffskrieges in Europa geringer als der Anteil in Deutschland (Abbildung 26). Trotz europäischer Sanktionen und dem Wegfall von Pipeline-Infrastruktur (Nordstream) wird noch immer russisches Gas nach Europa angeliefert. Neben kleineren Mengen, die im Nordosten Europas übernommen werden und den größeren Mengen, die durch die Ukraine transportiert werden, werden auch kleinere Mengen über die Blue Stream über die Türkei-Route nach Europa sowie in flüssiger Form über Häfen vor allem in der Nordsee geliefert.

In der Abbildung 26 sieht man neben dem leichten Rückgang der Gasbezugsmenge im Jahr 2022 vor allem den Rückgang der Erdgasimporte aus Russland. Dieser Rückgang um über 40 % wurde weitgehend kompensiert durch zusätzliche Lieferungen aus anderen Quellen, darunter Norwegen mit ca. +350 PJ, afrikanische Länder mit +900 PJ (+25 %), aber auch sonstige Herkunftsländer mit einer Steigerung von über 100 % (+900 PJ). Neben der Abnahme des Imports von Erdgas um 700 PJ im Jahr 2022 im Vergleich zum Jahr 2021 ist zu bemerken, dass die Gasspeicher europaweit zum 01.01.2022 mit 54% bzw. 2.160 PJ weniger gefüllt waren als zum 31.12.2022 mit 83% bzw. 3.360 PJ. Der geringere Bezug und die Befüllung der Speicher zusammen ergeben einen geringeren Verbrauch von knapp 2.000 PJ im Jahr 2022.

Abbildung 26: Erdgasimport EU 27 nach Ländern bzw. Herkunftsregionen, in PJ

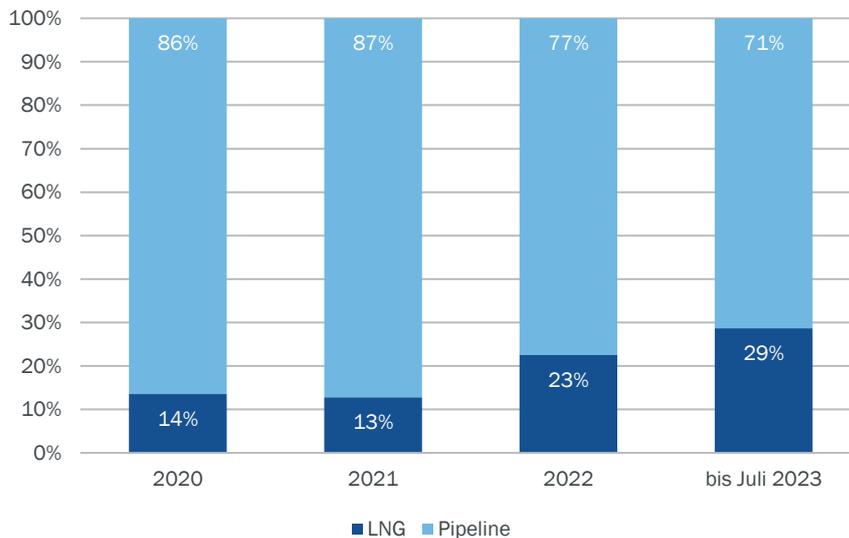


Hinweis: Der Wert für das Jahr 2023 enthält nur die Importmenge der ersten sechs Monate.

Quellen: Eurostat (2023), eigene Berechnung

Neben den Herkunftsländern hat sich auch die Transportstruktur der Lieferungen verändert. Für die Jahre 2021 und 2022 kann man eine deutliche Verschiebung zugunsten der LNG-Infrastruktur wahrnehmen (Abbildung 27). Dieser Trend hielt in der ersten Hälfte 2023 weiter an, so dass fast 30 % der europäischen Erdgasimporte über Flüssiggasterminals erfolgten.

Abbildung 27: Anteil der Erdgasimporte der EU27 nach Infrastruktur



Quellen: Eurostat (2023) und eigene Berechnungen

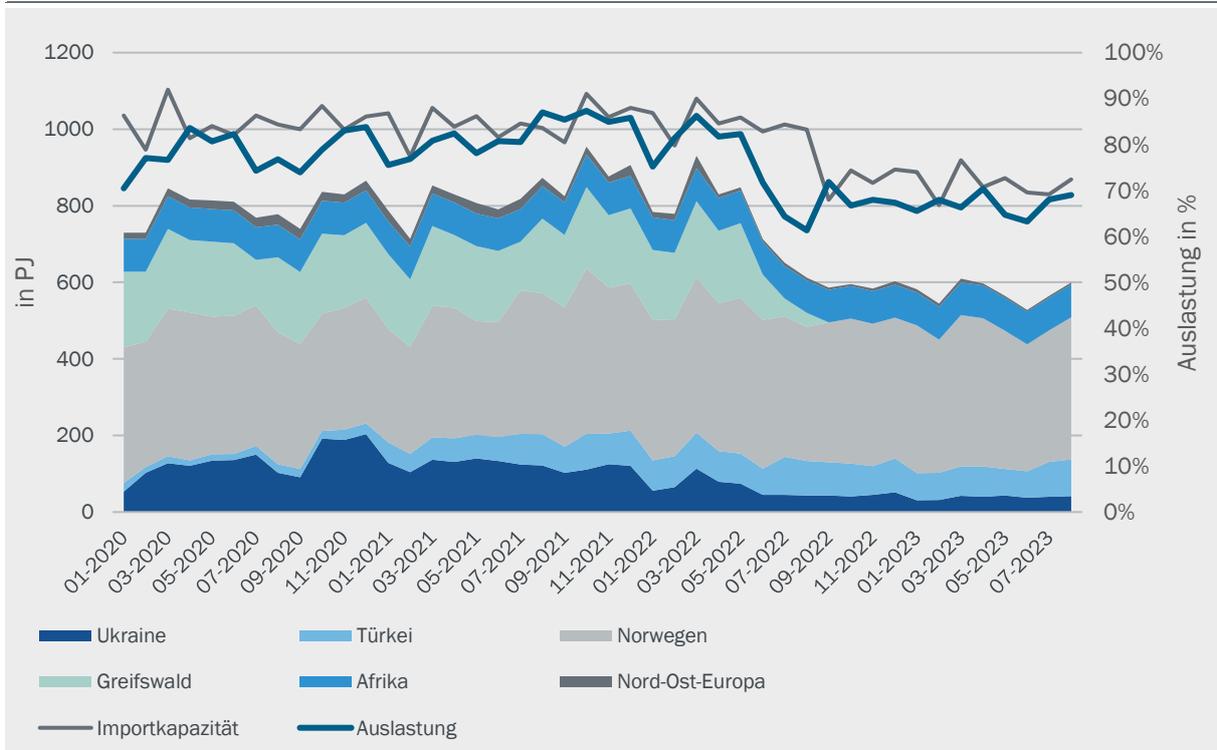
Die Betrachtung der Versorgungsentwicklung ist stark regional abhängig. Die Abbildung 28 zeigt, dass seit Frühjahr 2022 die Importe aus dem Osten (Greifswald/Lubmin - Endpunkt der Nordstream-Pipeline, Nord-Ost-Europa und Ukraine) zurückgegangen sind bzw. teilweise vollständig eingestellt wurden. Mit dem Rückgang sind zwar Transportkapazitäten frei geworden, aber es ist unwahrscheinlich, dass diese in naher Zukunft bedient werden. Im Gegensatz ist es möglich, dass es zwischen der Ukraine und Russland zu keiner Einigung bei der Lieferung russischen Gases durch das Gebiet der Ukraine kommt und somit weitere Mengen wegfallen.

Im Vergleich dazu werden bestehende LNG-Kapazitäten vor allem im Norden Europas stärker genutzt und weitere Kapazitäten werden aufgebaut (Abbildung 29). Darunter fallen auch die in Deutschland angebundenen FSRU (Floating Storage and Regasification Unit), welche in kurzer Zeit genehmigt und gebaut wurden (s. nachfolgendes Unterkapitel). Weiterhin sind Pläne für feste LNG-Terminals vorgesehen.

Die Region Südwest beinhaltet alle LNG-Terminals in Spanien und Portugal, wobei diese von den restlichen im Mittelmeer gelegenen LNG-Anlagen getrennt betrachtet wurden. Die LNG-Terminals an Frankreichs Atlantikküste sowie die Terminals in Belgien und den Niederlanden werden der Region Nordwest zugeordnet. Die LNG-Terminals, welche in der Ostsee, aber nicht an deutschen Küsten liegen gehören zur Region Nordost. Vor allem die Terminals auf der iberischen Halbinsel wurden trotz der starken Einschränkungen der Gasbeschaffung nicht wesentlich stärker genutzt als in früheren Jahren, während die Auslastung in allen anderen Regionen Europas wuchs.

Abbildung 28: Monatliche Pipelineimporte nach Herkunft und Auslastung (rechte Skala)

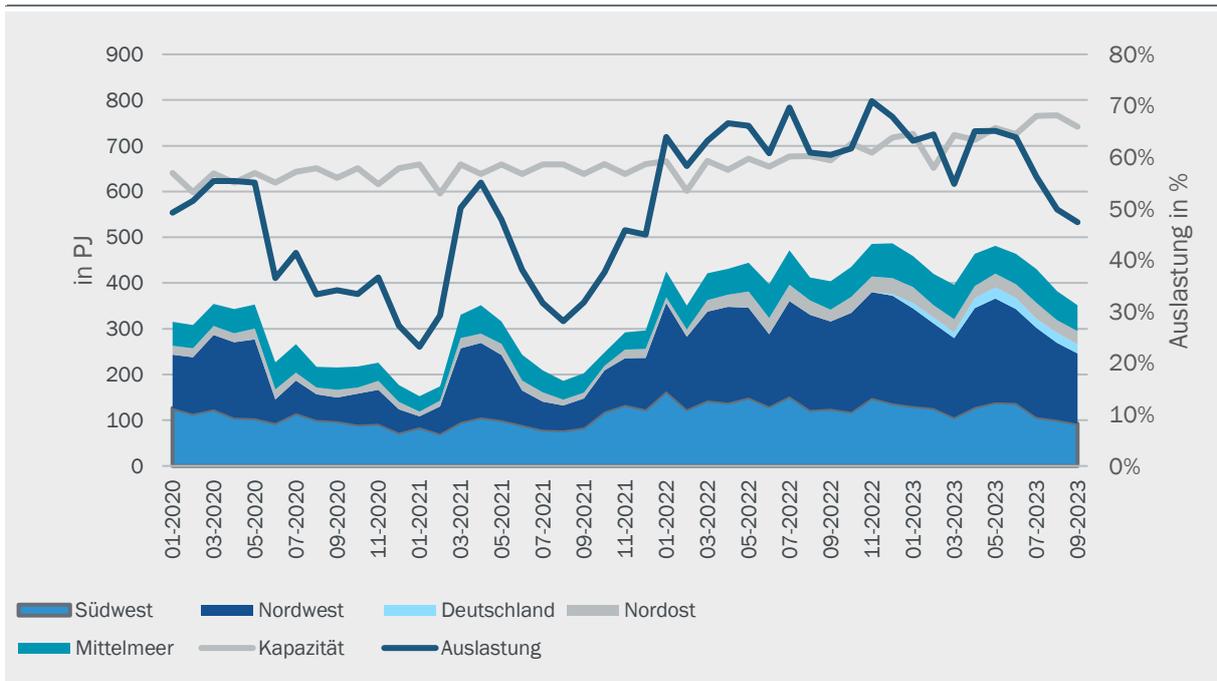
in PJ, Zeitraum 1.1.2020 bis 31.7.2023



Quellen: Entsog (2023) und eigene Berechnungen

Abbildung 29: Monatliche LNG-Importe nach Europa nach Ankunftsregionen

in PJ, Zeitraum 1.1.2020 bis 30.9.2023



Quellen: ALSI (2023), eigene Berechnung

Die bestehende Infrastruktur, im Sinn von Importpunkten und deren Auslastung, ist durchaus in der Lage den aktuellen Gasbedarf zu decken. Ein Problem ist der innereuropäische Transport. Die Infrastruktur ist hauptsächlich auf eine Flussrichtung von Ost nach West ausgerichtet. Vor allem der Transport von Erdgas aus Afrika, aber auch über LNG-Terminals in Südeuropa angelieferte Mengen, können nur in geringem Umfang weiter nach Norden und Osten transportiert werden. Entsprechende Investitionen in die Infrastruktur wurden in der Vergangenheit nicht getätigt. Projekte wie die Midi-Catalonia Pipeline wurden aufgrund von mangelnder Wirtschaftlichkeit eingestellt, mittlerweile aber unter anderem Namen (H2Med – abgeleitet vom Energieträger Wasserstoff und den ersten drei Buchstaben von **M**editerranean) und für den Energieträger Wasserstoff wiederbelebt.

4.2 Deutsche Beschaffungsstruktur

Deutschland war unter den europäischen Ländern der mengenmäßig größte Abnehmer russischer Erdgasmengen. Mit der Pipeline Nordstream 1 und der geplanten Inbetriebnahme der Pipeline Nordstream 2 konnte ein Großteil des deutschen Erdgasbedarfs aus Russland gedeckt werden. Sanktionen, Instandsetzungsarbeiten und schließlich die Zerstörung von drei der vier Pipeline-Stränge haben den direkten Bezug zum Erliegen gebracht (Abbildung 30).

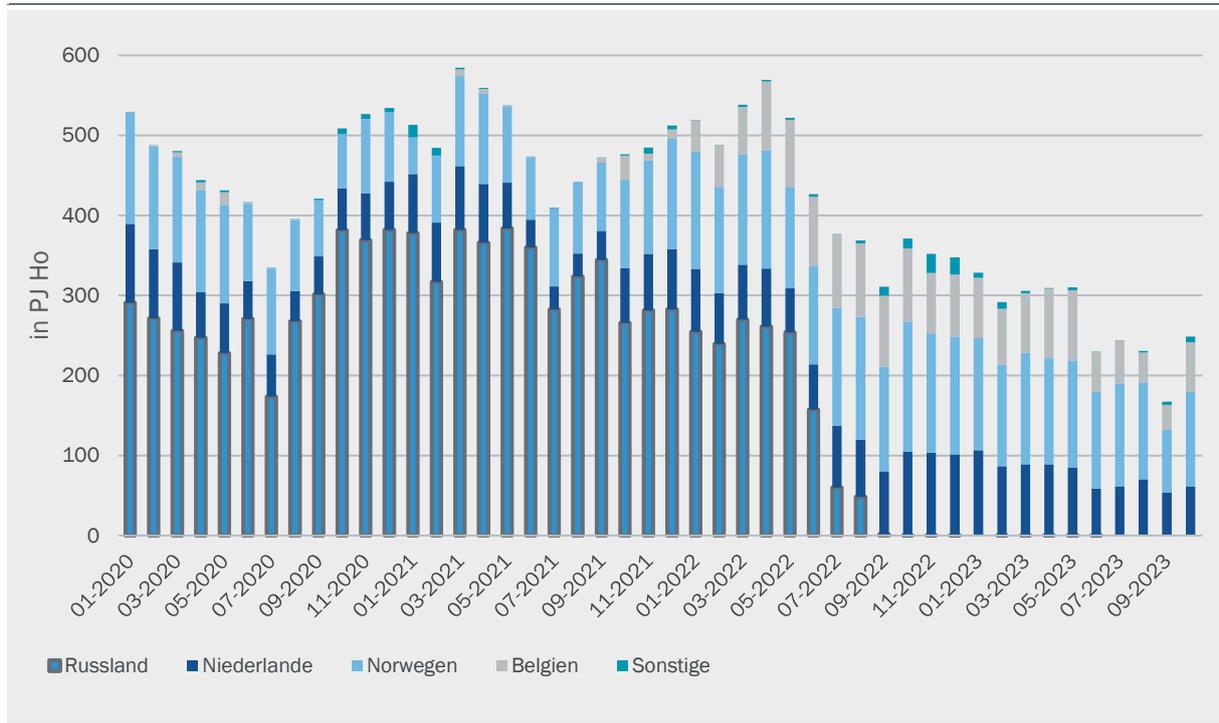
Der Möglichkeit zum Bezug von billigem Erdgas aus Russland sowie die Perspektive geringerer Nutzung fossiler Brennstoffe im Zuge der Klimaschutzpolitik hatten vor dem Angriff Russlands auf die Ukraine eine Diversifizierung des Gasbezugs unattraktiv gemacht. Projekte wie den Bau von LNG-Terminals, aber auch der verstärkte Ausbau innereuropäischer Erdgasinfrastruktur für einen stärkeren West-Ost-Flusses, wurden nicht verfolgt bzw. nicht unterstützt. Dadurch ist der Transport von Erdgasmengen z.B. aus Spanien respektive über die dortigen LNG-Terminals oder den Grenzübergangspunkten nach Nordafrika mit freien Kapazitäten nicht möglich und der Ersatz der russischen Mengen muss anders bereitgestellt werden.

In Abbildung 30 ist die monatliche Entwicklung der Importe nach Quellenländern dargestellt. Dabei sind die Gasmengen, welche aus Tschechien und Polen importiert werden, den russischen Mengen zugerechnet, da es sich zu einem überwiegenden Teil um Gas aus russischen Quellen handelt, welche über die Jamal-Pipeline und die Gazelle-Pipeline nach Deutschland gelangen. Die Mengen aus Norwegen sind der norwegischen Produktion zuzuordnen, wobei auch über Belgien und die Niederlande norwegisches Gas importiert werden kann. Weiterhin können von dort auch in Form von LNG in Europa angeliefertes Erdgas bezogen werden. Relevante Produktionspunkte sind zudem die niederländische Erdgasproduktion sowie das konvertierte Erdgas.²¹ In Abbildung 30 ist die schrittweise Reduktion russischer Mengen ab Juni 2022 sichtbar; ab September 2022 wurde in Deutschland kein Gas mehr aus Russland über Pipelines importiert. Gleichzeitig wurden die Mengen aus anderen Quellen erhöht, ohne die Reduktion der Importe aus Russland vollständig kompensieren zu können.

²¹ Bei der Konvertierung von Erdgas wird hoch-kalorisches Erdgas unter Beimischung von Stickstoff auf ein niedrigeres kalorisches Niveau gebracht, um so das deutsche L-Gas-Netz und dessen Anforderungen zu erfüllen. Die Unterscheidung in H- und L-Gas ist historisch bedingt. Das Erdgas was in den Niederlanden und Deutschland gefördert wird, ist hauptsächlich L-Gas und die Regionen, die daran angeschlossen sind, haben ein entsprechendes L-Gas-Netz. Die Anlagen, welche dieses Gas nutzen sind auf diese Eigenschaften eingestellt und würden bei einer längeren Verwendung von H-Gas beschädigt werden. Aufgrund sinkender Produktionsmengen werden nun bis 2030 kontinuierlich Gebiete von L- auf H-Gas umgestellt.

Abbildung 30: Monatliche Pipelineimporte nach Deutschland nach Quellenländern

in PJ; Zeitraum 1.1.2020 bis 30.9.2023

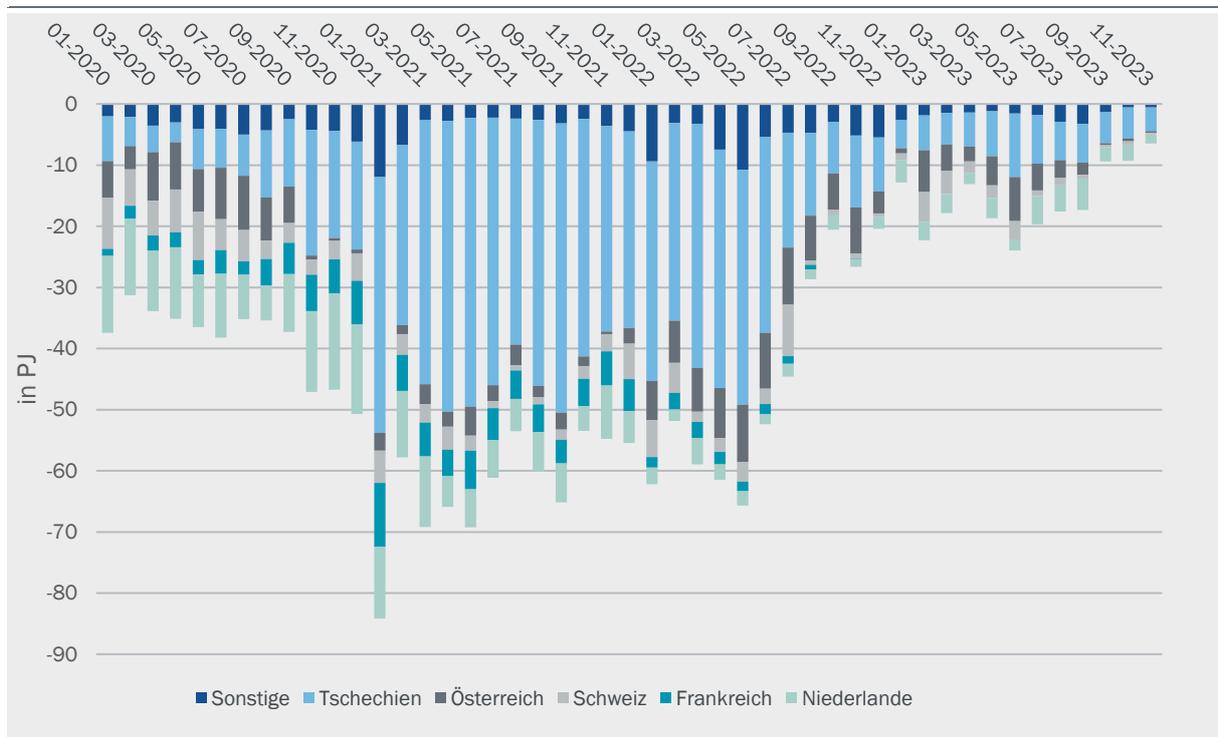


Quellen: Entsog (2023), eigene Berechnung

Gleichzeitig zeigt sich eine starke Reduktion der Exporte. Ein großer Teil der reduzierten Exporte ist auf die Reduktion russischer Mengen zurückzuführen, die nach Tschechien in Deutschland exportiert werden und in Waidhaus dann wieder ins deutsche Ferngasnetz eingespeist werden. Weiterhin wurden die Exporte bzw. Transite in weitere Nachbarländer reduziert (Abbildung 31).

Abbildung 31: Pipelineexporte Deutschlands nach Zielländern

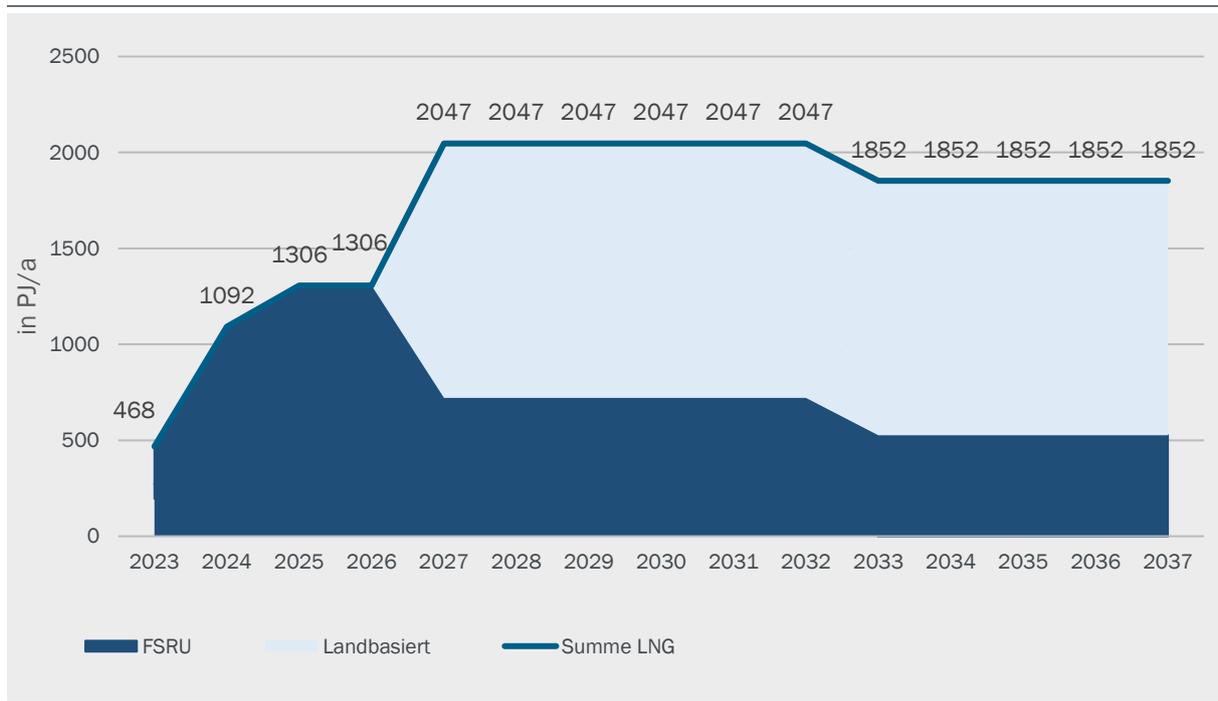
in PJ; in PJ, Zeitraum 1.1.2020 bis 30.11.2023



Quellen: Entsog (2023), eigene Berechnung

Neben dem verstärkten Import aus Nachbarländern, welche auf ihre eigene LNG-Infrastruktur zurückgreifen konnten oder ihre inländische Produktion erhöht haben, wurde und wird in Deutschland eine eigene LNG-Infrastruktur aufgebaut (Abbildung 32).

Abbildung 32: Pläne deutscher LNG-Infrastruktur (Importkapazität)



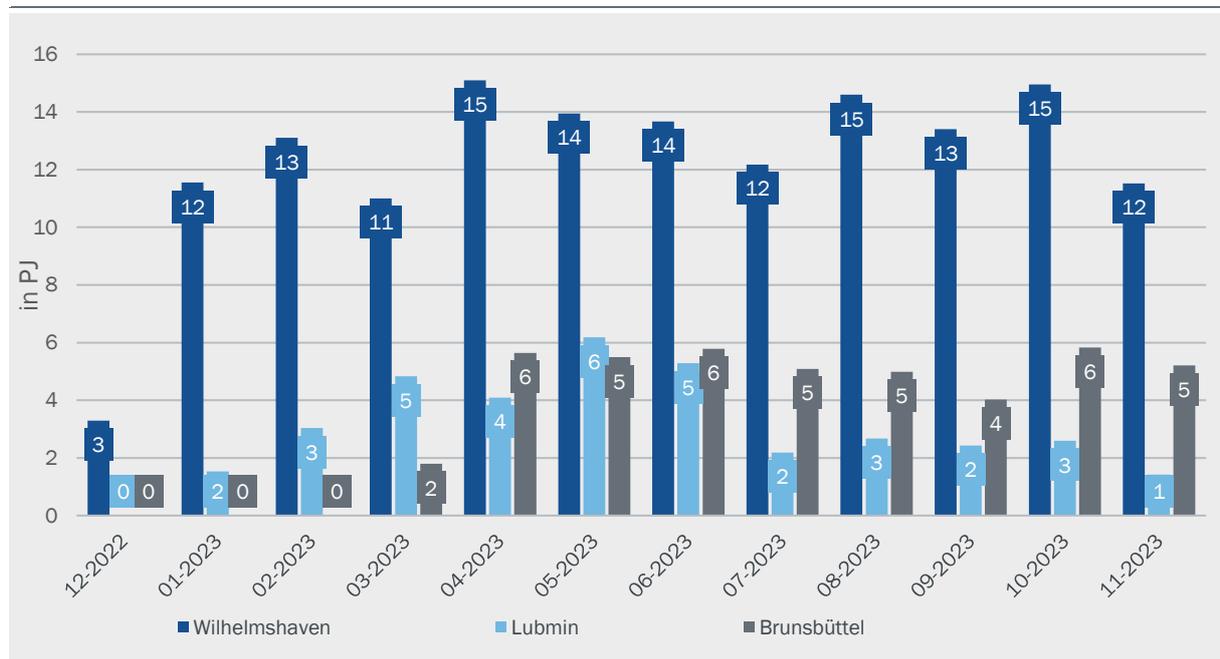
FSRU: Floating Storage and Regasification Unit – schwimmendes Importterminal

Quellen: BMWK (2023), eigene Darstellung

Die obenstehende Grafik zeigt die Kapazitäten der in Deutschland geplanten LNG-Häfen. Angegeben wird der Brennwert des Erdgases in PJ, welches bei durchgehender Auslastung der Terminals von LNG-Transportern gelöscht werden könnte. Der Hochlauf der LNG-Infrastruktur in Deutschland ist für die geringe Vorlaufzeit beachtlich. Bereits im Jahr 2024 soll eine Kapazität von über 1.000 PJ im Jahr zur Verfügung stehen (Abbildung 32). In der Planung werden die kurzfristig gecharterten FSRU mittelfristig durch festinstallierte, z.T. noch in der Planungsphase befindlichen landbasierte Anlagen ersetzt. So soll ab 2027 eine Kapazität von bis zu 2.000 PJ pro Jahr geschaffen werden. Die Pläne gehen aber über eine reine Nutzung für die Anlandung fossiler Energieträger hinaus. Eine spätere Weiternutzung für die Anlandung von Wasserstoff oder seiner Derivate ist zumindest für die landbasierten Terminals geplant.

Abbildung 33: Monatlicher LNG-Import nach Deutschland

in PJ, Zeitraum Dezember 2022 bis November 2023



Quellen: ALSI (2023), eigene Darstellung

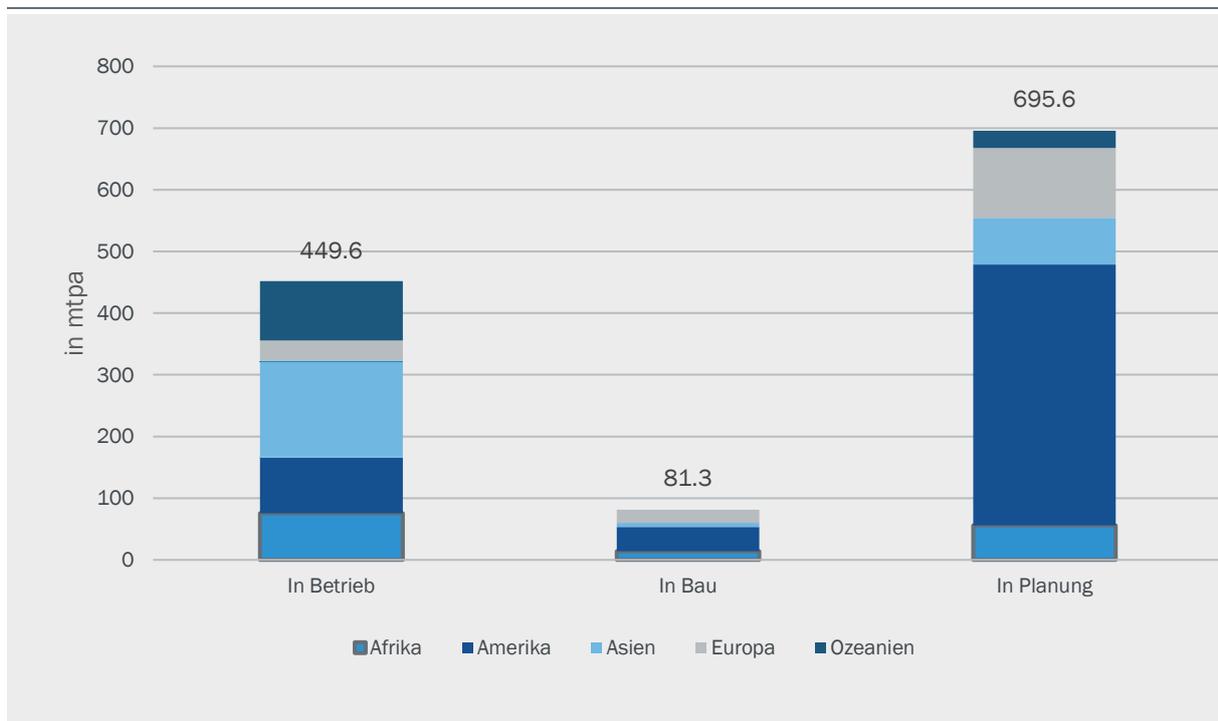
Seit Inbetriebnahme des ersten FSRU in Wilhelmshaven im Dezember 2022 wurden bis Ende November 2023 insgesamt 228 PJ flüssiges Erdgas angelandet (Abbildung 33). Mit steigenden Kapazitäten ist mit steigenden Importmengen zu rechnen. Neben den kurzfristig auf dem Spotmarkt erworbenen Mengen kommen die vertraglich beschafften Mengen aus langfristigen Lieferverträgen, die über die landbasierten LNG-Terminals angelandet werden, hinzu. Im Jahr 2022 wurden von Energieunternehmen langfristige Verträge mit den Vereinigten Staaten und Katar über 4 Megatonnen pro Jahr (mtpa; entspricht etwa rund 200 PJ) für die deutschen LNG-Häfen abgeschlossen. Die Verträge haben Vertragslaufzeiten zwischen 15 und 20 Jahre beginnend ab dem Jahr 2027.

Die durchschnittliche Auslastung der in Betrieb befindlichen FSRU beläuft sich auf ca. 55 %. Übertragen auf die geplanten Kapazitäten würde so ab 2027 ca. 1.000 PJ pro Jahr angeliefert werden können. Bei geplantem Verbrauchsrückgang könnten damit die Hälfte des Erdgasbedarfs oder mehr über LNG gedeckt werden.

4.3 LNG-Infrastruktur in den Regionen der Welt

Für die Beurteilung der Importmöglichkeiten von LNG sollte auch ein Blick auf die weltweiten Kapazitäten für den LNG-Export, den globalen LNG-Importbedarf sowie auf die vorhandenen Transportkapazitäten geworfen werden. Dies ermöglicht eine Einschätzung, ob das Angebot die Nachfrage bedienen kann und die beiden zusammengebracht werden können.

Abbildung 34: Verflüssigungsanlagen in den Regionen der Welt, in Megatonnen



Quellen: GEM (2023), eigene Darstellung

Neben den in Betrieb befindlichen Anlagen mit einer jährlichen Kapazität von knapp 450 Megatonnen werden weitere Anlagen mit einer Kapazität von über 80 Megatonnen gebaut und weitere 700 Megatonnen befinden sich in Planung. Ob all die in Planung befindlichen Anlagen tatsächlich gebaut werden, ist nicht sicher. Abhängig ist dies vor allem von der Nachfrage und der zukünftigen Möglichkeit diese zu nutzen. Würden alle geplanten Anlagen gebaut werden, würde sich die Kapazität für den LNG-Export mehr als verdoppeln. Die weltweite Versorgungssicherheit könnte dadurch gesichert werden. In Anbetracht der langen Anlagenlebenszeiten und dem geplanten Ausstieg aus fossilen Energieträgern sind Anlagen, welche nur für die Verflüssigung von Erdgas vorgesehen sind, kritisch zu betrachten. Jedoch gibt es beispielsweise in Deutschland die Vorschrift, dass LNG-Terminals ab 2043 auf Wasserstoff umgestellt werden müssen.

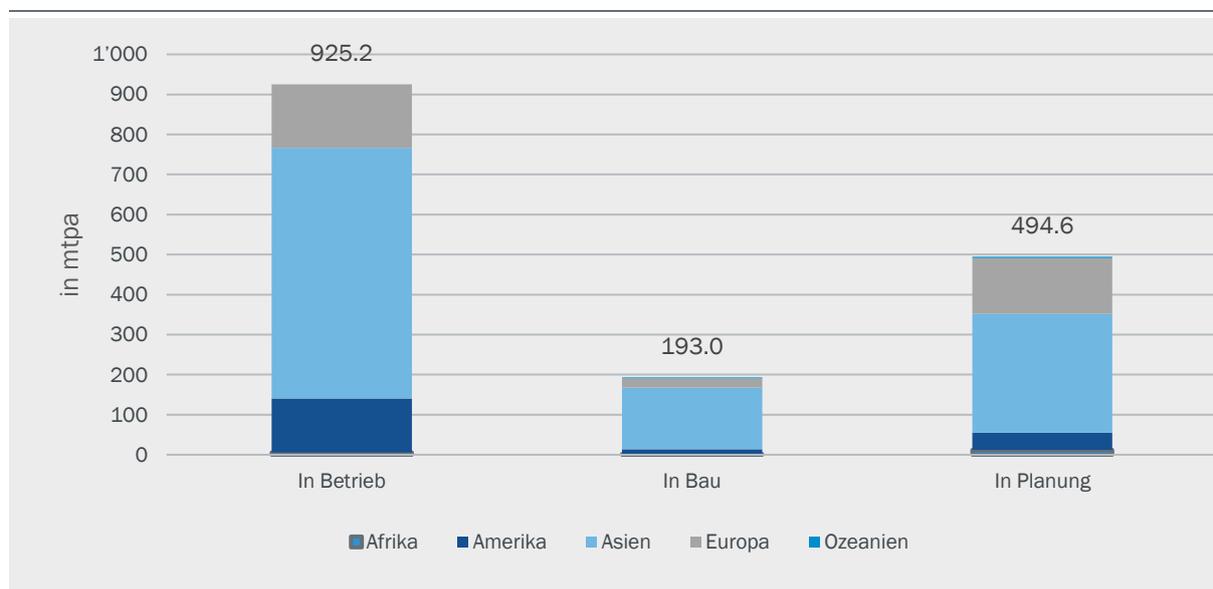
Fast zwei-drittel der sich in Planung befindlichen Kapazitäten sind in Amerika zu finden. Davon entfallen knapp 300 Megatonnen auf die Vereinigten Staaten. Inwieweit die Mengen aufgebaut werden, ist zurzeit jedoch sehr ungewiss. Am 26. Januar 2024 hat die US-Administration unter Präsident Biden ein Moratorium verkündet, das sich auf ausstehende Genehmigungen zu Lieferverträgen in Länder ohne Freihandelsabkommen (FTA) bezieht. Das Hauptziel dieses Moratoriums besteht darin, eine eingehende Überprüfung der ökonomischen und ökologischen Auswirkungen eines erhöhten LNG-Exports zu ermöglichen. Betroffen von dieser Maßnahme sind bis zu sechs Verflüssigungsstandorte mit einer kumulierten Exportkapazität von über 50 Megatonnen im Jahr (mtpa).

Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass bereits genehmigte Exportvereinbarungen von diesem Moratorium unberührt bleiben, entsprechend hat ein mögliches Verbot weiterer Exporte erst in

der langen Frist Auswirkungen. Eine endgültige Entscheidung über die Zukunft dieser Lieferungen wird frühestens nach der Wahl im November 2024 erwartet. Eine mögliche langfristige Auswirkung dieser Maßnahme könnte unter sonst gleichen Umständen ein reduziertes Exportangebot und eine Erhöhung der Gaspreise sein.

Auf der anderen Seite müssen die globalen Importmöglichkeiten betrachtet werden. Denn auch wenn die globalen Exportkapazitäten grundsätzlich reichen, um die europäischen Importkapazitäten zu bedienen, muss auch die globale Konkurrenz auf der Nachfrageseite mitbetrachtet werden. Dadurch lässt sich abschätzen, ob und in welchem Umfang es zu nachfrageseitiger Konkurrenz und dadurch zu Preiskämpfen kommen könnte.

Abbildung 35: Importkapazitäten nach Region

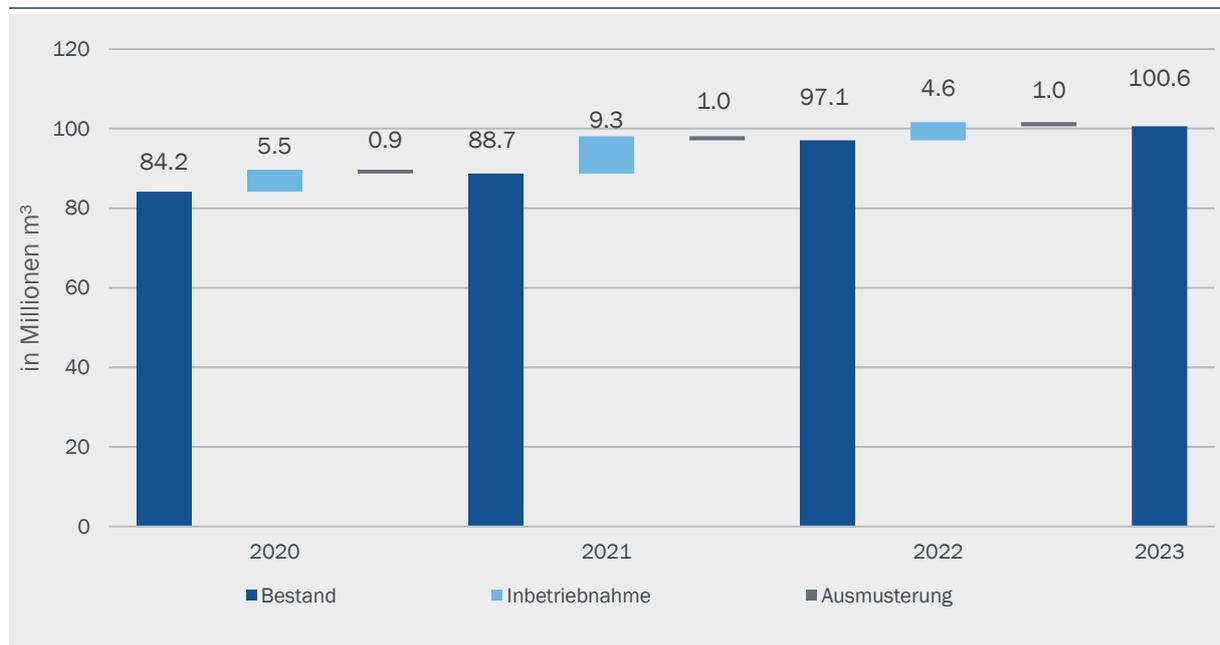


Quellen: GEM (2023), eigene Darstellung

Im Vergleich zu den in Betrieb befindlichen Exportanlagen gibt es mehr als doppelt so hohe Importkapazitäten auf der Welt, wobei sich die meisten in Asien befinden. Auch die sich in Bau und in Planung befindenden Anlagen liegen vor allem auf dem asiatischen Kontinent. Die sich in Bau befindenden Importkapazitäten sind um ein Vielfaches größer als die sich in Bau befindenden Exportkapazitäten. In Kontrast dazu sind die in Planung befindlichen Importkapazitäten kleiner als die Exportkapazitäten.

Für den Transport von Flüssiggas werden LNG-Trägerschiffe benötigt. In Abbildung 36 ist die Entwicklung der Transportkapazitäten dieser Trägerschiffe über die letzten drei Jahre dargestellt. Die Transportkapazität ist im betrachteten Zeitraum um 16 % gestiegen. Einen direkten Zusammenhang zwischen den Export- und Importkapazitäten und den Transportkapazitäten herzustellen ist ohne weitergehende Analyse nicht möglich, da die Trägerschiffe je nach Reiselänge eine unterschiedliche Anzahl an Fahrten pro Jahr absolvieren können. Bei einer durchschnittlichen Reisezeit von 20 Tagen entspricht die Kapazität von 100 Millionen m³ einer Jahreskapazität von 665 mtpa.

Abbildung 36: Entwicklung Kapazität LNG-Trägerschiffe



Quellen: GIIGNL (2024), eigene Darstellung

4.4 Szenarien für die Erdgasbilanz Europa und Deutschland bis 2045

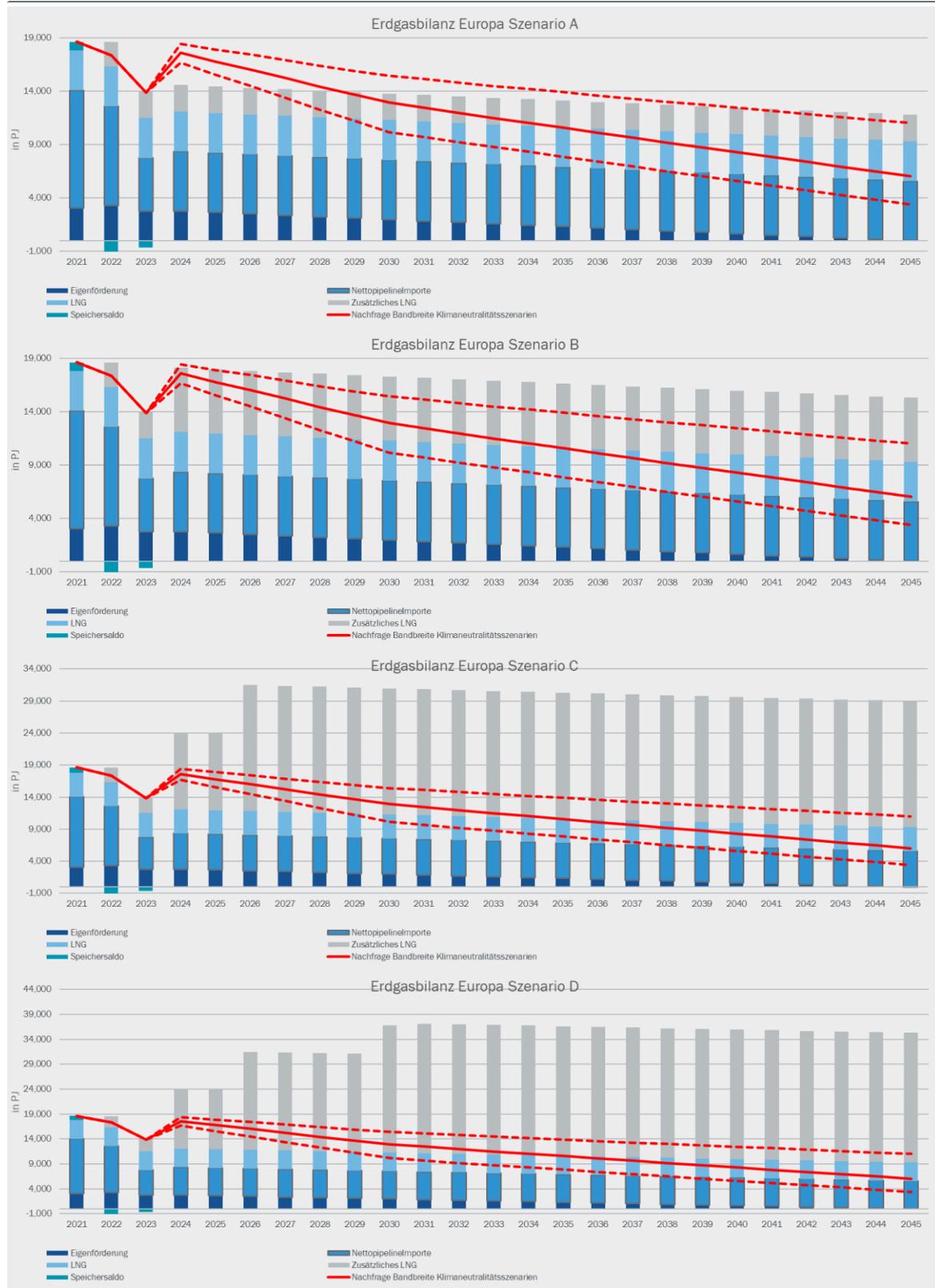
Ausgehend von der Beschaffungsstruktur der Jahre 2021/2022 und Bedarfsszenarien „Stated Policies“, „Announced Pledges“, „Net Zero Emissions“ der IEA aus dem Jahr 2022 werden nachfolgend Szenarien für die zukünftige Versorgung Europas mit Erdgas entwickelt. Mit berücksichtigt werden zudem sechs verschiedene Bedarfe für Deutschland aus den Szenarien Klimaneutrales Deutschland von Agora, Klimapfade 2.0 vom BDI, Aufbruch Klimaneutralität der dena und die drei Szenarien REMIND, REMod und Times PanEU von Ariadne. Die Szenarien werden in dem roten „Fächer“ dargestellt mit dem jeweils geringsten/höchsten Wert eines Jahres der sechs Szenarien als die unterste/oberste Linie und dem Durchschnittswert dieser Szenarien als der mittleren Linie.

Bei der Versorgung werden vier Szenarien unterschieden, die sich in der Menge, der über LNG angelieferten Importe unterscheiden.

- Im Szenario A wird die gesteigerte angelieferte Menge von LNG in 2022 und 2023 gegenüber 2021 fortgeschrieben (Niveau verbleibt auf der Menge des Jahres 2023).
- Im Szenario B wird die vorhandene Infrastruktur stärker ausgelastet (zu 75 %).
- Im Vergleich dazu wird im Szenario C ein Zubau an LNG-Infrastruktur bis 2026 angenommen und es wird eine Auslastung von 75 % unterstellt. Der Zubau berücksichtigt Projekte mit einer Final Investment Decision (FID).²²
- Szenario D unterstellt einen nochmals verstärkten Ausbau der LNG-Infrastruktur, der sowohl den Ausbau der Projekte mit Pre-FID und den angekündigten Ausbau berücksichtigt. Die Auslastung wird ebenfalls mit 75 % angenommen.

²² Indikator für die praktische Umsetzung eines Projektes

Abbildung 37: Erdgasbilanzen Europa bei unterschiedlichem LNG-Infrastrukturausbau
Gegenüberstellung von Erdgasangebot (Säulen) und Nachfrage (Linien) im Zeitraum bis 2045



Quellen: Eurostat, IEA, AGSI, GIIGNL, JODI GAS, Entsog, BMWK (2023), eigene Darstellung

Aus Szenario A ist erkennbar, dass der bisherige Bezug für die Deckung der projizierten Bedarfsmengen nicht ausreichen würde. Dies betrifft insbesondere den Zeitraum bis 2030. Allerdings muss hier kritisch betrachtet werden ob tatsächlich wieder ein deutlicher Anstieg des Gasverbrauchs im Jahr 2024 zu erwarten ist bzw. ob dieser so deutlich ausfallen wird. Auf der anderen Seite werden die erwarteten Preissenkungen wohl dazu führen, dass wieder mehr Erdgas verbraucht wird. Der Verbrauch von Erdgas in Deutschland in den ersten 8 Monaten im Jahr 2024 ist im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um 2 Prozent geringer ausgefallen. Abhängig davon ob es ein kalter, durchschnittlicher oder relativ warmer Winter wird, ist auch 2024 nicht mit einem deutlichen Anstieg im Gasverbrauch zu rechnen. Ein Grund hierfür ist unter anderem die stagnierende Wirtschaft in Deutschland.

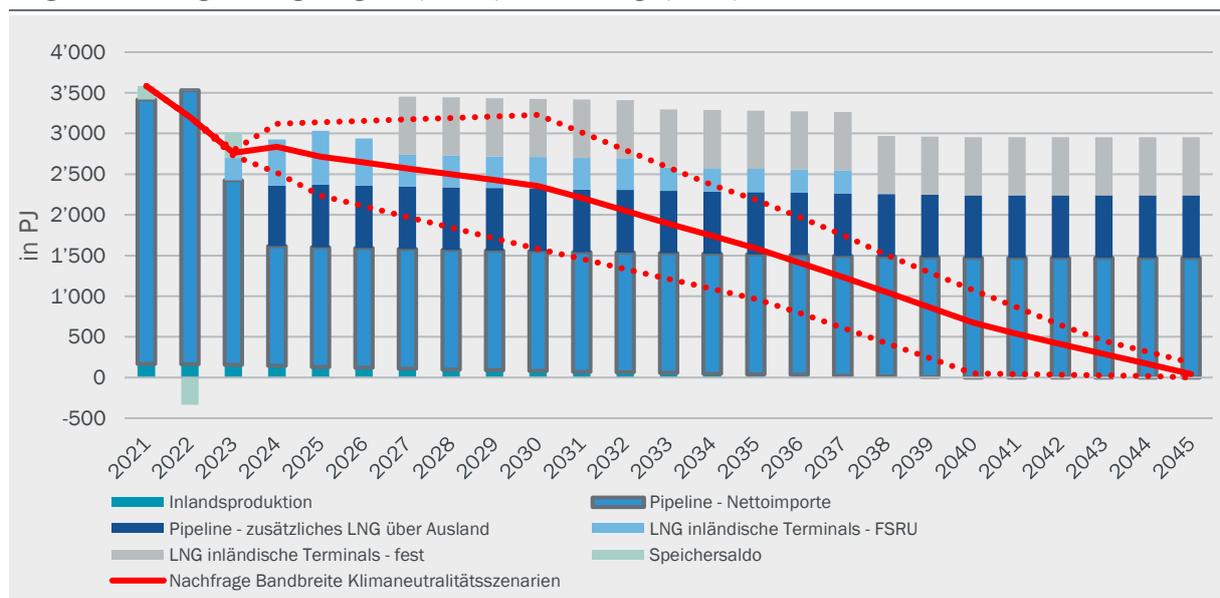
Im Szenario B (höhere Auslastung, ohne weiteren Kapazitätszubau) könnte der erwartete Maximalbedarf knapp gedeckt werden. Eine Auslastung von europaweit 75 % aller LNG-Infrastruktur und eine bedarfsgerechte Verteilung ist aber eher unwahrscheinlich. Unter anderem weil die innereuropäische Infrastruktur zur Verteilung fehlt und eine langanhaltende hohe Auslastung von LNG-Anlagen in Europa bisher nicht beobachtet wurde. Auf der anderen Seite bleibt auch abzuwarten, inwieweit sich die Erdgasnachfrage in den nächsten Jahren wieder erholt.

Aus der Zusammenstellung der Szenarien ist erkennbar, dass die volle Umsetzung der angekündigten Kapazitätserhöhung zu einer Überversorgung von Europa führen könnte (Szenarien C und D; angenommen wurde eine Kapazitätsauslastung von 75 %).

Für das Szenario für Deutschland 1 (Abbildung 38) wird die bisherige Auslastung der bestehenden FSRU auch für die kommenden Jahre unterstellt; für die geplanten FSRU wird eine identische Auslastung angenommen. Dabei wird von dem in Abbildung 32 dargestellten Kapazitätsausbau ausgegangen. Die Erdgasnachfrage im Szenario basiert auf der Auswertung der Klimaschuttszenarien (s. Kapitel 3).

Abbildung 38: Szenario Deutschland 1

Gegenüberstellung von Erdgasangebot (Säulen) und Nachfrage (Linien) im Zeitraum bis 2045



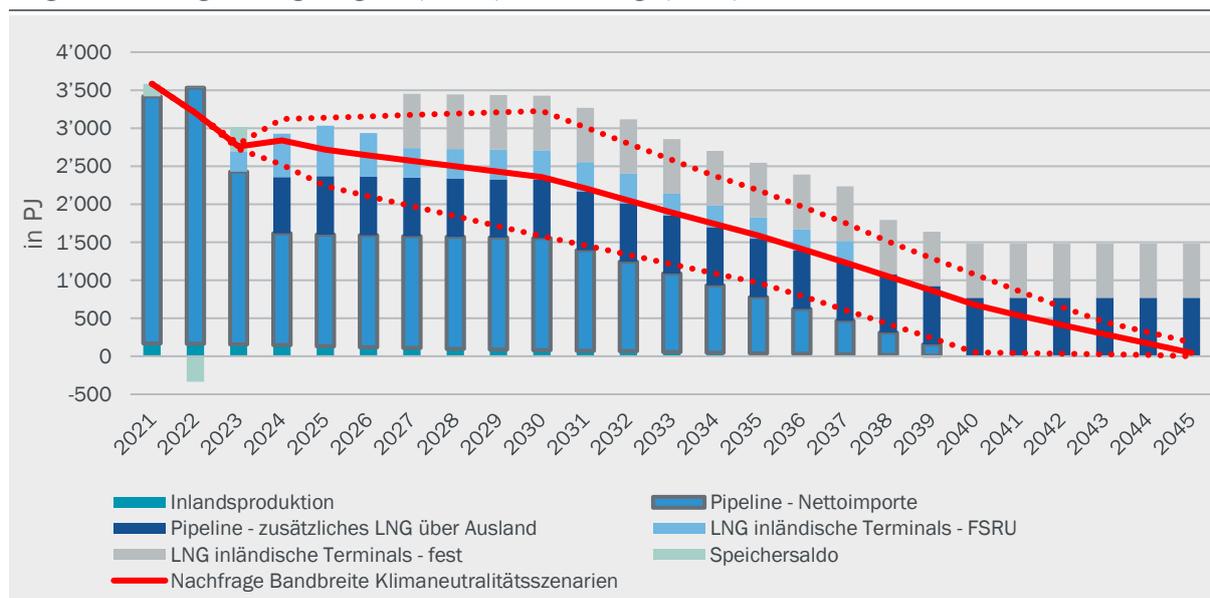
Quellen: Eurostat, IEA, AGSI, GIIGNL, JODI GAS, Entsog, BMWK, Ariadne, Agora, BDI (2023), eigene Darstellung

Ausgehend von der Reduktion des deutschen Erdgasverbrauchs ist die durchschnittliche Auslastung der bestehenden FSRU ausreichend um in Verbindung mit den bestehenden Importen und ausgehend von gleichbleibenden Exportmengen (bezogen auf 2023) den Bedarf in Deutschland zu decken. Der Zubau an festinstallierten LNG-Terminals wäre basierend auf dieser Betrachtung nur notwendig, wenn die Nachfrage sich an dem hohen Pfad der Klimaneutralitätsszenarien orientiert. Der Erdgasverbrauch in Deutschland könnte sich jedoch weniger stark, bzw. weniger schnell verringern, als in den Klimaschutzszenarien berechnet wird (u.a. bei einer erwarteten Zielverfehlung im Jahr 2030). Zudem wird wiederholt die Verantwortung im europäischen Verbund und besonders für Nachbarstaaten ohne Zugang zu LNG-Infrastruktur betont. Erhöht sich die Nachfrage von Transiten durch Deutschland nach Tschechien aufgrund ausbleibender Mengen aus Russland (Einstellung der Durchleitung durch die Ukraine), kann die Nachfrage nach LNG-Infrastruktur wieder steigen. Ausbleibende Importe, beispielsweise aus Norwegen, würden ebenfalls den Bedarf an zusätzlicher LNG-Infrastruktur erhöhen. Zurzeit ist es möglich die Auslastung der deutsch-norwegischen Verbindung zu verringern, um notwendige Instandhaltungsarbeiten an der Pipeline durchzuführen. Ein Ausfall auch nur eines Teils dieser Pipeline würde die deutschen Importkapazitäten stark beschränken. Der Ausbau der LNG-Infrastruktur ermöglicht eine Diversifizierung von Bezugsquellen, um einen möglichen Ausfall von Quellen zu kompensieren. Bei weiter sinkender Nachfrage sowohl im Inland als auch in den kontinentalen europäischen Ländern würde eine Situation entstehen, in welcher ein Überangebot an LNG-Importkapazität entsteht.

Alternativ lassen sich aber andere Entwicklungen darstellen. Im alternativen Szenario Deutschland 2 wird von einer schrittweisen Reduktion der Nettoimporte ausgegangen (Abbildung 39). Vorstellbar wäre beispielsweise eine Erhöhung der Transite von Erdgas oder eine Abnahme der Pipelineimporte aus Norwegen oder Niederlande oder eine Kombination der beiden Faktoren. Grund für die höhere Nachfrage aus zum Beispiel Tschechien oder Österreich könnten ausbleibende russische Pipelinemengen sein, die zurzeit noch über die Ukraineroute nach Europa gelangen.

Abbildung 39: Szenario Deutschland 2

Gegenüberstellung von Erdgasangebot (Säulen) und Nachfrage (Linien) im Zeitraum bis 2045



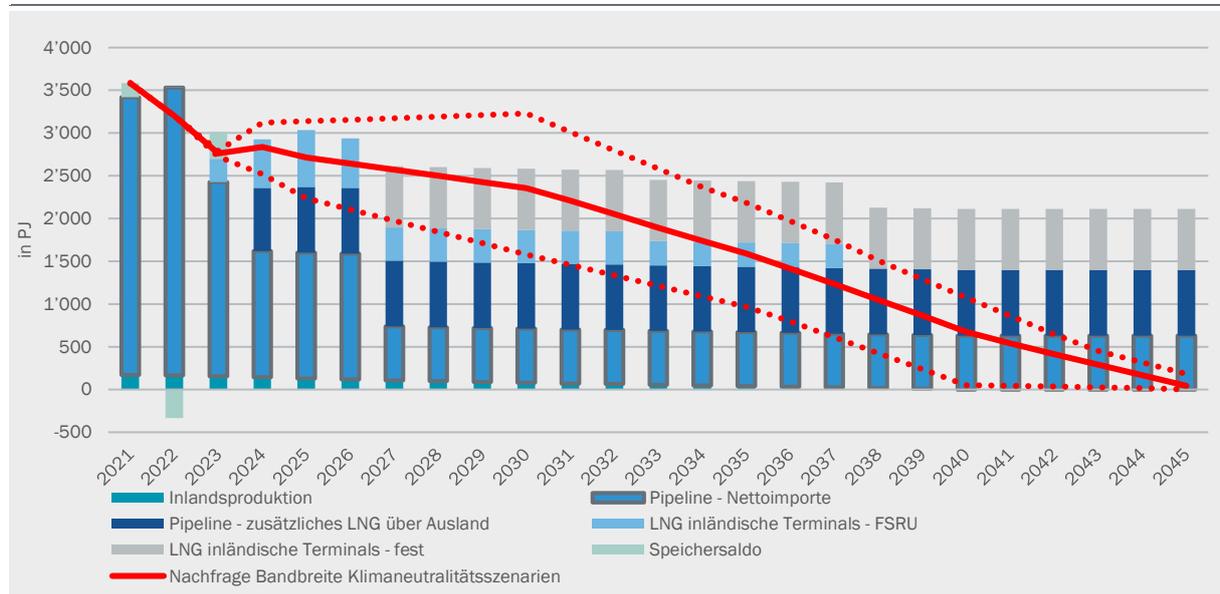
Quellen: Eurostat, IEA, AGSI, GIIGNL, JODI GAS, Entsog, BMWK, Ariadne, Agora, BDI (2023), eigene Darstellung

In dem dargestellten Szenario Deutschland 2 werden auch langfristig die zusätzlichen Import-Kapazitäten benötigt, um den Erdgasbedarf zu decken.

Im letzten Szenario Deutschland 3 wird ein spontaner Ausfall, der Hälfte der norwegischen Importe ab dem Jahr 2027 simuliert (Abbildung 40). In diesem Szenario wird ein plötzliches Ausbleiben der Hälfte der norwegischen Importe ab dem Jahr 2027 angenommen. Das Jahr 2027 ist das Jahr, ab welchem die ersten festen inländischen Terminals ans Netz gehen. Die zusätzliche Menge an LNG kann in diesem Szenario die ausbleibenden Mengen nicht vollständig kompensieren. Im Falle eines höheren Verbrauchspfad es müssten die vorhandenen LNG-Kapazitäten stärker ausgelastet werden, um den Bedarf zu decken.

Abbildung 40: Szenario Deutschland 3

Gegenüberstellung von Erdgasangebot (Säulen) und Nachfrage (Linien) im Zeitraum bis 2045



Quelle: Eurostat, IEA, AGSI, GIIGNL, JODI GAS, Entsog, BMWK, Ariadne, Agora, BDI (2023), eigene Darstellung

Abhängig der möglichen zukünftigen Entwicklungen der Gasinfrastruktur und der Nachfrage kann die geplante Infrastruktur durchaus einen nötigen Beitrag zur Versorgungssicherheit nicht nur für die deutsche Erdgasversorgung, sondern auch für die Versorgung der europäischen Partner.

5 Einsparoptionen

Im Verlauf des Jahres 2022 und im Winter 2022/2023 hat der Gasverbrauch erhebliche Rückgänge bei allen Verbrauchern gezeigt. In Abschnitt 2.3 wurde präsentiert, dass die Einsparungen im Jahr 2022 überwiegend auf (vorübergehende) Produktionsreduktionen und die warme Witterung zurückzuführen waren. Im nachfolgenden Kapitel wird untersucht, welche zusätzlichen Einsparungen in Zukunft möglich wären. Dabei wird nach Sektoren und Anwendungen unterschieden und es werden verschiedene Zeitskalen berücksichtigt:

- kurzfristige Einsparungen im nächsten halben Jahr,
- Einsparungen in den nächsten 2-3 Jahren sowie
- längerfristige Einsparmöglichkeiten bis etwa 2035.

Die Abschätzungen zu diesen Einsparoptionen beziehen sich auf technische Potenziale. Im Vergleich zum theoretischen Potenzial werden beim technischen Potenzial technische und strukturelle Restriktionen berücksichtigt. Trotzdem ist das technische Potenzial größer als das wirtschaftliche oder realisierbare bzw. erschließbare Potenzial. Die Abschätzungen der technischen Einsparoptionen beruhen auf vereinfachten ad-hoc-Berechnungen. Den Ausgangspunkt für die Abschätzungen bildet der IST-Verbrauch nach Sektoren, Branchen und Anwendungen (s. Kapitel 2.1). Außerdem basieren die Abschätzungen auf Annahmen der Prognos-Energiemodelle (u. a. bezüglich dem Mengengerüst, Technologien, Verwendungszwecken)²³ sowie Literaturwerten zur relativen Einsparung je umgesetzter Maßnahme. Die Berücksichtigung der Zeitskala erfolgt auf zwei Arten.

- Mit kurzfristigen Maßnahmen im nächsten halben Jahr kann maximal der halbe Jahresverbrauch eingespart werden. Als Bezugsgröße für die Berechnung des Einsparpotenzials dient für diesen Zeitraum entsprechend der Energieverbrauch, der in einem halben Jahr anfällt.
- Aufgrund von verschiedenen Restriktionen kann jährlich nur eine begrenzte Anzahl an technischen Maßnahmen umgesetzt werden. Beispielweise werden aufgrund einer Lebensdauer von rund 25 Jahren und den verfügbaren Handwerkern zurzeit jährlich etwa 3-4 Prozent der Heizungen ausgetauscht. Entsprechend können durch die Maßnahme „Ersatz von Gasheizungen“ pro Jahr nur 3-4 Prozent des Verbrauchs reduziert werden. Im Verlauf der Jahre addieren sich jedoch die jährlichen Einsparungen und das Einsparpotenzial nimmt im Zeitverlauf zu. In weiterer Folge greifen Restriktionen des Gesamteinsparpotenzials.

Die Abschätzung der Einsparpotenziale der betrachteten Maßnahmen erfolgt statisch, ausgehend vom heutigen Verbrauchsniveau. Überlappungen der Maßnahmen werden nicht betrachtet. Eine Addierung der Einsparungen der Einzelmaßnahmen führt deshalb zu einer Überschätzung des Einsparpotenzials.

Der Schwerpunkt der Betrachtung wird auf die Sektoren Industrie und Gebäude gelegt. Dabei wird auch betrachtet, bei welchen Branchen bzw. Anwendungen Erdgas bis 2035 nur schwer ersetzbar ist und welche Mengen damit verbunden sind. Im Verkehrssektor ist der Einsatz von Erdgas nur von geringer Bedeutung (s. Kapitel 2.1), aus diesem Grund werden keine

²³ <https://www.prognos.com/de/modelllandschaft>

Einsparoptionen untersucht. Eine Sonderrolle hat der Sektor Energiewirtschaft, da hier der Einsatz von Erdgas stark vom Strom- und Fernwärmeverbrauch aus den Nachfragesektoren abhängt.

5.1 Industrie

In diesem Abschnitt werden Einsparoptionen für Erdgas in der Industrie untersucht, die die entsprechenden Verbraucher (i. W. Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes) kurz-, mittel- und langfristig umsetzen können. Es werden übergeordnete Möglichkeiten und Faktoren diskutiert sowie technische Maßnahmen identifiziert und beschrieben, durch die der Erdgasverbrauch reduziert werden kann. Dazu werden technische Potenziale ausgewiesen, die sich auf sämtliche Anlagen/Systeme in dem betreffenden Handlungsfeld beziehen. Die Wirtschaftlichkeit der dargestellten Maßnahmen wird nicht betrachtet.

Übergreifend werden folgende Optionen zur Reduktion des Erdgasverbrauchs²⁴ unterschieden:

- **Energieträgerwechsel:** Erdgas wird durch andere Energieträger ersetzt, z. B. durch andere Brennstoffe (Mineralöle, Kohlen, andere fossile Gase, Wasserstoff, Biomassen etc.) oder durch elektrischen Strom. Dies kann in bestehenden bivalenten Systemen passieren (flexibler Betrieb) oder über neu zu errichtende Anlagen (tendenziell dauerhafter Wechsel).
- **Energieeffizienzmaßnahmen:** Der gleiche Prozess wird mit einem geringeren Energieinput bewerkstelligt. Die Umsetzung derartiger Maßnahmen ist meist wirtschaftlich, aber von der Liquidität des Betreibers abhängig. Höhere Energieträgerpreise können zusätzliche Anreize darstellen, aber auch die Liquidität verschlechtern.
- **Produktionsminderungen:** Die Produktion wird (zumindest zeitlich begrenzt) eingeschränkt. Um die entsprechende Nachfrage dennoch zu decken, wird auf Lagerbestände und/oder (Zwischen-)Produkte vom Weltmarkt zurückgegriffen.

Die Einsparoptionen im Industriesektor sind entlang Branchen, Verwendungszwecken, Prozessen und Produkten strukturiert. Sie unterscheiden sich (schon mit Blick auf 2022, siehe Abschnitt 3.3) u. a. aufgrund folgender, auch miteinander wechselwirkender Faktoren:

- **Nutzungsart:** Auch unter den erdgas-intensiven Branchen (vgl. Abbildung 6) gibt es erhebliche Unterschiede im Verwendungszweck des Energieträgers. Während Gebäudeenergiebedarfe von Prozessbedarfen zu unterscheiden sind, sind auch hier verschiedene Verbrennungsbedingungen, Temperaturniveaus, Anlagen etc. im Einsatz. Die Art der Erdgasnutzung bedingt auch die Verfügbarkeit möglicher (wirtschaftlicher) Alternativen.
- **Beschaffungsstrategie:** Wenn Erdgas vorwiegend über (preisstabile) Längerfristverträge beschaffen wird, werden mögliche Preisschocks verzögert oder gedämpft. Dies war bislang bspw. in der Ziegelindustrie der Fall, wo Erdgas Monate bis Jahre im Voraus bestellt wurde. In Branchen wie der Grundstoffchemie oder Papier wurde Erdgas tendenziell kurzfristiger beschaffen, wodurch Preisschwankungen direkter wirkten.
- **Markt/Preise:** Der Markt bzw. Preise der hergestellten (Zwischen-)Produkte wirkt sich darauf aus, inwiefern höhere Kosten weitergegeben werden können. In den Jahren 2021/22 wurde neben Erdgas bspw. auch Ammoniak teurer, wodurch die Produktion (zumindest über eine gewisse Zeit) aufrechterhalten werden konnte.

²⁴ vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/12/03-im-fokus.html>

- **Energiekostenanteile bzw. Erdgasintensität** (bspw. Erdgas/Wertschöpfung): Die Kostenstruktur einer Produktion bedingt, wie sich Erdgaspreise auf diese auswirken. Die Nahrungsmittelbranche hat zwar bspw. insgesamt einen hohen Erdgasverbrauch, deren Erdgasintensitäten bzw. Energiekostenanteile sind aber moderat (Anteile um 2 %). In der Papierproduktion sind diese zum Beispiel ca. doppelt so hoch, in der Grundstoffchemie und bei Eisen und Stahl noch deutlich darüber. Dementsprechend liegt tendenziell mehr Handlungsdruck auf Branchen mit höheren Anteilen bzw. Intensitäten.

Knapp 90 % des industriellen Erdgasverbrauchs wird für die Herstellung von rund 300 Produkten aufgewendet.²⁵ Folglich stellen die entsprechenden Produktionsstandorte auch bedeutsame Hebel für eine Reduktion des Erdgasverbrauchs dar. Dies betrifft bspw. die großen Werke der Grundstoffchemie, u. a. zur Ammoniak-, Methanol-, Syngas- und Wasserstoff- sowie Salpetersäureproduktion. Neben dem stofflichen Einsatz wird hier Erdgas vor allem für einen Großteil der Dampfbereitstellung eingesetzt. Dafür existieren bspw. elektrifizierte Alternativen (über Wärmepumpen, Elektrodenkessel etc.), die (mögliche) Standortintegration ändert sich allerdings durch derartige Umstellungen maßgeblich. Daneben werden Erdgasöfen besonders im Hochtemperaturbereich eingesetzt, da so Flammentemperaturen über 2500 °C erreicht werden können. Folglich ist die Erdgasabhängigkeit v. a. in der Verarbeitung von Mineralien groß. In der Keramik-, Ziegel- und Glasherstellung werden je über drei Viertel des Endenergieverbrauchs durch Erdgas gedeckt und bislang gibt es hier nur wenige schnell umsetzbare, wettbewerbsfähige Alternativen für die entsprechenden Schmelz-, Sinter- und Brennprozesse. Insgesamt sind Technologien zur vollständigen Substitution von Erdgasbrennöfen (noch) limitiert. Bei Wasserstoff liegt das bspw. am unterschiedlichen Brennverhalten, u. a. bezüglich Flammentemperatur, Wärmeübertragung und Strahlungswärme. Es bedarf weiterer Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen zur Adaption der entsprechenden Prozesse. Erdgas gilt hier mittelfristig weiterhin als Brückentechnologie.²⁶

Kurzfristige Potenziale zur Einsparung von Erdgas liegen in der Industrie vor allem im Energieträgerwechsel in Anlagen, die eine derartige Bivalenz bereits erlauben. Dies ist in der Prozesswärmebereitstellung relevant, aber auch in Industriekraftwerken zur Eigenstromerzeugung. In energieintensiven Branchen mit großen Anlagen ist davon auszugehen, dass nur in Ausnahmefällen (bspw. bei Umstellungen in den Jahren 2022/2023) derartige Anlagen zur Verfügung stehen. Die Eigenstromerzeugung aus Erdgas kann (teilweise) auch durch Bezug von Strom aus alternativen Quellen reduziert werden. Zu einer Reduktion des Gasverbrauchs führt dies allerdings nur, wenn zur Erzeugung des bezogenen Stroms nicht (dieselbe Menge an) Erdgas eingesetzt wurde. Daneben kann Biomethan als direkter Ersatz von Erdgas bezogen werden. Dies ist allerdings stark beschränkt durch die in Deutschland verfügbare Menge an Biomethan (derzeit ca. 300 PJ), entsprechende Nutzungskonkurrenzen (derzeit wird diese Menge größtenteils in Kleinanlagen verstromt) und Logistik sowie Transportmöglichkeiten. Darüber hinaus sind auch Verhaltensänderungen eine Option, um Erdgas einzusparen, z. B. eine Reduktion der Raumwärme. Im Industriesektor hat diese Option allerdings nur eine begrenzte Relevanz.

Mittelfristig bestehen Einsparoptionen von Erdgas vor allem in Elektrifizierungsmaßnahmen, also Umstellungen bzw. Umrüstungen auf Strombetrieb, speziell im Niedertemperaturbereich. Hier sind Power-to-Heat-Lösungen verfügbar, wie Wärmepumpen und Elektrodenkessel, und teils auch bereits wirtschaftlich.²⁷ Derartige Systeme verbessern auch die Effizienz der internen

²⁵ https://www.iwh-halle.de/fileadmin/user_upload/publications/iwh_policy_notes/iwh-pn_2022-02_de_Gaspreisanstieg_Industrie.pdf

²⁶ IN4climate.NRW (2021)

²⁷ Agora Industrie, FutureCamp (2022) https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/A-EW_269_Power-2-Heat_WEB.pdf

Prozesse und es entsteht deutlich weniger Abwärme. Dies hat Auswirkungen auf (nutzbare) Abwärmepotenziale bspw. für die Fernwärme.²⁸ Im Zeithorizont von 2 Jahren bestehen auch Möglichkeiten für diverse allgemeine Effizienzmaßnahmen (z. B. optimierte Wärmedämmung, Regelung von Prozessen).

Langfristig ist eine Reduktion des Erdgasverbrauchs vor allem durch Umstellungen auf diverse THG-neutrale Alternativen möglich. Diese sind für ein Erreichen von THG-Neutralität ohnehin umzusetzen, aber teils noch nicht (wirtschaftlich) verfügbar. Wie erwähnt gibt es hier noch Forschungs- und Entwicklungsbedarfe. Die zentralen, bereits weitgehend verfügbaren Technologien betreffen die Wärmebereitstellung. Hier existieren (fast überall) Elektrifizierungsmöglichkeiten, deren (interne) Energieeffizienz meist über jener von Verbrennungsprozessen liegt. Bei Wärme, die über Feuerungsprozesse, wie über Biomassen oder H₂, bereitgestellt wird, besteht allerdings weiterhin die Möglichkeit der Abwärmenutzung, auch bspw. in Fernwärmenetzen. Bestehende Infrastrukturen könnten so weiterverwendet werden. Biomassen und H₂ sind allerdings knappe Güter und von erheblichen Nutzungskonkurrenzen betroffen. Neben Einzelanlagen zur Wärmebereitstellung besteht auch die Möglichkeit und teils die Notwendigkeit, gesamte Prozesse und Prozessketten umzustellen, speziell hinsichtlich stofflicher Nutzung. Die vollständige Substitution von stofflich genutztem Erdgas ist kurzfristig (ohne Produktionsrückgänge bzw. Importe) nicht realisierbar. Langfristig kann aber CH₄ potenziell vollständig ersetzt werden. Die Umstellung der Rohstoffbasis, bspw. für Methanol und Ammoniak, kann über Biomasse, Recycling, abgeschiedenes CO₂ und/oder grünes H₂ erfolgen. Die entsprechenden Prozesse sind (intern) überwiegend mit höheren Energieverbräuchen verglichen mit den bestehenden fossilen Verfahrensketten verbunden. Bei der Produktion von grünem Wasserstoff, kommt es dafür, wie auch als Option zur Prozesswärmeerzeugung, zu erheblichen Umwandlungsverlusten.

Darüber hinaus besteht unabhängig des Zeithorizonts eine Einsparoption von Erdgas in der **Substitution von (Zwischen-)Produkten durch Importe**. Da die Herstellung weniger Produkte für einen wesentlichen Teil des Erdgasverbrauchs der deutschen Industrie verantwortlich ist, ist durch eine Substitution derartiger Produkte durch Importe eine maßgebliche Reduktion des Gasverbrauchs möglich. Eine Studie des IWH kommt zum Ergebnis, dass durch Einschränkungen der Produktion von erdgasintensiven Gütern, die eine hohe Importsostituierbarkeit aufweisen (50 bis 100 Produkte), über ein Drittel des industriellen Gasverbrauchs eingespart werden könnte, mit Auswirkungen auf den Umsatz der deutschen Industrie von wenigen Prozent.²⁹ Transportmöglichkeiten und Logistik müssen dabei im Einzelfall betrachtet werden. Zu beachten ist außerdem, dass die Effizienz von Einzelprozessen bei niedrigerer Auslastung in der Regel sinkt. Ein gegenläufiger Effekt besteht darin, dass bei insgesamt geringerer Produktion, die Nutzung von ineffizienten Anlagen mit (höherer) Erdgasintensität tendenziell vermieden werden kann.

Mögliche Maßnahmen (ohne Produktionsminderungen) mit Abschätzungen zu deren Potenzialen hinsichtlich Erdgaseinsparung in den unterschiedlichen Zeithorizonten sind in Tabelle 2 beschrieben. Es ist zu beachten, dass die angegebenen Erdgaseinsparungen der Einzelmaßnahmen nicht additiv sind, da sie sich teilweise auf dieselben Potenziale beziehen (bspw. Effizienz und Anlagenumstellungen).

²⁸ IN4climate.NRW (2022)

²⁹ https://www.iwh-halle.de/fileadmin/user_upload/publications/iwh_policy_notes/iwh-pn_2022-02_de_Gaspreisanstieg_Industrie.pdf

Tabelle 2: Kurzfristige, mittelfristige und langfristige Erdgaseinsparmaßnahmen im Industriesektor
 bezogen auf 2022, wenn nicht anders angegeben

Maßnahme	Primäre technische Systeme	Primärer Verwendungszweck	kurzfristiges Potenzial (bis 0,5 a)	mittelfristiges Potenzial (bis 2-3a)	langfristiges Potenzial (bis 10-12a)
Nutzung vorhandener bivalenter Anlagen*	Alle	Prozesswärme	63 PJ**	127 PJ**	
Direkte Substitution durch Biomethan/synthetisches Methan	Erdgasöfen, Zusatzfeuerung (Abgasreinigung)	Prozesswärme >500 °C	150 PJ***	300 PJ***	300 PJ***
Allgemeine Effizienzverbesserungen	Alle	Alle	3 PJ	32 PJ	174 PJ
Umstellung Gasheizung auf Wärmepumpe/Fernwärme	Gaskessel	Raumwärme & Warmwasser	2 PJ	10 PJ	100 PJ
Umstellung Mechanischer Prozesse	Antriebe, Mühlen, Druckluftsysteme	Mechanische Energie	1 PJ	4 PJ	17 PJ
Umstellung Prozesswärmeerzeugung auf Wärmepumpen	Erdgasöfen, Gaskessel, Trockner	Prozesswärme <200 °C	2 PJ	16 PJ	310 PJ
Umstellung Prozesswärmeerzeugung auf Elektrodenkessel	Erdgasöfen, Gaskessel	Heißwasser/ Dampf	2 PJ	23 PJ	127 PJ
Substitution durch EE-Strom/grünen Wasserstoff	Erdgasöfen, Zusatzfeuerung, Schmelzwannen/ Schmelzöfen	Prozesswärme >500 °C		29 PJ	270 PJ
Substitution durch Biomasse	Erdgasöfen	Prozesswärme >200 °C		30 PJ	100 PJ
Substitution durch EE-Strom/Geothermie/Biomasse	IKW/KWK-Anlagen	Eigenstromerzeugung + Prozesswärme			286 PJ
Nutzung vorhandener bivalenter Anlagen*	IKW/KWK-Anlagen	Eigenstromerzeugung + Prozesswärme	18 PJ**	36 PJ**	
Substitution über andere bestehende Anlagen	Dampfreformierer	NEV + Prozesswärme	1 PJ	2 PJ	
Substitution durch grünes H ₂ , Biomasse, Recycling, abgeschiedenes CO ₂	Dampfreformierer	NEV + Prozesswärme			108 PJ

Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung

* Eine vbw-Umfrage (2022) zeigt, dass ca. 18 % von 731 Unternehmen im verarbeitenden Gewerbe über bivalente Anlagen verfügen. Dies stimmt grob mit Schätzungen von Agora (2022) überein, wo von 15–33 % Ersatzanteil ausgegangen wird.³⁰

** teils bereits seit Ende 2021 eingesetzt (siehe Abschnitt 2.3, Abbildung 12 zur Industrie, Teil der übrigen); wird flexibel genutzt, deshalb Gesamtpotenzial angegeben, nicht zusätzliches nach 2022

*** Derzeit wird in Deutschland Biogas im Umfang von ca. 300 PJ erzeugt und vor allem in Kleinanlagen zur Stromerzeugung verwendet. Theoretisch ist die Verwendung als direkter Erdgasersatz in der Industrie denkbar, praktisch aber beschränkt durch Nutzungskonkurrenzen, Transport und Logistik. Darüber hinaus würde eine Nutzung im Industriesektor eher zu einer sektoralen Verschiebung der Erdgasnutzung führen, da so Gaskraftwerke die Biogasverstromung ersetzen könnten. Synthetisches Methan ist theoretisch ebenso ein direkter Erdgasersatz, wird aber auch zukünftig (u. a. durch den ineffizienten Produktionsprozess) sehr teuer sein.

Insgesamt ergibt sich im Jahre 2023 ein kurzfristiges Potenzial (für ein halbes Jahr) in der Größenordnung von 50 PJ.³¹ Dies sind rund 5 % des industriellen Verbrauchs von 2022. Diese Abschätzungen ordnen sich in Ergebnisse aus Studien von 2022 ein. Agora ging zu dieser Zeit (ohne Produktionsrückgänge) von kurzfristig möglichen Einsparungen von insgesamt 47-169 PJ pro Jahr aus, ein Großteil davon über Brennstoffwechsel.³² BDEW gab im Frühjahr 2022 mit Zeithorizont Herbst/Winter 2022 (ohne Produktionsminderungen) kurzfristige Einspar- und Substitutionsmöglichkeiten von 68 PJ im Endenergieverbrauch (-8 %) und 36 PJ in den Industriekraftwerken (-19%) an.³³ Eine Prognos-Studie im Auftrag der vbw ging 2022 (ohne Produktionsrückgänge) von kurzfristigen Einsparpotenzialen von insg. 187 PJ (in einem Jahr) aus.³⁴ Ein Studienvergleich (dieser drei Studien) kam Ende 2022 auf eine Bandbreite in der Industrie von 104 PJ bis 360 PJ, mit durchschnittlich -19 %.³⁵ In der Rückschau stehen diese Abschätzungen den 107 PJ im EEV und 19 PJ im NEV (siehe Abschnitt 2.3) gegenüber, die 2022 im Vergleich mit 2021 weniger verbraucht wurden. Diese tatsächlichen Einsparungen sind jedoch (zumindest teilweise) mit der Witterung und Produktionsrückgängen v. a. in energieintensiven Branchen verknüpft³⁶ und schränken jetzt zusätzliche Potenziale, die in der vorliegenden Studie identifiziert wurden, ein. Eine Faktorzerlegung der Verbrauchsminderungen von 2022 wurde in Abschnitt 2.3 präsentiert: Sie zeigt, dass fast die gesamten NEV-Einsparungen durch Produktionsmengen und mehr als die Hälfte der EEV-Einsparungen durch Produktionsrückgänge und Witterung erklärt werden können.

Das mittelfristige Potenzial wird aus den Maßnahmen unter Berücksichtigung von Überlappungen der Potenziale insgesamt mit rund 150 PJ abgeschätzt. Zum Vergleich wies Agora (2022) strukturelle Möglichkeiten mit knapp 250 PJ aus (bis 2027). Diese teilten sich auf allgemeine Effizienzmaßnahmen, den Einsatz von Wärmepumpen, Elektrodenkesseln und grünem H₂/Biomasse auf. Für Power-to-Heat wird bspw. geschätzt, dass dadurch bis 2030 in der deutschen Industrie um die 300 PJ Erdgas eingespart werden können – in Kombination mit anderen Technologien könne der Verbrauch sogar halbiert werden.³⁷

³⁰ Prognos/vbw (2022)

³¹ Die angegebenen Potenziale aus der Substitution durch Biomethan würden nur zu einem geringen Prozentsatz zu Erdgaseinsparungen führen, da die derzeitige Verstromung dieser Mengen v. a. Gaskraftwerkskapazitäten verdrängt. Dementsprechend würde dies eher zu einer sektoralen Verschiebung führen. Bestehende bivalente Anlagen wurden bereits 2022 genutzt, wodurch auch diese (zusätzlichen) Potenziale beschränkt sind.

³² Agora (2022)

³³ BDWE (2022)

³⁴ Prognos/vbw (2022)

³⁵ ifo (2022) https://www.ifo.de/DocDL/sd-2022-09-pittel-et-al-gaskrise_1.pdf; Zeithorizonte wurden nicht vermerkt, bei Agora waren Potenziale inkl. Produktionsrückgänge angegeben

³⁶ vgl. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/12/03-im-fokus.html>

³⁷ Agora Industrie, FutureCamp (2022) https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021-05_IND_DE-P4Heat/A-EW_269_Power-2-Heat_WEB.pdf

Langfristig existieren Einsparoptionen für (fast) die gesamte heute verwendete Erdgasmenge (um die 1000 PJ). Deren Umsetzung hängt aber von vielfältigen Rahmenbedingungen ab, wie Verfügbarkeit und Preise von Alternativen, notwendige Infrastrukturen und Fachkräfte. Zu bedenken ist zudem, dass Erdgas (durch den niedrigeren Emissionsfaktor verglichen mit Mineralölen oder Kohlen) lange als Brückentechnologie zum Erreichen von THG-Neutralität galt. Infolgedessen ist noch unklar, inwieweit Erdgasbedarfe in gewissen Bereichen, in Abhängigkeit von Preisen, in den nächsten Jahren nicht doch noch ansteigen. Ein möglicher erheblicher zukünftiger Verwendungszweck liegt in der Eisen-Direktreduktion. Diese soll gemäß Unternehmensstrategien über (grünen) H₂ laufen, aber bei begrenzter Verfügbarkeit ist auch CH₄ denkbar und möglich. Mit Blick auf Erdgaseinsparungen und THG-Neutralität in der deutschen Industrie sollte eine derartige Entwicklung vermieden werden.

5.2 Gebäude

Analog zur Betrachtung im Industriesektor werden nachfolgend für den Gebäudesektor kurz-, mittel- und langfristig umsetzbare Maßnahmen zur Einsparung von Erdgas betrachtet. Dabei umfasst der Gebäudesektor näherungsweise die Sektoren Private Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Aufbauend auf der in Kapitel 2.1 beschriebenen Struktur des Erdgasverbrauchs in den Sektoren wird untersucht, wie viel Erdgas eingespart werden kann. Im Gebäudesektor wird der Großteil des Gasverbrauchs für die Beheizung von Räumlichkeiten aufgewendet. Relevant für den Energieverbrauch ist auch die Aufbereitung von Warmwasser. Die Bedeutung der Prozesswärme ist im Gebäudesektor gering (s. Abbildung 5). Bei der Betrachtung werden folgende grundlegenden Strategien zur Reduktion des Erdgasverbrauchs unterschieden:

- **Verhaltensanpassungen:** Die Akteure bzw. Nutzer verändern ihr Verhalten und senken dadurch den Energiebedarf, beispielsweise durch das Absenken der Innenraumtemperatur oder einen geringeren Warmwasserverbrauch.
- **Energieeffizienzmaßnahmen:** Die gleiche Energiedienstleistung wird mit einem geringeren Energieinput bewerkstelligt. Dabei reduzieren die Effizienzmaßnahmen entweder den Wärmebedarf oder es werden die Umwandlungs- und Verteilverluste reduziert. Dazu zählen auch niederschwellige Maßnahmen zur Optimierung des Betriebs und der Wärmeverteilung.
- **Energieträgerwechsel:** Erdgas wird durch andere Energieträger ersetzt. In der Regel erfolgt dies durch einen dauerhaften Austausch des Wärmeerzeugers, z. B. beim Ersatz einer Gasheizung durch eine elektrische Wärmepumpe oder Holzheizung. Auch der Anschluss an ein Fernwärmenetz kann den Erdgasverbrauch reduzieren, sofern die Fernwärme nicht durch Erdgas erzeugt wird. Nicht zwingend dauerhaft ist der Einsatz von Biomethan.

Die Maßnahmen sind grundsätzlich in den Sektoren Private Haushalte und GHD identisch. Aufgrund unterschiedlicher Nutzungen in den Gebäuden können sich jedoch Abweichungen ergeben. Beispielsweise ist der Energieverbrauch für die Warmwasseraufbereitung im GHD nur in einzelnen Bereichen von Bedeutung, z.B. bei Krankenhäusern oder in der Branche Beherbergung, Gaststätten und Heime. Daher werden die Maßnahmen bezüglich des Warmwassers lediglich im Haushaltssektor betrachtet.

Für den kurzfristigen Zeitraum kommen vor allem schnell umsetzbare, (kostengünstige) Maßnahmen wie Verhaltensänderungen und Betriebsoptimierungen in Betracht. Mittel- und langfristig gewinnen technisch aufwendigere Maßnahmen an Bedeutung. Diese sind in der Regel mit größeren Investitionen verbunden, wie bspw. energetische Sanierungen der Gebäudehüllen oder der Ersatz der Gasheizungen. Es erfolgt keine Berechnung der Wirtschaftlichkeit der dargestellten Maßnahmen. Im Allgemeinen sind jedoch viele der dargestellten

Energiesparmaßnahmen bei einer Betrachtung über die gesamte Lebensdauer wirtschaftlich, insbesondere bei hohen Erdgaspreisen und bei Inanspruchnahme von Fördermitteln.

Mögliche Maßnahmen zur Reduktion des Erdgasverbrauchs im Gebäudesektor sind in Tabelle 3 zusammengestellt. Dabei werden die technischen Potenziale der Einsparmaßnahmen ausgewiesen, die sich kurzfristig (0,5 Jahre), mittelfristig (2-3 Jahre) und längerfristig (10-12 Jahre) realisieren lassen. Die kurzfristig umsetzbaren Maßnahmen beinhalten hauptsächlich Veränderungen im Nutzerverhalten. Dazu zählt insbesondere das Anpassen des Heizverhaltens durch eine Absenkung der Raumtemperatur. Durch die Reduktion der Raumtemperatur um 1° C kann rund 6 % des Energieverbrauchs eingespart werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass die Mindesttemperatur eingehalten wird, um Tauwasserschäden zu vermeiden. Eine Reduzierung unter 18 °C ist daher nicht zu empfehlen zumal auch die Behaglichkeit gewährleistet werden muss (beispielsweise am Arbeitsplatz).

Die Effektivität einer Nachtabenkung ist umstritten, da das erneute Aufheizen am Tag größere Mengen an Energie erfordern kann. Sinnvoller ist eine Nachtabenkung bei längeren Abwesenheitszeiten, wie sie in Bürogebäuden üblich sind. In diesem Fall können smarte Thermostate hilfreich sein, da sie bei Abwesenheit automatisch die Temperatur herunterregeln können. Damit kann bis zu 10 % der Energie eingespart werden.³⁸ Auch die Optimierung der Heizungstechnik und Wärmeverteilung kann erhebliche Einsparungen führen. So kann durch einen hydraulischen Abgleich, im Idealfall in Kombination mit dem Ersatz der Umwälzpumpe, der Energieverbrauch um bis 15 % verringert werden.

Einfach umsetzbare Maßnahmen, die den Warmwasserverbrauch betreffen, sind das Verwenden wassersparender Armaturen, kalt Hände waschen und Geschirrspülen, kürzer duschen. Mit dem Herabsetzen der Warmwassertemperatur von beispielsweise 60 °C auf 55 °C kann ebenfalls Energie eingespart werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass die Wassertemperatur an der Entnahmestelle nicht über längere Zeit unter 55 °C fällt, um Legionellenbefälle zu verhindern.

Sanierungsmaßnahmen sind in der Regel nicht kurzfristig umsetzbar, außer bei einfacheren Teilsanierungsmaßnahmen wie dem Austausch von Fenstern. Durch den Einbau von Fenstern mit hoher Energieeffizienz kann der Energiebedarf um 10 % - 15 % verringert werden. Bei einer zusätzlichen Dämmung des Bodens oder der Kellerdecke kann der Energieverbrauch zwischen 5 % - 10 % eingespart werden, beim Dach liegen die Einsparungen im Bereich von 7 % - 15 % und bei der Außenwand zwischen 10 % - 20 % - jeweils abhängig vom Ausgangszustand, der Umsetzung und des Nutzerverhaltens. Größere Sanierungsmaßnahmen oder eine Vollsanierung (energetische Ertüchtigung aller relevanter Bauteile) sind zwar oft nur mittelfristig realisierbar, können aber zu beachtlichen Energieeinsparungen führen, die folglich auch bei der Verwendung einer Gasheizung den Erdgasverbrauch minimieren (bis zu 60 % oder mehr bei den sanierten Gebäuden).

Die effektivste Option zur Einsparung des Erdgasverbrauchs im Gebäudesektor ist ein Austausch der Gasheizung mit alternativen Heiztechnologien wie einer elektrischen Wärmepumpe, einer Holzheizung oder einem Fernwärmehanschluss, wobei letzteres ortsabhängig ist – nur beim Vorhandensein eines Netzes, kann ein Anschluss erstellt werden. Mit einer solarthermischen Anlage kann je nach Größe der Anlagen, ein erheblicher Anteil des Warmwassersbedarfs oder zusätzlich auch ein Teil der Raumwärme gedeckt, und so der Energieverbrauch des

³⁸ UBA: <https://www.umweltbundesamt.de/umwelttipps-fuer-den-alltag/heizen-bauen/heizen-raumtemperatur#undefined>

Hauptsystems verringert werden. Nicht abgeschätzt wurden die Potenziale durch einen verstärkten Einsatz von Kaminöfen oder mobilen Stromdirektheizungen sowie die Beimischung von Biomethan ins Erdgasnetz. Bei letzterem hängt das Einspar- bzw. Substitutionspotenzial direkt proportional von der verfügbaren Menge an Biomethan ab. Dabei konkurrenziert der Einsatz von Biomethan im Gebäudesektor mit dem Einsatz in den Sektoren Industrie und Energiewirtschaft.

Tabelle 3: kurzfristige, mittelfristige und langfristige Erdgaseinsparmaßnahmen im Gebäudebereich
in PJ, bezogen auf das Jahr 2022

Maßnahme	Technisches System	Sektor	kurzfristig realisierbar (bis 0,5 a)	mittelfristig realisierbar (bis 2-3a)	langfristig realisierbar (bis 10-12a)
Temperatur in allen Räumen senken (1° C)	Gasheizung RW	PHH & GHD	54	109	109
Smarte Heizungssteuerung/ smarte Thermostaten	Gasheizung RW	PHH & GHD	9	54	73
Optimierung Wärmeverteilung, hydraulischer Abgleich	Gasheizung & Wärmeverteilung	PHH & GHD	7	39	79
Reduzierung Warmwasserverbrauch	Gasheizung WW	PHH & GHD	3	6	29
Energetische Sanierungen	Gasheizung	PHH & GHD	7	33	144
Solarthermische Unterstützung	Gasheizung	PHH & GHD	3	17	62
Austausch von Gasheizungen	Gasheizung	PHH & GHD	7-	164	657
Ersatz durch Biomethan	Gasheizung/Prozesswärme	PHH & GHD	nicht abgeschätzt		

RW: Raumwärme
WW: Warmwasser

Quelle: eigene Berechnung

Wie bei den Maßnahmen im Industriesektor gilt auch für die gebäudeseitigen Maßnahmen, dass die angegebenen Erdgaseinsparungen der Einzelmaßnahmen nicht direkt additiv sind, da sie sich weitgehend auf identische Potenziale beziehen. Beispielweise adressieren sowohl das geänderte Verhalten als auch die Effizienz und die Anlagenumstellungen den Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser. Die Überlappung der Maßnahmen betrifft insbesondere die langfristigen Einsparungen, während für den kurzfristigen Zeitraum von einer begrenzten Überlappung ausgegangen werden kann.

Kurzfristig ist vor allem die Reduktion der Raumtemperatur von 1-2° C von Relevanz. Werden die kurzfristigen Potenziale der Maßnahmen addiert, wobei aufgrund der Überlappung eine Reduktion von 10 % unterstellt wird, ergibt sich eine Einsparung von rund 80 PJ. Hochgerechnet auf ein gesamtes Jahr hochgerechnet, ergibt sich eine Reduktion von ca. 160 PJ, respektive 45 TWh. Dies deckt sich etwa mit den Abschätzungen aus anderen Studien wie beispielsweise

der Agora Energiewende mit 56 TWh, BDEW mit 60 TWh oder vbw mit 51 TWh.³⁹ Der Vergleich der Studien ist jedoch schwierig, da sich die Bezugsgrößen, die Definition von „kurzfristig“, aber auch die Definition der Potenziale unterscheidet. Das kurzfristig realisierbare Potenzial dürfte bedeutend geringer sein als das hier ausgewiesene technische Potenzial

Mittelfristig (2-3a) können insgesamt rund 350 PJ (rund 95 TWh) eingespart werden. Langfristig kann das gesamte Erdgas im Gebäudesektor ersetzt werden und der Verbrauch auf null reduziert werden, so wie dies durch die Klimaschutzziele auch vorgesehen ist. Da das Erdgas überwiegend in langlebigen Wärmeerzeugern genutzt werden, werden unter der Annahme einer mittleren Lebensdauer von 25 Jahren im Mittel jährlich rund 4 % der Anlagen ersetzt. Bis zum Jahr 2035 könnten so rund 50 % der Anlagen ersetzt werden und der Verbrauch etwa halbiert werden. Der vollständige Ersatz aller Anlagen benötigt 20-25 Jahre, sofern die Lebensdauer der Anlagen nicht wesentlich eingeschränkt wird.

5.3 Energiewirtschaft

Dem Sektor Energiewirtschaft kommt im Kontext der Einsparoptionen eine besondere Rolle zu, da der Einsatz von Erdgas stark vom Stromverbrauch aus den Nachfragesektoren abhängt. So können Einsparungen besonders durch indirekte Maßnahmen eingeleitet werden.

Eine direkte Option den Erdgasverbrauch im Energiewirtschaftssektor zu verringern ist die Substitution der Stromerzeugung über andere Kraftwerke oder Brennstoffe. Ein verstärkter Ausbau von erneuerbaren Energien kann dazu beitragen, aber auch die Substitution von Erdgas mit Biomasse stellt eine Option dar. Eine Verschiebung zu höheren Kohlekraftwerkseinsätzen ist aufgrund der THG-Emissionen nicht wünschenswert.

Da Erdgaskraftwerke zunehmend als flexible Erzeuger eingesetzt werden (um die fluktuierende Erzeugung als erneuerbarer Stromproduktion auszugleichen), kann auch der Einsatz von anderen Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeichern oder Pumpspeicherkraftwerken den Erdgasverbrauch reduzieren. Zusätzlich können Lastverschiebungen des Verbrauchs hin zu Zeiten mit höherem Anteil an Erneuerbaren Energien im Strommix zu einem geringeren Bedarf an Strom aus regelbaren Kraftwerken und damit zu einem geringeren Erdgasbedarf führen.

Letztendlich sind auch ein geringerer Stromverbrauch in den Nachfragesektoren sowie Effizienzsteigerungen als wichtige Einsparoptionen zu nennen.

5.4 Kurzfristige Gesamteinsparungen

Da in der vorliegenden Studie keine eigenen Abschätzungen zur Einsparung im Sektor Energiewirtschaft erstellt werden und die Addierung der Einzelmaßnahmen aufgrund der Überlappung der Maßnahmenwirkung mit Unsicherheiten verbunden ist, erfolgt hier keine eigenständige Abschätzung zur Gesamteinsparung. In der Literatur finden sich kurzfristige Einsparpotenziale im Umfang von rund 20 % bis 25 %. Beispielsweise schätzte Agora Energiewende im Jahr 2022 die kurzfristige Einsparpotenziale auf insgesamt 262 TWh, wobei

³⁹ https://www.ifo.de/DocDL/sd-2022-09-pittel-et-al-gaskrise_1.pdf und https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2023/Downloads/vbw_Studie_Folgen_Lieferunterbrechung_von_russischem_Erdgas_Juni_2022.pdf

106 TWh auf die Energiewirtschaft, 100 TWh auf die Industrie und 56 TWh auf den Gebäudesektor entfallen.⁴⁰ Eine Studie des BDEW berechnete ein leicht geringeres Einsparpotenzial von 198 TWh, wovon 109 TWh auf die Energiewirtschaft entfallen.⁴¹ In einer Studie des vbw, welche sich stark auf die beiden vorab zitierten Studien bezieht, weist ein Einspar- sowie Substitutionspotenzial von Erdgas im Umfang von 214–237 TWh aus (davon 107 TWh im Sektor Energiewirtschaft).

Der BDEW analysierte den Erdgasverbrauch im 1. Halbjahr 2023. Gemäß dieser Studie hat sich der Rückgang des Erdgasverbrauchs fortgesetzt.⁴² Ein Teil der kurzfristigen Einsparpotenziale dürfte damit bereits realisiert worden sein.

⁴⁰ Agora Energiewende (2022): Energiesicherheit und Klimaschutz vereinen, <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/energiesicherheit-und-klimaschutz-vereinen/>

⁴¹ BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2022): Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland, <https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/kurzfristige-substitutions-und-einsparpotenziale-erdgas-in-deutschland/>

⁴² BDEW (2023): <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/12/AGEB-Tagung-Jul2023-Gas-Ausg.pdf>

6 Strompreissensitivitäten

Die Strompreisspitzen im Jahr 2022 mit einem Maximum von über 700 €/MWh (Base) im September haben die enge Verbindung der Gas- mit den Strompreisen eindrucksvoll unter Beweis gestellt. Neben den hohen Gaspreisen war die allgemeine Knappheit insbesondere infolge der Engpässe im französischen Stromsystem ursächlich für die hohen Strompreise des Jahres 2022. Für die Zukunft stellt sich die Frage, wie sich die Strompreise auf Großhandelsebene unter verschiedenen Konstellationen entwickeln könnten. Im Kontext der hier durchgeführten Untersuchung mit Fokus auf der Rolle von Gas in Klimaschutzszenarien und deren Auswirkung auf die Energiepreise werden mehrere Strompreissensitivitäten durchgeführt.

In Kapitel 6.1 werden die Effekte variierender Erdgas- und CO₂-Preise auf den Strompreis untersucht. In Kapitel 6.2 werden weitere Parameter variiert, unter anderem der Ausbau der Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien im In- und Ausland (PV, Wind), der Stromverbrauch sowie der Grad der Flexibilisierung des Stromverbrauchs.

Hinweis: Die Berechnungen wurden Ende 2023 durchgeführt. Seitdem sind in Europa der Großhandelsgaspreis und auch der EU-ETS-Preis deutlich gefallen. Der Gaspreis hat sich in etwa halbiert und der CO₂-Preis liegt etwa ein Drittel niedriger. Dadurch liegen die im Frühjahr und Sommer 2024 beobachteten Strommarktpreise, sowohl am Spotmarkt als auch am Terminmarkt deutlich niedriger als in den hier dargestellten Berechnungen. Die prinzipiellen Effekte, welche Faktoren wie auf die Großhandelspreise wirken, sind davon aber unabhängig und gelten trotzdem.

6.1 Erdgaspreissensitivitäten

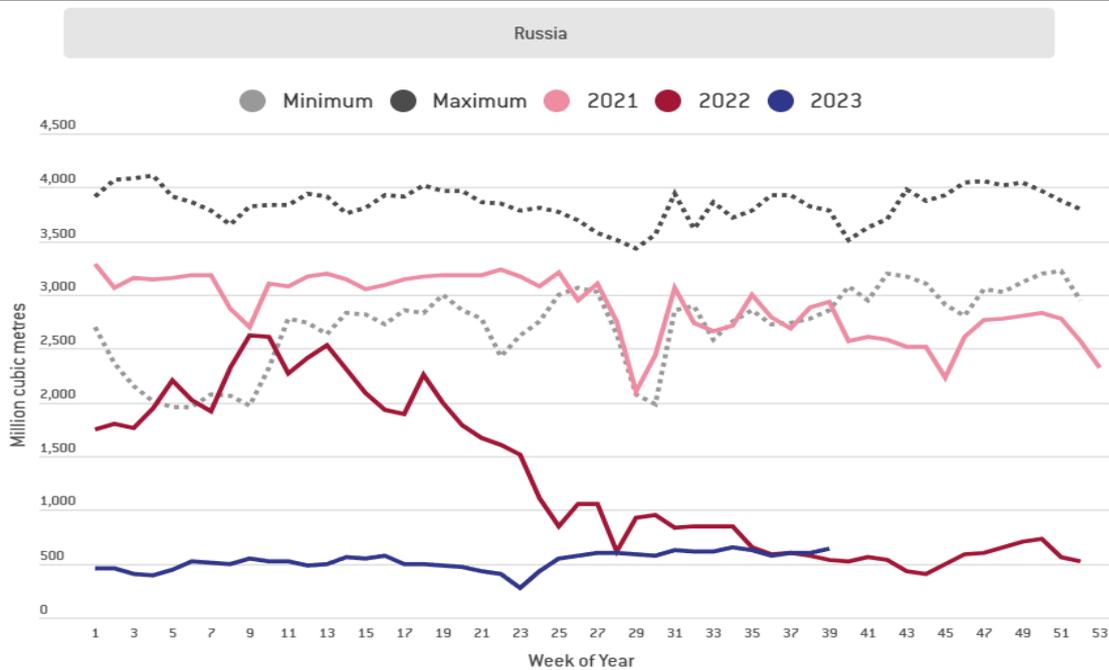
6.1.1 Beschreibung der Analyse

Ziel der Analyse ist es die Großhandelsstrompreise, die sich aus den Futurepreisen für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ergeben (Stand Herbst 2023), mit einem kontrafaktischen Strompreisniveau zu vergleichen, in dem es weder die durch den russischen Angriffskrieg verursachte Gaskrise noch eine Zielverschärfung des EU-ETS gibt. Hierbei soll der jeweilige Einfluss der Brennstoffpreise und des CO₂-Preises einzeln betrachtet werden. Dazu werden Sensitivitäten betrachtet, in denen diese Einflussfaktoren einzeln und kombiniert variiert werden. In einer weiteren Sensitivität wird außerdem der Stromverbrauch in Gesamteuropa um 5 % reduziert, um die Auswirkungen einer solchen Entwicklung in Relation zu den Brennstoff- und CO₂-Preisen abzuschätzen. In Kapitel 6.1.2 werden die Annahmen zu den Preisen beschrieben. Das Kapitel 6.1.3 gibt einen tabellarischen Überblick über die Erdgaspreissensitivitäten.

Der Anstieg der Erdgaspreise liegt ursächlich hauptsächlich in dem russischen Angriffskrieg und den damit entfallenden Gasimporten aus Russland begründet (Abbildung 41). Bereits im Jahr 2021 hat Russland in der zweiten Jahreshälfte weniger Gas nach Deutschland exportiert als in den Vorjahren und der damals von Gazprom kontrollierte Gasspeicher Rehden (20 % der deutschen Erdgasspeicherkapazität) wurde im Sommerhalbjahr 2021 nicht wie üblich aufgefüllt, mutmaßlich in Vorbereitung des Krieges (Abbildung 42). Auch nach der Normalisierung der

Situation im Vergleich zum Winterhalbjahr 2022/2023 befindet sich Erdgas auf einem höheren Preisniveau. Ursache dafür ist der notwendige Import von höherpreisigem LNG, um das weggefallene russische Pipelinegas zu ersetzen.

Abbildung 41: Erdgasimporte aus Russland nach Jahren und Wochen

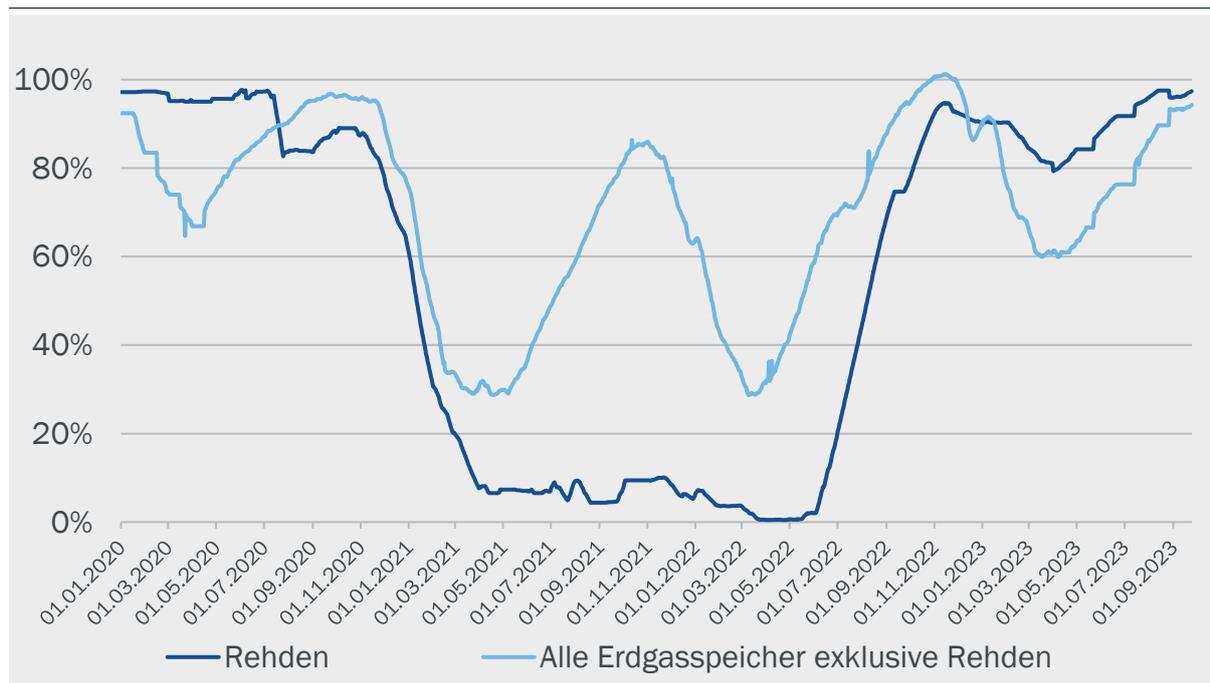


Source: ENTSO-G, <https://transparency.entsog.eu/#/map>

Note: Minimum and Maximum values are calculated from the period 2015-2020.

Quelle: Bruegel (2023); <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-imports>, zuletzt abgerufen am 10.10.2023

Abbildung 42: Füllstand der Erdgasspeicher in Deutschland



Quelle: AGSI (2023); <https://agsi.gie.eu/>, zuletzt abgerufen am 25.09.2023, eigene Darstellung

6.1.2 Annahmen zu CO₂-Preisen & Brennstoffpreisen

Der hohe Preispfad entspricht den Futurepreisen Mitte August 2023, er bildet somit näherungsweise die damaligen Markterwartungen ab. Der niedrige Preispfad entspricht bei den Brennstoffpreisen dem Pfad „Sensitivität NIEDRIG“ des Projektionsberichts von 2019, der dem historischen Preisniveau der Jahre 2016-2019 ähnlich ist. Der CO₂-Preis entspricht den EU-Guidelines 2018 und stellt einen erwarteten Preispfad vor der EU-ETS-Zielverschärfung im Rahmen des Fit for 55 Packages dar.

Tabelle 4: Preisannahmen in den Sensitivitäten, reale Preise mit Basisjahr 2023

	Einheit	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CO ₂ -Zertifikate, hoher Preispfad	€/t	89	95	99	102	106	109	113
CO ₂ -Zertifikate; tiefer Preispfad	€/t	25,7	26,9	30,4	32,8	35,1	38,6	41
Erdgas hoher Preispfad	€/MWh(hs)	61,6	53,9	44	36,3	35,2	35,2	35,2
Erdgas tiefer Preispfad	€/MWh(hs)	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7
Steinkohle, hoher Preispfad	€/MWh(hs)	19	18	17	15	14		14
Steinkohle, tiefer Preispfad	€/MWh(hs)	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1	13,1

Eigene Darstellung

6.1.3 Beschreibung der Annahmen in den Sensitivitäten

In der nachfolgenden Tabelle 5 sind die Annahmen in den fünf Sensitivitäten zur Variation der Erdgas- und CO₂-Preise dargestellt. In der Sensitivität 2 wird zusätzlich zu den Preisen auch der Stromverbrauch in Gesamteuropa variiert und um 5 % reduziert. Für das Europäische Ausland liegt im Basisfall der Stromverbrauch des TYNDP zugrunde und für Deutschland wird ein Nettostromverbrauch zugrunde gelegt, der sich an Klimazielszenarien mit zügiger Elektrifizierung orientiert, und bis zum Jahr 2030 700 TWh erreicht. In den Jahren 2024, 2025 und 2026 sind dabei noch Effekte der Energiepreiskrise in im Zeitverlauf abnehmenden Maße berücksichtigt.

Tabelle 5: Preisannahmen in den Sensitivitäten, reale Preise mit Basisjahr 2023

	hoher CO ₂ -Preis	tiefer CO ₂ -Preis	hoher Brennstoffpreis	tiefer Brennstoffpreis	Verbrauch 5% reduziert
Sensitivität 1					
Sensitivität 2					
Sensitivität 3					
Sensitivität 4					
Sensitivität 5					

rosa Felder markieren die in den Sensitivitäten berücksichtigten Ausprägungen

Eigene Darstellung

6.1.4 Resultierende Strompreise

Die Preise unterscheiden sich deutlich zwischen den Sensitivitäten und die Effekte variieren teils stark über den Zeitverlauf. Der niedrigere Stromverbrauch in Sensitivität 2 von 5 % in Gesamteuropa hat dabei den geringsten Unterschied zu Sensitivität 1, die als Referenz verwendet wird (Tabelle 6). In der Sensitivität 2 liegen die Preise über den Zeitverlauf annähernd konstanten um rund etwa 10 €/MWh niedrigerer als in der Sensitivität 1. Sensitivität 3 (tiefer CO₂-Preis, hohe Brennstoffpreise) und Sensitivität 4 (hoher CO₂-Preis, tiefe Brennstoffpreise) unterscheiden sich im Zeitverlauf deutlich. Im Jahr 2024 sind die Effekte der beiden Sensitivitäten mit 41 €/MWh bzw. 46 €/MWh niedrigerem Großhandelspreis noch ähnlich groß. Bis zum Jahr 2030 verringert sich die Differenz zur Referenz in Sensitivität 4 auf 15 €/MWh, bedingt durch die kleiner werdenden Differenzen in den Brennstoffpreisen. Dem gegenüber steht im Jahr 2030 in Sensitivität 3 ein um 29 €/MWh geringerer Großhandelspreis im Vergleich zur Referenz (Sensitivität 1).

Tabelle 6: Strompreise in Euro (2023) / MWh

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sensitivität 1	139	131	118	107	101	96	93
Sensitivität 2	131	122	110	97	91	86	82
Sensitivität 3	98	85	75	67	64	63	64
Sensitivität 4	93	93	91	89	85	81	78
Sensitivität 5	55	54	55	56	55	54	53

Quelle: eigene Berechnung Prognos

Die Auswirkungen des krisenbedingten Gaspreisanstieges können durch einen Vergleich von Sensitivität 1, der die Futurepreise vom Herbst 2023 zugrunde liegen (Stand Herbst 2023), und Sensitivität 4, in der mit einem Gaspreis auf Vorkrisenniveau gerechnet wurde, analysiert werden. Durch den Erdgaspreis-bedingten Anstieg des Strompreises von 46 €/MWh im Jahr 2024 und eines Stromverbrauchs, abzüglich Eigenverbrauchs Erneuerbarer Energien, von über 500 TWh, kommt es in Deutschland idealisiert zu einer Mehrbelastung der Stromverbraucher von rund 23 Milliarden Euro im Jahr 2024. Aufgrund langfristiger Beschaffungsstrategien der Versorger in Zusammenhang mit zwischenzeitlich noch höheren Preisen der Erdgas Futures ist es möglich, dass die tatsächliche Belastung noch über diesen Wert liegt. Aufgrund mangelnder öffentlicher Informationen kann dies jedoch nicht im Rahmen dieser Analyse quantifiziert werden. In den Jahren 2025 und 2026 sinkt die Mehrbelastung aufgrund des wieder fallenden Erdgaspreises auf 19 bzw. 13,5 Milliarden Euro.

Sensitivität 5, die den niedrigen CO₂-Preis und den niedrigen Brennstoffpreis kombiniert, resultiert in einem Strompreis der im Jahr 2024 und 2025 etwa 80 €/MWh niedriger liegt und im Jahr 2030 noch 40€/MWh niedriger liegt (im Vergleich zur Sensitivität 1). Vergleicht man die Differenz von Sensitivität 5 mit der Sensitivität 1 entspricht diese ungefähr der Summe der Differenzen von Sensitivität 3 und 4 gegenüber jeweils der Referenz. Die Abweichungen sind bei einem Niveau von 80 €/MWh bis 40€/MWh in einem Korridor zwischen 3 €/MWh und 7 €/MWh. Das heißt, dass die kombinierten Effekte der Summe der Einzelwirkungen ähnlich sind: die relative Abweichung der Preisdifferenzen beträgt zwischen 3% und 15%.

6.1.5 Stromerzeugung nach Energieträger

Da die wesentlichen Unterschiede bei Braunkohle, Steinkohle und Erdgas liegen, werden hier lediglich diese Kraftwerkstypen betrachtet.

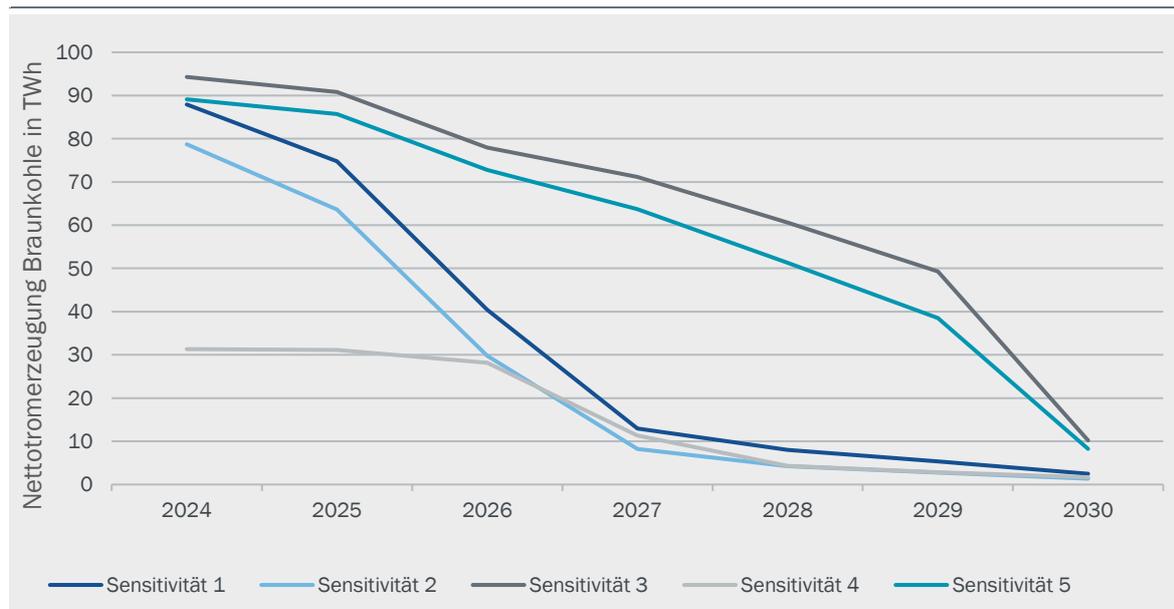
Bei den Sensitivitäten 3 und 5 mit niedrigem CO₂ Preis geht die Stromproduktion durch Braunkohlekraftwerke größtenteils nur durch die Stilllegungen im Zuge des Kohleausstiegspfades zurück (Abbildung 43). Die Auslastung der einzelnen Kohlekraftwerke bleibt jedoch hoch. In den Jahren 2024 und 2025 ist auch in den Sensitivitäten 1 und 2 mit hohem CO₂-Preis und hohem Brennstoffpreis, bedingt durch den hohen Gas- und Steinkohlepreis die Stromerzeugung aus Braunkohle auf einem ähnlich hohen Niveau von 80 bis 90 TWh. Im Jahr 2026 kommt es in diesen Sensitivitäten durch die sinkenden Gas- und Steinkohlepreise und des weiter ansteigenden CO₂-Preises etwa zu einer Halbierung der Stromerzeugung aus Braunkohle, und im

Jahr 2027 zu einem noch stärkeren Einbruch auf etwa 10 TWh. In der Variante mit niedrigem Brennstoffpreisen und hohem CO₂-Preis, werden bereits im Jahr 2024 lediglich 30 TWh aus Braunkohle erzeugt und ab 2026 ähneln sich alle Pfade mit hohem CO₂-Preis.

Bei der Steinkohle weicht Sensitivität 3 (hoher Brennstoffpreis, tiefer CO₂-Preis) am stärksten von allen anderen Sensitivitäten ab, da ausschließlich in dieser Kombination auch ältere Steinkohlekraftwerke in vielen Situationen günstiger sind als Erdgaskraftwerke, was sich auch in der niedrigen Stromerzeugung aus Erdgas in Sensitivität 3 zeigt (Abbildung 44).

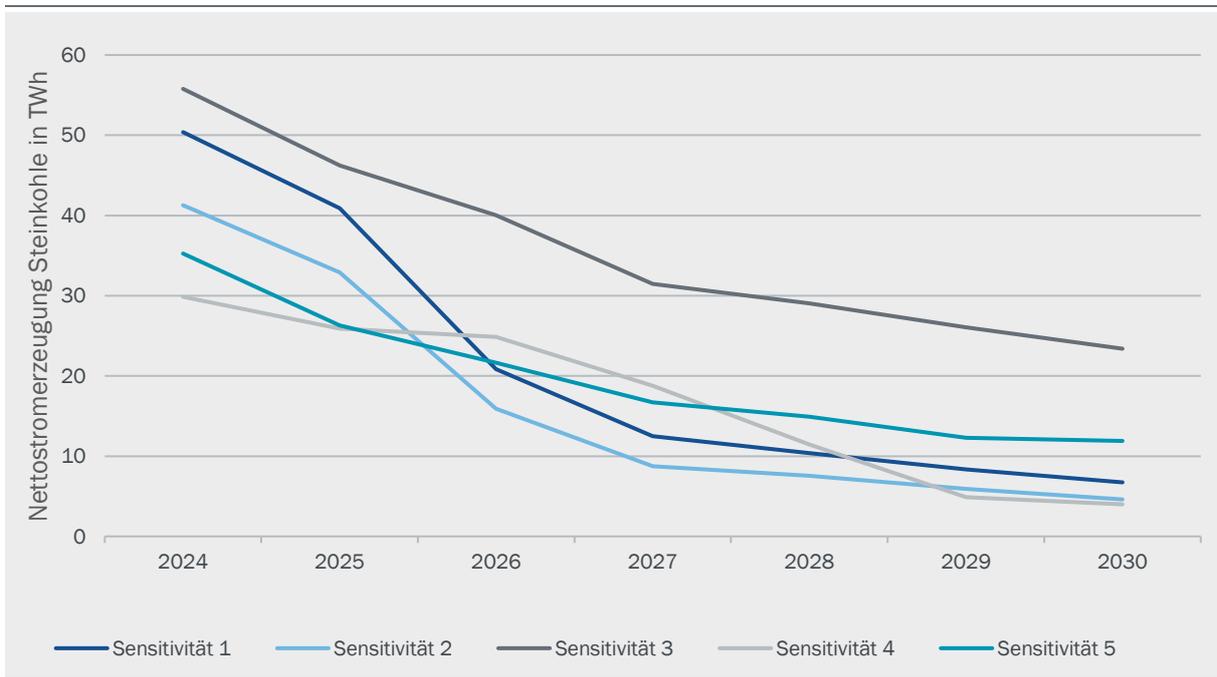
Das größte Einflussfaktor auf das Niveau der Stromerzeugung aus Erdgas sind die Brennstoffpreise. Bedingt auch durch die geringere installierte Kohlekraftwerksleistung sinken die Unterschiede zwischen den Sensitivitäten bis 2030 (Abbildung 45). Sensitivität 2, bedingt durch den geringeren Strombedarf, und Sensitivität 3; durch den bereits angesprochenen stärkeren Steinkohleeinsatz; bilden das untere Ende der Bandbreite mit knapp 80 TWh Stromerzeugung aus Erdgas. In den übrigen drei Sensitivitäten (1, 4 und 5) liegt die Erzeugung aus Erdgas zwischen 92 und 97 TWh.

Abbildung 43: Nettostromerzeugung aus Braunkohle, in TWh



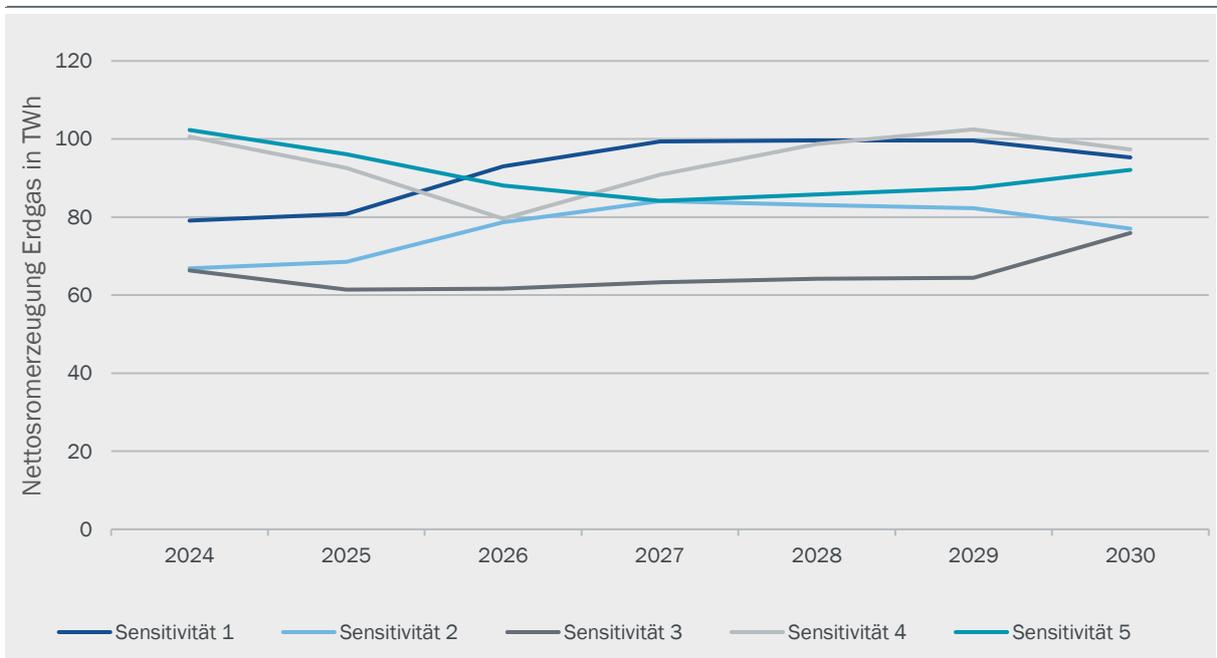
Quelle: eigene Berechnung Prognos

Abbildung 44: Nettostromerzeugung aus Steinkohle, in TWh



Quelle: eigene Berechnung Prognos

Abbildung 45: Nettostromerzeugung aus Erdgas, in TWh



Quelle: eigene Berechnung Prognos

6.1.6 Unterschiede der Treibhausgasemissionen zwischen den Sensitivitäten

Die Emissionen sind in den beiden Sensitivitäten mit niedrigem CO₂-Preis kumuliert 215 Mt CO₂eq (Sensitivität 3) bzw. 163 Mt CO₂eq (Sensitivität 5) höher als in der Sensitivität 1. Die in Sensitivität 3 höheren Emissionen gegenüber Sensitivität 5 erklären sich durch die Differenz des Gaspreises zu Steinkohle und Braunkohle, die bei identischem CO₂-Preis das Ausmaß des Kohle-Gas-Switches beeinflusst. Eben dies ist auch Ursache für die in Sensitivität 4 gegenüber Sensitivität 1 niedrigeren THG-Emissionen. Der niedrigere Strombedarf, sowohl inländisch als auch im Ausland, führt in Sensitivität 2 ebenso zu niedrigeren THG-Emissionen.

Tabelle 7: THG-Einsparungen – Vergleich zur Sensitivität 1, in Mt CO₂eq

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	kumuliert
Sensitivität 1	-	-	-	-	-	-	-	-
Sensitivität 2	-22,3	-23,3	-21,3	-14,9	-13,8	-12,7	-11,4	-119,8
Sensitivität 3	4,7	11,1	38,1	56,5	50,9	41,6	12,0	214,8
Sensitivität 4	-63	-50	-15	-1	-3	-4	-2	-138,8
Sensitivität 5	0	6	31	47	40	31	8	163,4

In den Sensitivitäten wurde nur der Stromsektor modelliert, ohne Fernwärme und sonstige Umwandlung. Aussagen über die Gesamtemissionen im Sektor der Energiewirtschaft sind daher nicht möglich.

Quelle: eigene Berechnung Prognos

6.2 Weitere Strompreissensitivitäten

Neben den oben beschriebenen Sensitivitätsrechnungen zu Erdgaspreis erfolgen 10 weitere Sensitivitäten, bei denen der EE-Ausbau in Deutschland und dem Ausland sowie der Grad der Flexibilisierung des Stromsystems variiert worden. Die folgende Tabelle 8 zeigt die zentralen Annahmen der weiteren Sensitivitäten.

Tabelle 8: Übersicht über die Ausprägungen der Sensitivitäten

	PV-Leistung (2030) in GW	Onshore Leistung (2030) in GW	Offshore Leistung (2030) in GW	Flexibilität	Batterie- speicher	Strom- bedarf	EE-Ausbau Ausland
Sensitivität 1	215	115	30	mittel	mittel	mittel	mittel
Sensitivität 2	175	95	22	mittel	mittel	mittel	mittel
Sensitivität 3	215	95	22	mittel	mittel	mittel	mittel
Sensitivität 4	250	95	22	mittel	mittel	mittel	mittel
Sensitivität 5	250	95	22	hoch	mittel	mittel	mittel
Sensitivität 6	250	95	22	mittel	hoch	mittel	mittel
Sensitivität 7	175	95	22	tief	mittel	mittel	mittel
Sensitivität 8	175	95	22	mittel	mittel	hoch	mittel
Sensitivität 9	175	95	22	mittel	mittel	mittel	tief
Sensitivität 10	215	115	30	mittel	mittel	mittel	hoch

Eigene Darstellung

- Die Sensitivität 1 ist als Basis zu verstehen, mit einem EE-Ausbau entsprechend den EEG-Zielen und mittleren Annahmen bei allen weiteren Parametern.
- In den Sensitivitäten 2, 7, 8 und 9 ist der EE-Ausbau am niedrigsten, mit den niedrigsten Ausbaumerten für PV, Wind Onshore und Wind Offshore.
- In der Sensitivität 3 ist nur der Windausbau reduziert.
- Die Sensitivitäten 4, 5 und 6 weisen einen reduzierten Windkraftausbau bei gleichzeitiger Übererfüllung des PV-Ausbaus auf, mit normalen Flexibilitätsannahmen (S4), hohen Flexibilitätsannahmen (S5) und mit hohem Ausbau von Batteriespeichern (S6).
- In der Sensitivität 10 wird gegenüber der Basis (S1) der EE-Ausbau im Ausland erhöht.

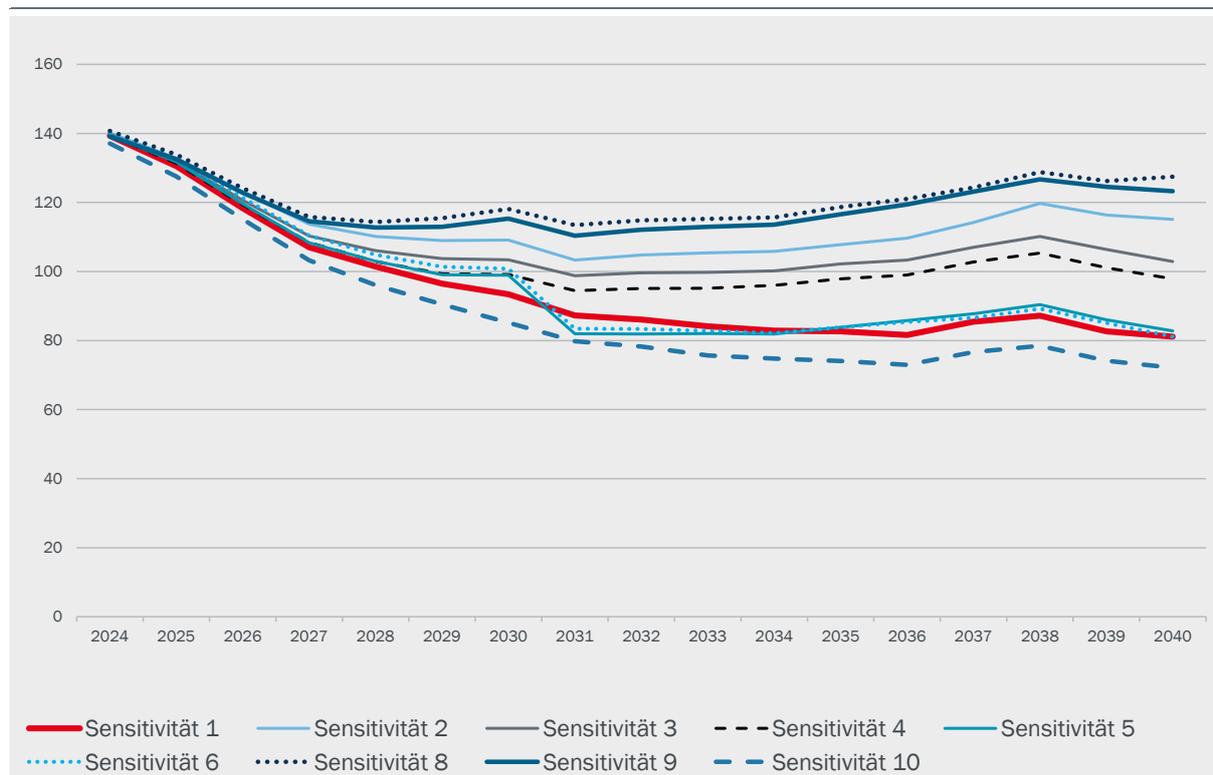
Die Brennstoffpreise und der CO₂-Preis im EU-ETS sind in allen zehn zusätzlichen Sensitivitäten bis zum Jahr 2030 identisch zur Sensitivität 1 aus Kapitel 6.1. Nach dem Jahr 2030 werden die Brennstoffpreise real konstant belassen, während der CO₂-Preis moderat ansteigt, bis zum Jahr 2040 auf 150 Euro₂₀₂₃/t CO₂.

6.2.1 Resultierende Strompreise

Die Abbildung 46 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise in den weiteren Strompreissensitivitäten. In allen Sensitivitäten gehen die Strompreise am kurzen Ende bis 2027 zurück, in dem Zeitraum dominiert der Effekt der angenommenen rückläufigen Gaspreise. Die Basis-sensitivität 1 zeigt im Mittel die zweitgünstigsten Großhandelsstrompreise. Die niedrigsten Preise hat die Sensitivität 10 (hoher EE-Ausbau in Europa). Ein gleichzeitig reduzierter Ausbau von Photovoltaik und Windkraft führt zu den höchsten Großhandelsstrompreisen. In den Sensitivitäten 2, 7, 8 und 9 liegen die Großhandelspreise mittel- und langfristig um 30 bis 40 EUR/MWh höher als bei Sensitivität 1.

Bei einem reduzierten Ausbau der Windenergie kann ein isolierter verstärkter PV-Ausbau (Sensitivität 4) bis 2030 den strompreissteigernden Effekt teilweise ausgleichen (99 EUR/MWh in 2030). Die Kombination mit sehr hoher Flexibilität oder sehr starkem Ausbau von Batteriespeichern & Vehicle-To-Grid, führt bis zum Jahr 2030 zu geringen Unterschieden im Vergleich zur Referenz (Sensitivität 1). Nach 2030 führt ein isolierter PV-Ausbau zu etwa 20€/MWh höheren Strompreisen als ein Ausbau von Wind und PV nach EEG. In Kombination mit hoher Flexibilisierung oder einer hohen Anzahl an Batteriespeicher führt jedoch ein stärkerer PV-Ausbau auch in den Jahren bis 2040 zu einem ähnlichen Preisniveau wie bei Ausbau nach EEG-Zielen.

Abbildung 46: Basepreis, in Euro/MWh



Quelle: eigene Berechnung Prognos

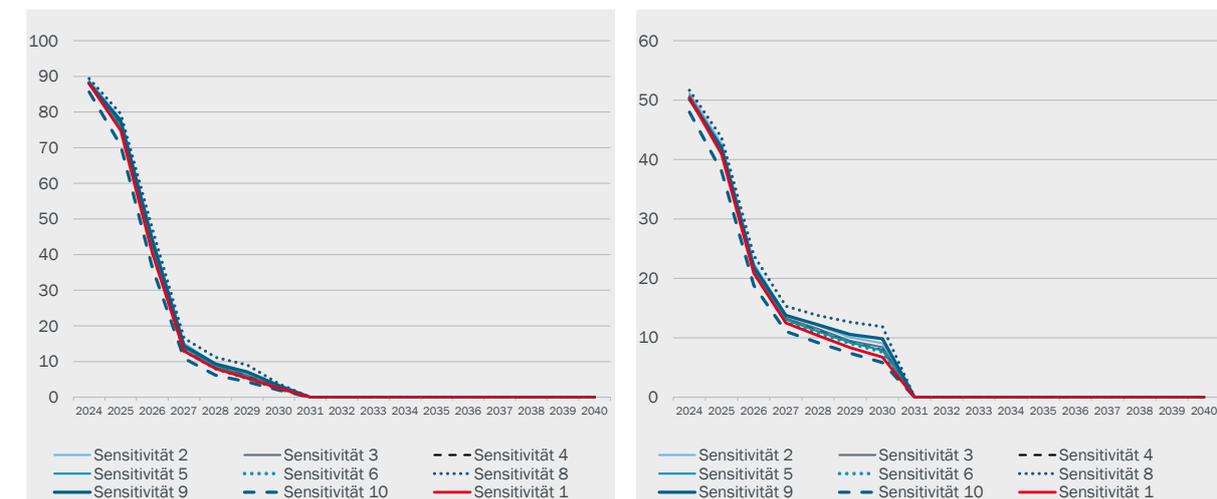
Die Sensitivität 7 ist in der Abbildung nicht dargestellt. Diese Sensitivität unterscheidet sich nur bezüglich der Flexibilität von Sensitivität 2, die Resultate sind nahezu identisch. Da sowohl in Sensitivität 2 als auch in Sensitivität 7 die Ausbauziele für Wind und PV verfehlt werden, ist vergleichsweise wenig EE-Strom vorhanden, so dass das geringere Ausmaß an Flexibilität in Sensitivität 7 keinen wesentlichen Effekt auf die Ergebnisse ausübt. Aus diesem Grund ist die Sensitivität 7 auch in den nachfolgenden Abbildungen nicht dargestellt.

6.2.2 Stromerzeugung nach Energieträger

In allen Sensitivitäten sinkt die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle bis 2030 sehr stark (Abbildung 47). Ausgehend von der Erzeugung im Jahr 2023 geht die Kohleverstromung bis 2030 um etwa 90 % zurück. Die beiden wesentlichen Treiber für den Rückgang ist die schnell

wachsende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der steigende CO₂-Preis im EU-ETS. Im Jahr 2031 erfolgt dann die Einstellung der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken.

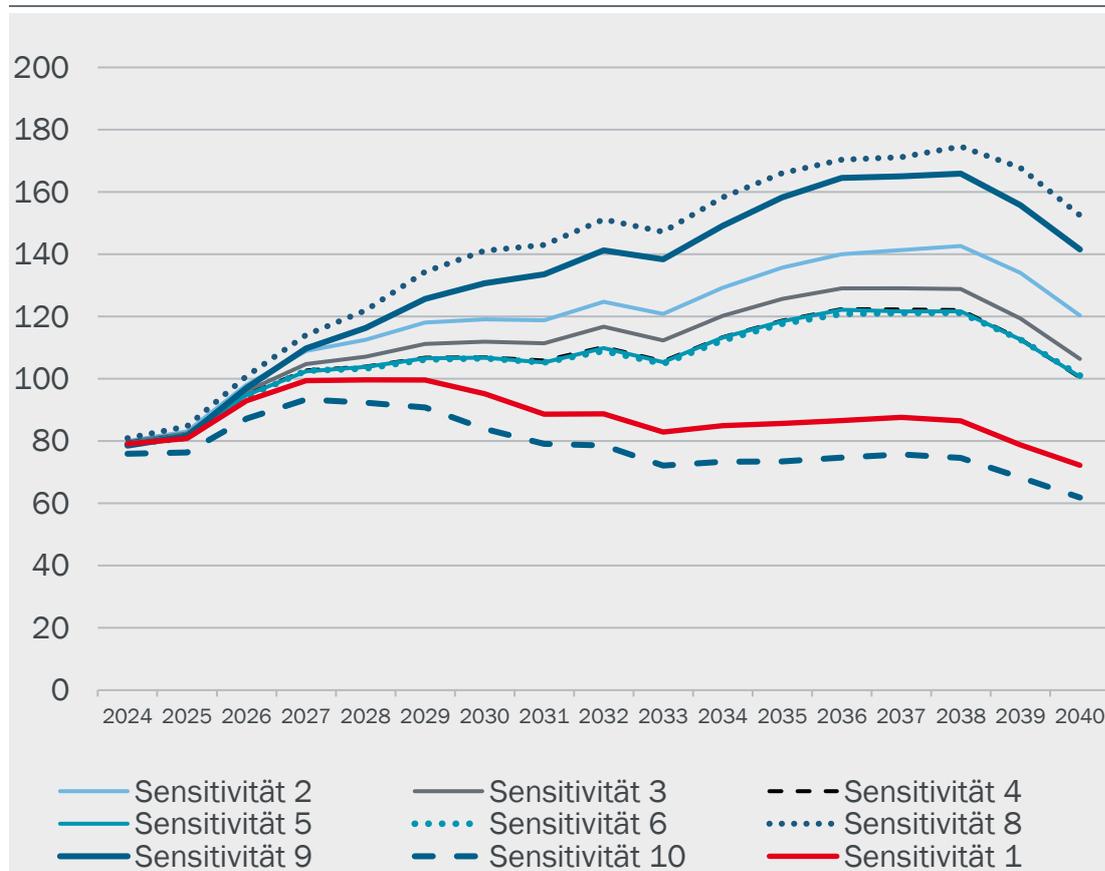
Abbildung 47: Stromerzeugung aus Braunkohle (links) und Steinkohle (rechts), in TWh



Quelle: eigene Berechnung Prognos

Die Stromerzeugung der Erdgaskraftwerke steigt in allen Sensitivitäten durch die Normalisierung der Gaspreise bis zum Jahr 2027 an (Abbildung 48). Ausgeprägt ist der Anstieg in den Sensitivitäten, bei denen sowohl der PV- als auch Windausbau gering ausfällt (2, 8 und 9). In diesen Fällen steigt die Stromerzeugung aus Erdgas durch den fortwährend niedrigen EE-Ausbau bis in die späten 2030er Jahr weiter an. Am stärksten steigt die Erzeugung an in den Sensitivitäten mit hohem Strombedarf (8) und niedrigem EE-Ausbau im In- und Ausland (9). In den beiden Sensitivitäten, bei denen der Wind-Ausbau nach EEG-Ziel erfolgt (1 und 10), sinkt die Stromerzeugung mit Erdgas nach 2027 bis zum Jahr 2040 kontinuierlich um etwa 30 TWh auf noch 70 TWh bzw. 60 TWh ab. In den anderen Sensitivitäten kommt es nach einer Stagnation ab dem Jahr 2033 zu einem temporären Anstieg der Erdgasverstromung um etwa 20 TWh; ab dem Jahr 2038 fällt die Erzeugung wieder auf das Niveau der Jahre vor 2033. Der Ausbau der Windenergie ist demzufolge ein entscheidender Hebel, um die Erdgasverstromung zu reduzieren. Eine zusätzliche Zielverfehlung bei der Photovoltaik führt zu einem zusätzlichen Anstieg der Erdgaserzeugung. Eine Übererfüllung beim PV-Ausbau, höhere Flexibilisierung oder mehr Batteriespeicher können die Auswirkungen des geringeren Windenergieausbaus nur teilweise kompensieren.

Abbildung 48: Nettostromerzeugung aus Erdgas, in TWh

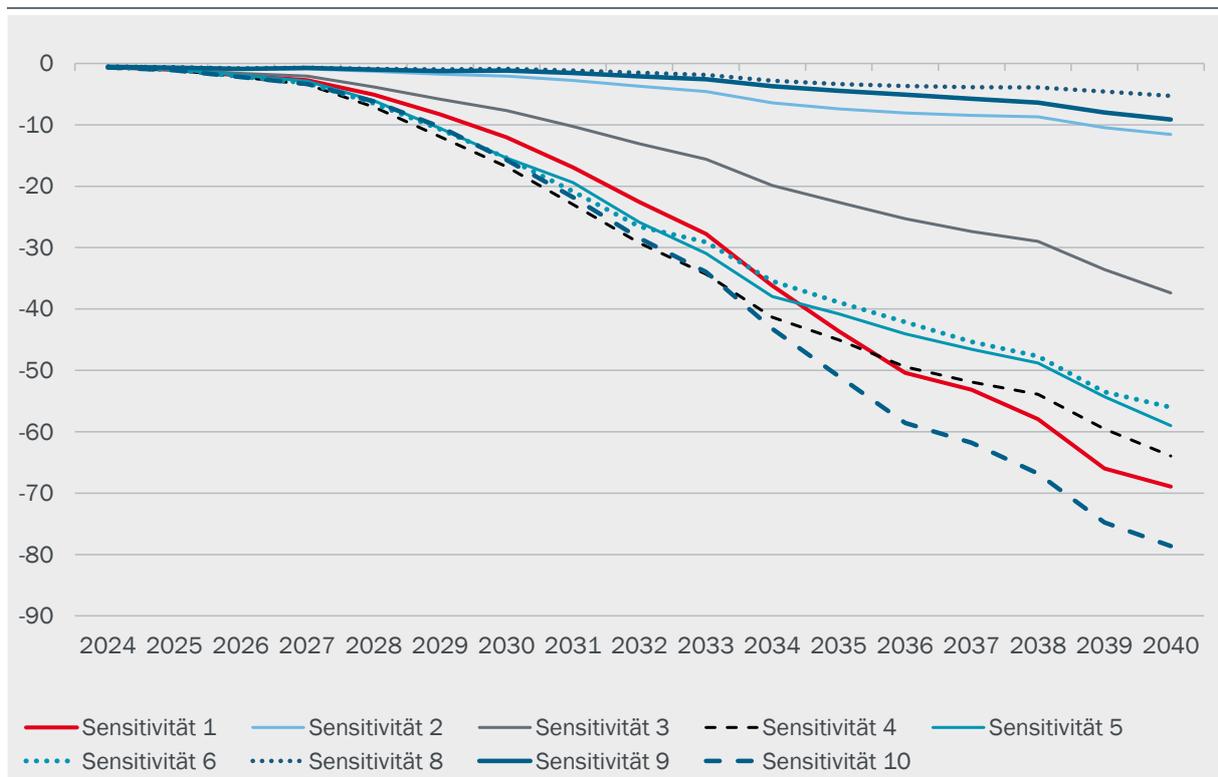


Quelle: eigene Berechnung Prognos

6.2.3 Abregelung

Im Folgenden wird die Abregelung von erneuerbaren Energien durch nicht nutzbare Überschüsse im Gesamtsystem dargestellt (Abbildung 49). Abregelungen durch Netzengpässe wurden in der Analyse nicht betrachtet. Die systembedingten Abregelungen unterscheiden sich zwischen den verschiedenen betrachteten Sensitivitäten deutlich. So gibt es in den Sensitivitäten mit reduzierten EE-Ausbau (S2, S7, S8, S9) bis zum Jahr 2040 kaum Abregelungen. Im Basisfall (S1) steigt die Abregelung bis 2040 auf etwa 70 TWh, bzw. 8% der erneuerbaren Stromerzeugung. Eine höhere Flexibilisierung oder ein stärkerer Fokus auf Windenergie statt Photovoltaik kann die Abregelung ebenfalls reduzieren. Eine möglichst geringe EE-Abregelung sollte aber kein Ziel für sich sein. Vielmehr geht es darum ein Optimum hinsichtlich der notwendigen Infrastruktur aus Stromnetzen, Speichern und Flexibilisierungsmaßnahmen und den notwendigen EE-Kraftwerken zu finden. Dabei gilt, dass je günstiger EE-Kraftwerke (insbesondere PV) sind, desto höher kann aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Abregelung sein.

Abbildung 49: Systembedingte Abregelung, in TWh



Quelle: eigene Berechnung Prognos

Anhang

Anlage A

Erdgasverbrauch – Jahreswerte in der Zeitreihe

Anlage A – Erdgasverbrauch – detaillierte Jahreswerte (Zeitreihen)

Tabelle 9: Erdgas- und Erdölgasverbrauch nach Anwendungen und Sektoren 2010 bis 2022

Anwendungen	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*	2022*
Prozesswärme	31%	34%	33%	32%	35%	34%	34%	35%	34%	33%	34%	32%	32%
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	5%	6%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	5%	6%	5%	5%	5%
Industrie	95%	94%	95%	95%	94%	94%	94%	94%	95%	94%	95%	95%	95%
Raumwärme	61%	56%	58%	60%	55%	57%	57%	56%	57%	58%	56%	59%	59%
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	27%	28%	26%	27%	30%	29%	28%	28%	26%	27%	27%	28%	28%
Industrie	8%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	8%	8%	8%	7%	7%
Private Haushalte	65%	63%	65%	64%	61%	62%	64%	63%	66%	65%	65%	65%	65%
Warmwasser	7%	8%	8%	8%	7%	7%							
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	13%	16%	12%	12%	14%	14%	14%	14%	12%	12%	12%	11%	10%
Industrie	8%	8%	8%	9%	8%	8%	8%	9%	8%	8%	7%	7%	8%
Private Haushalte	79%	76%	79%	79%	78%	77%	78%	78%	81%	80%	81%	82%	82%
Sonstige Anwendungen (Elektrogeräte, Kühlen und Lüften, Mechanische Energie, Prozesskälte)	6%	7%	6%	5%	7%	7%							

*Zahlen beruhen auf provisorischen Daten

Quelle Prognos

Tabelle 10: Erdgasverbrauch für Raumwärmebereitstellung im GHD-Sektors nach Branchen in % 2010 bis 2022

Branchen im GHD-Sektor	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*	2022*
Baugewerbe	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
Beherbergung, Gaststätten, Heime	7%	7%	7%	8%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
Bekleidungsindustrie	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Handel	22%	22%	20%	20%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	18%	18%
Herstellungsbetriebe	3%	3%	2%	3%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Krankenhäuser	14%	14%	13%	14%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	13%	15%	15%
Kreditinstitute u. Versicherungen	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Landwirtschaft	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
Nahrungsmittelgewerbe	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
NE-Metalle, Gummi- u. Kunststoffwaren	1%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Öffentliche Verwaltung	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	8%	8%
Schulen	8%	7%	9%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	10%	10%
Sonst. betr. Dienstleistungen	22%	24%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	27%	27%
Verkehr, Nachrichten	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%

*Zahlen beruhen auf provisorischen Daten

Quelle Prognos

Tabelle 11: Erdgasverbrauch für Prozesswärme im Industriesektor nach Branchen 2010 bis 2022

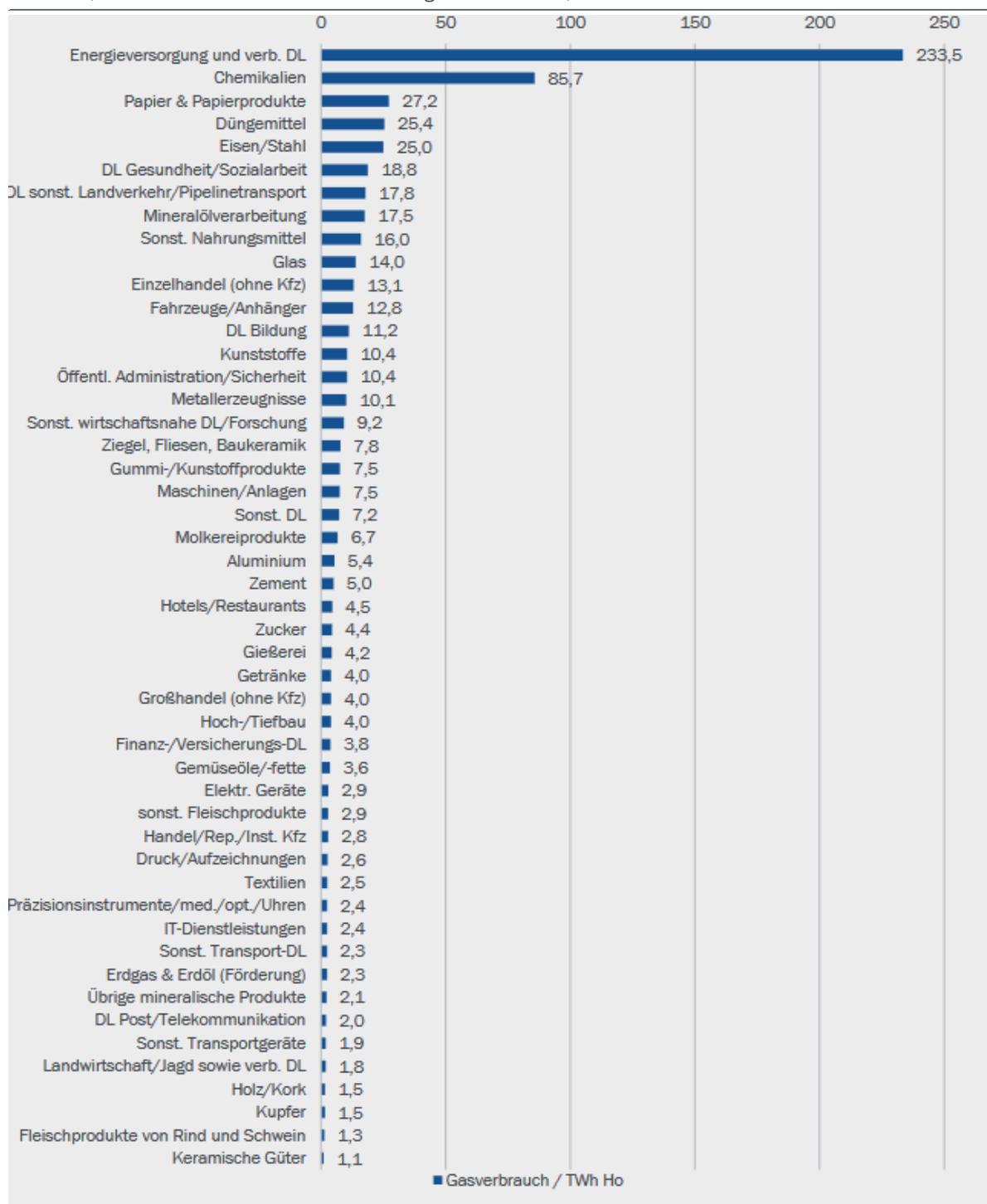
Branchen	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021*	2022*
Bearbeitung von Eisen u. Stahl, Rohre	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Druck	1%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	1%
Elektrische Ausrüstungen	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%
Elektrogeräte	0%	0%	0%	1%	0%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	0%	0%
Ernährung u. Tabak	13%	14%	14%	14%	15%	15%	15%	14%	15%	15%	15%	15%	14%
Gewinnung von Steinen, Erden u. Bergbau	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	1%	1%
Glas u. Keramik	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%	8%	8%	9%	8%	8%	7%
Grundstoffchemie	25%	26%	27%	26%	26%	26%	25%	28%	27%	27%	29%	30%	30%
Gummi- u. Kunststoffwaren	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Holzarbeiten	1%	0%	0%	1%	1%	0%	1%	1%	1%	0%	0%	1%	1%
Kraftwagen u. Kraftwagenteile	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	2%
Maschinenbau	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Metallerzeugnisse	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Möbel, sonstige Waren u. Reparaturen	1%	1%	1%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%
NE-Metalle u. -gießereien	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	6%	6%	5%	5%	5%
Papier	13%	12%	11%	12%	12%	12%	11%	11%	10%	10%	10%	10%	10%
Roheisen, Stahl u. Ferrolegierungen	12%	11%	10%	9%	9%	10%	10%	9%	10%	10%	9%	10%	10%
Sonstige chemische Industrie	4%	4%	4%	5%	5%	4%	6%	5%	5%	4%	5%	4%	4%
Sonstiger Fahrzeugbau	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Textilien, Bekleidung u. Leder	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Zement, Ziegel, Beton, Steine u. Mineralien	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	7%	6%	6%	7%	7%

Quelle: Prognos

Anlage B – Gasverbrauch nach Produktionsbereichen

Abbildung 50: Gasverbrauch nach Produktionsbereichen

für 2018, Produktionsbereiche mit Verbräuchen größer 1 TWh Ho, nach Daten des Statistischen Bundesamtes



Prognos 2023: Gasverbrauch von Produktionsbereichen. Analyse von Wertschöpfungsketten

https://www.prognos.com/sites/default/files/2023-03/Prognos-Studie_Gasverbrauch%20von%20Produktionsbereichen.pdf
