KURZSTUDIE

Versorgungssicherheitsgesetz in der Analyse

Klimabilanz neuer Gaskraftwerke: Treibhausgasemissionen und versteckte Kosten bis 2045

Florian Zerzawy, Swantje Fiedler und Simon Niesen-Meemken

unter Mitarbeit von Pablo Zanon

August 2026

Im Auftrag der Deutschen Umwelthilfe

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft

Herausgeber

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)
Invalidenstr. 34
10115 Berlin

Tel +49 (0) 30 76 23 991 – 30
Fax +49 (0) 30 76 23 991 – 59
foes.de – foes@foes.de

Über das FÖS

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger*innen und Multiplikator*innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

Bildnachweise

Foto: ©Ahmed - unsplash.com

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft

Klimafolgekosten neue Gaskraftwerke

Inhaltsverzeichnis

1 Methanemissionen: der blinde Fleck der Erdgasnutzung 7

2 Ausbaupläne im StromVKG: 9 GW neue fossile Gaskraftwerke 8

3 Annahmen zur Methanintensität des Erdgases und zum Liefermix 9

4 Szenarien zum Kraftwerkszubau 13

5 Klimawirkung und Kosten im Zielszenario 14

5.1 Treibhausgasemissionen bis 2045 14
5.1.1 Stromerzeugung und CO_2-Emissionen 14
5.1.2 Treibhausgasemissionen 14
5.2 Kosten durch Klimaschäden 15
5.2.1 Beispiele für Klimaschäden 15
5.2.2 Kostensätze für künftige Klimaschäden 16
5.2.3 Internalisierung durch CO_2-Preis 17
5.2.4 Ergebnis: Klimaschäden durch den Zubau neuer Gaskraftwerke 17

6 Sensitivitätsrechnung: Szenario „verzögerte Energiewende“ 19

7 Schlussfolgerungen: Nachschärfung beim StromVKG und der Methanverordnung 20

Literaturverzeichnis 21

Zusammenfassung der Ergebnisse

Das Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetz (StromVKG) stellt bislang nur geringe Anforderungen an die Dekarbonisierung neuer Gaskraftwerke. Vorgesehen ist im Wesentlichen lediglich die Vorlage eines Konzepts für eine spätere Umstellung auf Wasserstoff; klimaneutral müssen die Anlagen erst im Jahr 2045 sein. Für die Umrüstung auf Wasserstoff ist zudem lediglich für rund 4 GW Kraftwerksleistung ein Förderinstrument vorgesehen, das erst in den Jahren 2040 beziehungsweise 2043 greifen soll. Inwiefern das Umrüstungskonzept plausibilisiert werden muss und wie diese Förderung konkret ausgestaltet und finanziert werden soll, ist noch völlig offen.

Vor diesem Hintergrund ist es plausibel anzunehmen, dass bis 2045 die **9 GW an Kraftwerksleistung** aus den in diesem Jahr geplanten Ausschreibungen weiterhin Strom auf Basis fossilen Erdgases erzeugen werden.

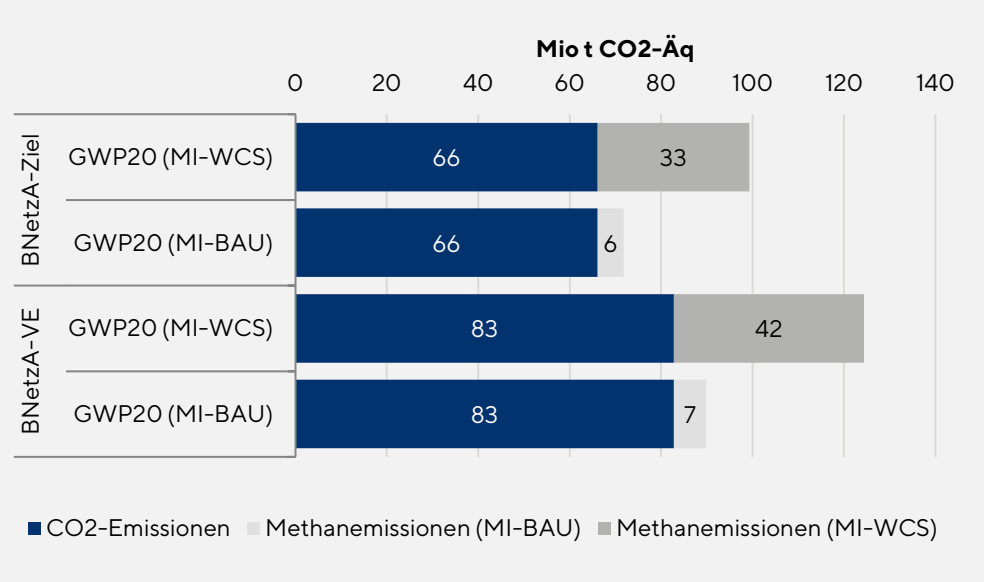
Für die Verbraucher*innen wird das teuer, denn die fossilen Gassubventionen werden über eine Umlage auf den Stromverbrauch finanziert. Der **Gebotshöchstwert** beträgt **244.000 Euro**. Dadurch könnte die jährliche Subventionierung der Gaskraftwerke bis zu **2,2 Mrd. Euro** betragen – für einen Zeitraum von 15 Jahren. Im Maximalfall könnten somit über die Jahre bis zu **33 Mrd. Euro** an fossilen **Gassubventionen** fällig werden.

Welche Treibhausgasemissionen verursachen die Gaskraftwerke?

Auf Grundlage von Szenarien der Bundesnetzagentur betragen die **CO_2-Emissionen** dieser Kraftwerke (einschließlich CO_2-Emissionen in der Vorkette) **bis 2045 kumuliert bis zu 66 Mio. t**. Sollte sich die **Energiewende verzögern** und Gaskraftwerke dadurch noch stärker zum Einsatz kommen, wären sogar Emissionen von bis zu **83 Mio. t CO_2** möglich.

Hinzu kommen **erhebliche Methanemissionen** entlang der Erdgas-Lieferkette, die bisher bei Betrachtung der Klimawirkungen von Gaskraftwerken weder bei der Planung noch bei der Abwägung der Alternativen berücksichtigt werden. Abhängig von den Herkunftsländern und den Förder- und Transportbedingungen des importierten Erdgases fallen **zusätzliche Methanemissionen** von **bis zu 33 Mio. t CO_2-Äq** an. Im Szenario einer **verzögerten Energiewende** steigt dieser Wert auf bis zu **42 Mio. t CO_2-Äq.**

Abbildung 1: THG-Emissionen durch den Kraftwerkszubau, GWP20 (Mio. t CO_2-Äq)



Quelle: eigene Darstellung. GWP20: Treibhauspotential über 20 Jahre. MI-BAU: unterer Wert der Methanintensität (heutiger Erdgasmix). MI-WCS: oberer Wert der Methanintensität (künftige Lieferländer auf Basis öffentlich bekannter Lieferverträge)

Konkret werden für die Berechnung der Vorkettenemissionen zwei Importmix-Szenarien betrachtet: Ein BAU-Szenario, dass den aktuellen Importmix abbildet und ein Worst-Case-Szenario, das einen zukünftigen Importmix auf Basis aller jetzt schon bekannten Lieferverträge für den Zeitraum 2032-2045 annimmt. [1] Wesentlichen Einfluss auf die Höhe der Methanemissionen haben vor allem besonders klimaschädliche LNG-Lieferungen aus den USA. Je nach Fördergebiet können die Emissionen noch höher ausfallen.

In Summe liegt der **Klimaeffekt** (Treibhausgasemissionen) des Kraftwerkszubaus im **20-jährigen Betrachtungszeitraum (GWP20)** in einer Bandbreite von **72 bis 99 Mio. t CO_2-Äq** (Abbildung 1). Dies entspricht rund 8 bis 11 % der gesamten kumulierten Treibhausgasemissionen aus dem Sektor Energiewirtschaft im Zeitraum 2032 bis 2045. Im Falle einer **verzögerten Energiewende** (siehe Kapitel 6) liegt die klimaschädliche Wirkung der Gaskraftwerke (GWP20) sogar bei **90 bis 125 Mio. t CO_2-Äq**.

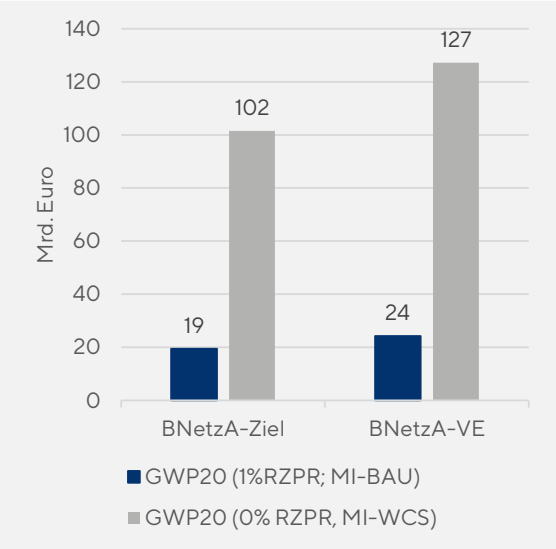
Da zu erwarten ist, dass je nach Ausgestaltung des Designs der weiteren Ausschreibungsrunden Gaskraftwerke auch über den hier berechneten Rahmen hinaus Zuschläge erhalten werden, ist anzunehmen, dass der Klimaeffekt sogar noch größer ausfallen wird.

Welche Klimaschadenskosten verursachen die Gaskraftwerke?

Die damit verbundenen Klimaschäden werden zu einem großen Teil von der Allgemeinheit getragen und sind durch den CO_2-Preis im Europäischen Emissionshandel bislang bei weitem nicht abgedeckt: Zum einen, weil der Preis viel niedriger liegt als die Schadenskosten, und zum anderen, weil ein relevanter Teil der Emissionen nicht erfasst ist (Methanemissionen der Vorkette). Insgesamt kumulieren sich im **20-jährigen Betrachtungszeitraum (GWP20)** die **nicht internalisierten Klimaschäden auf 19 bis 102 Mrd. Euro** (Abbildung 2).

Bei einer **verzögerten Energiewende** steigen die Klimaschäden sogar auf **24 bis 127 Mrd. Euro** an.

Abbildung 2: Klimaschadenskosten durch Zubau von 9 GW Gaskraftwerken, GWP20 (nicht über CO_2-Preis internalisiert, Mrd. $Euro_{2025}$)



Quelle: eigene Darstellung. GWP20: Treibhauspotential über 20 Jahre. MI-BAU: unterer Wert der Methanintensität (heutiger Erdgasmix). MI-WCS: oberer Wert der Methanintensität (künftige Lieferländer auf Basis öffentlich bekannter Lieferverträge). 0 % RZPR: Gleichgewichtung des Wohlergehens künftiger und heutiger Generationen. 1% RZPR: Höhergewichtung des Wohlergehens heutiger Generationen.

Welche Änderungen sind nötig?

Der Fokus auf fossile Gaskraftwerke in den ersten Ausschreibungsrunden des StromVKG ist eine klimapolitische Fehlentscheidung. Stattdessen sollten die Ausschreibungen so ausgestaltet werden, dass auch **andere steuerbare und klimafreundlichere Kapazitäten** zum Zuge kommen, etwa **Batteriespeicher oder flexible Biogasanlagen**. Gleichzeitig müssen die Anforderungen an die Dekarbonisierung deutlich verschärft werden. Erforderlich sind **verbindliche, plausible Fahrpläne für die Umstellung auf grünen Wasserstoff** sowie klare und frühzeitige finanzielle Anreize, damit die Transformation nicht erst ab 2040 oder 2043 beginnt, sondern deutlich früher eingeleitet wird.

Darüber hinaus bietet die EU-Methanverordnung (Methan-VO) einen Hebel, um die Emissionen in der Vorkette zu reduzieren. Laut Verordnungstext müssen die Importeure ab 2030 nachweisen, dass ihre Importe bei der Produktion einen bestimmten Methanintensitätswert nicht überschreiten. Die Höhe dieses Intensitätswertes ist noch von der

[1] Der am 24.8.2026 bekannt gegebene Liefervertrag von Uniper mit Equinor über jährlich 30 TWh norwegisches Erdgas ab 2027 und mit einer Laufzeit von 15 Jahren konnte nicht mehr berücksichtigt werden, da die Analyse vor Bekanntwerden des Vertrags abgeschlossen wurde. Auf die Methanintensität des Importmixes wirkt er dämpfend und verringert die Methanintensität im Mittel um 0,1%.

Europäischen Kommission festzulegen. Ein ambitionierter Intensitätswert und eine konsequente Umsetzung der Verordnung könnten den Klimaschaden in der Vorkette reduzieren. Aktuell ist der politische Druck auf diese Verordnung jedoch groß. Ergänzend könnte eine **Methanabgabe** die rasche Einführung von Maßnahmen zur Minderung der Methanemissionen fördern. Denn die Kosten vieler Vermeidungsmaßnahmen sind gering, ihre Wirkung jedoch sehr hoch. Damit ließe sich ein erheblicher Beitrag zum Klimaschutz erzielen.

1 Methanemissionen: der blinde Fleck der Erdgasnutzung

Im September 2026 sollen die ersten Ausschreibungen für neue Gaskraftwerke im Rahmen des Stromversorgungssicherheits- und Kapazitätengesetzes (StromVKG) durchgeführt werden. Die Gaskraftwerke sollen zwar Wasserstoff (H2)-ready gebaut werden, können jedoch bis 2045 mit Erdgas betrieben werden (FÖS 2026). Die Vorgaben im Gesetz sind dabei ungenau und nicht verbindlich genug definiert (Germanwatch 2026).

Zudem bleibt unberücksichtigt, dass **Methanemissionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette** die Treibhausgaswirkung von Erdgas stark erhöhen. Denn Methan (CH_4) ist ein besonders schädliches Gas mit einem deutlich höheren Treibhauspotential (Global Warming Potential, GWP) als Kohlendioxid (CO_2): Über einen Zeitraum von **100 Jahren** wirkt Methan **30-mal so stark wie CO_2,** über einen Zeitraum von **20 Jahren sogar 82-mal so stark** (IPCC 2023). Für die Ausweisung des kürzeren, 20-Jahre-Zeitraums gibt es gute Gründe. Denn die nächsten Jahre sind ausschlaggebend dafür, ob das Erreichen von Klimakipppunkten noch verhindert werden kann. Daher spricht viel dafür, Methan hinsichtlich seiner kurzfristigen Klimawirksamkeit zu bewerten (EnergyWatchGroup 2019, FÖS 2021a).

Methanemissionen kommen somit eine große Bedeutung für die tatsächliche Klimawirkung der Erdgasverstromung zu. Methan entweicht etwa **bei Förderung, Transport und Verarbeitung** (z.B. durch unvollständiges Abfackeln, undichte Ventile, Entlüftung oder Leckagen). Werden diese sogenannten Vorkettenemissionen einbezogen, verschlechtert sich die **Klimabilanz** von Erdgas deutlich. Im schlimmsten Fall ist die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom aus Gaskraftwerken klimaschädlicher als bei der Stromerzeugung im Kohlekraftwerk (Howarth 2024a). Bei der Ausschreibung der neuen Gaskraftwerke bleiben diese Methanemissionen jedoch ein „blinder Fleck". So bezieht sich der im **StromVKG** festgelegte **Emissionsgrenzwert** von **550 g CO_2/kWh** ausschließlich auf direkte CO_2-Emissionen aus dem Kraftwerksbetrieb und bezieht Vorkettenemissionen nicht mit ein. Wie Kapitel 3 zeigt, sind die Methanverluste abhängig von Herkunftsland und Fördermethode erheblich.

Die geplanten Ausschreibungen und die fehlende Berücksichtigung der Methanemissionen entlang der internationalen Lieferketten stehen in klarem Widerspruch zu den klimapolitischen Verpflichtungen der Bundesregierung. Deutschland hat sich im Rahmen des Global Methane Pledge (GMP) verpflichtet, die globalen Methanemissionen bis 2030 im Vergleich zu 2020 um 30 % zu reduzieren (Global Methan Pledge 2023). Deutschland hat sich darüber hinaus zu einer besonderen Vorreiterrolle verpflichtet (Global Methan Pledge Champion), um gemeinsam mit anderen Staaten beschleunigte Maßnahmen zur Methanreduzierung umzusetzen (DUH 2026a).

Darüber hinaus ergeben sich aus dem Pariser Klimaschutzabkommen sowie dem nationalen Klimaschutzgesetz (KSG) verbindliche Ziele zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und zur Einhaltung eines Paris-kompatiblen Emissionspfades.

Der Ausbau neuer fossiler Infrastrukturen, insbesondere von Gaskraftwerken mit langen Laufzeiten, ist mit diesen Zielen nur schwer vereinbar – zumal der Sektor Energiewirtschaft Zielverfehlungen in den anderen Sektoren (Gebäude und Verkehr) kompensieren soll (Wehnemann et al. 2026). Staatlich geförderte Investitionen in neue Gaskraftwerke führen zu Lock-in-Effekten. Die Kraftwerke werden über viele Jahre genutzt, verdrängen andere klimafreundliche Alternativen wie z.B. Batteriespeicher und Lastflexibilisierung und verursachen dabei – wie unsere Analyse zeigt - **hohe Treibhausgas (THG-) Emissionen.**

Diese schlagen sich letztlich auch in steigenden **Klimafolgekosten** nieder, etwa durch häufigere Extremwetterereignisse. Nur ein Teil der THG-Emissionen ist über den Emissionshandel internalisiert. Wie hoch der **Klimaeffekt** und die **nicht-internalisierten Folgekosten** unter Einbeziehung der Methanemissionen durch die Ausbaupläne sind, wird in dieser Kurzstudie quantifiziert.

2 Ausbaupläne im StromVKG: 9 GW neue fossile Gaskraftwerke

Das **StromVKG** sieht die Ausschreibung neuer gesicherter Erzeugungskapazitäten vor, die zur Abdeckung von Residuallasten und zur Stabilisierung des Stromsystems beitragen sollen. Konkret ist geplant, im **September und Dezember 2026** mit zwei Ausschreibungsrunden für **Langfristkapazitäten** im Umfang von insgesamt 10 GW an installierter Leistung (**9 GW an reduzierter Leistung**[2]) zu beginnen.

Die erfolgreich bezuschlagten Langfristkapazitäten sollen zum 1. November 2031 betriebsbereit sein und für 15 Jahre die nominale Leistung zur Verfügung stellen. Dabei ist eine Reihe von Voraussetzungen definiert, die erfüllt sein müssen, um an den Ausschreibungen teilzunehmen:

- die Fähigkeit, eine kontinuierliche Erzeugung von mind. 10 Stunden in Höhe von 80 % der installierten Leistung bereitzustellen. Die Anlagen müssen dieses Erzeugungskriterium spätestens nach drei Stunden erfüllen.
- die Sicherstellung, dass mind. 50 % der Anlagenkomponenten im europäischen Wirtschaftsraum oder in einem Drittstaat gefertigt werden, mit dem die Europäische Union ein Freihandelsabkommen abgeschlossen hat oder eine Zollunion bildet (Anforderung an die Produktherkunft).
- die Fähigkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve, d.h. der Fähigkeit zur unmittelbaren Frequenzstabilisierung des Stromnetzes. Anlagen, die an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz angeschlossen sind oder deren installierte Leistung mind. 10 MW beträgt, müssen in der Lage sein, diese bereitzustellen.

Durch diese Anforderungen werden andere Kapazitäten wie Batteriespeicher weitgehend von diesen Ausschreibungen ausgeschlossen; nur Gaskraftwerke können die Anforderungen problemlos erfüllen (BSW Solar 2026; BVES 2026). Der Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES) hat aufgrund der stark einschränkenden Kriterien bereits angekündigt, eine wettbewerbsrechtliche Beschwerde bei der EU-Kommission einzulegen.

Der Zuschlag wird nach dem Gebotspreisverfahren (pay-as-bid) erteilt, d.h. die Vergütung erfolgt in Höhe des Gebots des jeweils erfolgreichen Bieters in Euro/MW/a für einen Vergütungszeitraum von 15 Jahren. Der **Höchstwert** wurde im parlamentarischen Verfahren von zunächst **173.000 Euro je Megawatt** reduzierte Leistung **und Jahr** auf **244.000 Euro** angehoben. Dadurch könnte die jährliche Subventionierung der Gaskraftwerke bis zu **2,2 Mrd. Euro** betragen – für einen Zeitraum von 15 Jahren. Im Maximalfall könnte somit über die Jahre bis zu **33 Mrd. Euro**[3] an fossilen **Gassubventionen** gezahlt werden – finanziert durch die Verbraucher*innen aus einer Umlage auf den Stromverbrauch.

Die **Dekarbonisierungsanforderungen** sind **schwach** angelegt: neben der Begrenzung auf Erzeugungsanlagen mit einer CO_2-Intensität von max. 550 g/kWh (verbrennungsbedingte Emissionen), womit Kohlekraftwerke von den Ausschreibungen ausgeschlossen sind, wird lediglich gefordert, dass Bieter im Rahmen des Gebots ein Konzept für die Umstellung des Kraftwerks auf Wasserstoffbetrieb vorlegen. Tatsächlich realisiert werden muss die Umstellung aber erst 2045, wenn die Anlagen klimaneutral betrieben werden müssen. Die Vorgaben für das Umrüstungskonzept sind zudem ungenau und nicht verbindlich genug definiert.

Lediglich für 4 GW sind finanzielle Anreize zur Umstellung bereits vor 2045 geplant - jeweils 2 GW in den Jahren 2040 und 2043. Das StromVKG liefert dafür jedoch keine gesetzliche Grundlage. Es soll eine separate Regelung vorgelegt werden. Daher ist eine etwaige vorzeitige Umstellung (d.h. vor 2045) in den nachfolgenden Berechnungen auch nicht berücksichtigt.

Neben den beiden ersten Ausschreibungsrunden im Jahr 2026 sind **zwei weitere Ausschreibungen** für Erzeugungskapazitäten (2 GW) und Kapazitäten (Volumen noch offen) in den Jahren 2027 und 2029 vorgesehen, bei denen **keine Anforderung an eine kontinuierliche Erzeugung** gestellt wird. Bei diesen Ausschreibungen können zwar auch Speicher und Lasten anbieten. Fossile Gaskraftwerke dürfen aber auch teilnehmen. Je nachdem, wie die Details der Ausschreibungen sein werden, könnten auch hier fossile Gaskraftwerke profitabel sein und bezuschlagt werden, ebenso wie beim künftigen Kapazitätsmarkt, durch den vermutlich in deutlich größerem Umfang weitere Kapazitäten hinzukommen. Diese Studie fokussiert nur auf die ersten beiden Ausschreibungsrunden über 9 GW, zu denen Umfang und Ausschreibungsdesign bereits bekannt sind. Klimawirkung und Klimaschäden durch künftige fossile Gaskraftwerke könnten also noch deutlich größer sein. Dies wird in dieser Stude jedoch nicht explizit untersucht.

---

[2] tatsächlich gesicherte, im Bedarfsfall verlässlich abrufbare Leistung

[3] 244.000 Euro/MW x 9.000 MW x 15 a

3 Annahmen zur Methanintensität des Erdgases und zum Liefermix

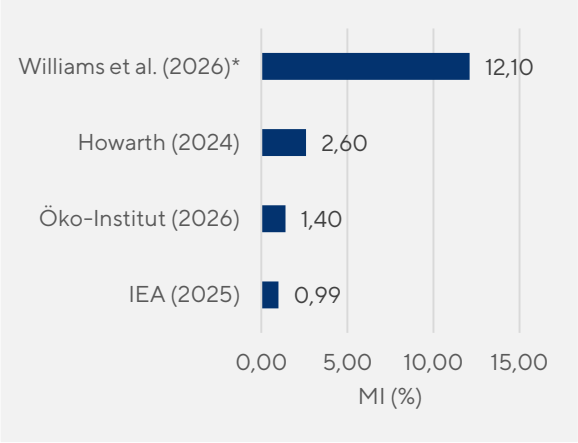
Entlang der Erdgaslieferkette entstehen Methanemissionen bei **Förderung, Aufbereitung, Transport und Speicherung von Erdgas**. Da Umfang und Verteilung dieser Emissionen je nach Herkunftsland und -region, Fördermethode und Transportweg erheblich variieren, unterscheidet sich auch die Klimawirkung verschiedener Gaslieferketten deutlich. Daher wird die **Methanintensität** häufig als **standardisierte Kennzahl** verwendet. Sie setzt die Menge des in der Atmosphäre freigesetzten Methans ins Verhältnis zur produzierten oder verarbeiteten Gesamtmenge an Erdgas. Eine einheitliche Standardmethode zur Berechnung gemäß Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates der Europäischen Union (2024) soll planmäßig erst ab Mitte 2027 erlassen werden.

Die Datenlage zu Methanemissionen entlang der Erdgaslieferkette ist dabei nach wie vor lückenhaft und mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Verfügbare Schätzungen stützen sich auf eine Kombination unterschiedlicher Quellen – u.a. Satellitenmessungen, Modellierungen und Betreiberangaben – die in unterschiedlichen Einheiten (masse-, energie- oder volumenbezogen) vorliegen und für einzelne Länder teils nur eingeschränkt oder gar nicht verfügbar sind. Das Öko-Institut zeigt in seiner Analyse, dass die aus verschiedenen Quellen zusammengetragenen Methanintensitäten je Förderland erheblich streuen (Öko-Institut 2026). Die dabei ermittelten Durchschnittswerte liegen für die meisten Länder zudem deutlich über den von (IPCC 2019) vorgeschlagenen Standardwerten. Diese Unsicherheiten weisen überwiegend in eine Richtung: Die tatsächlichen Methanemissionen werden systematisch unterschätzt. Die Internationale Energieagentur (IEA) beziffert die realen Methanemissionen des Energiesektors auf rund 80 % über den offiziell von den Regierungen gemeldeten Werten (IEA 2025) .

Hinzu kommt ein grundsätzliches methodisches Problem: Die Bildung von Durchschnittswerten auf Länderebene ist für eine praktikable, standardisierte Kennzahl zwar notwendig, verdeckt aber **erhebliche Unterschiede zwischen einzelnen Förderbecken, Lagerstätten und Anlagen** innerhalb eines Landes. Besonders relevant ist dies für die USA, wo die Unterschiede je nach Herkunft sehr groß sind (siehe nachfolgend). Länderdurchschnitte können daher sowohl besonders emissionsarme als auch besonders emissionsintensive Teile einer Lieferkette verdecken und sollten entsprechend vorsichtig interpretiert werden. Auch die Durchschnittswerte können unterschiedlich ausfallen, wie das Beispiel USA verdeutlicht: Während die Internationale Energieagentur (IEA 2025) die Upstream-Methanintensität der USA mit 0,99 % angibt, wird dieser Wert als vergleichsweise konservativ eingeschätzt.

Aktuelle **satellitengestützte Messungen** der tatsächlichen Methanemissionen in verschiedenen US-amerikanischen Förderregionen ermitteln je nach Fördergebiet **Verlustraten zwischen 2,4 % und 12,1 %** (Williams et al. 2026). Auch eine Auswertung mehrerer aktueller Fachpublikationen ergibt einen durchschnittlichen Wert von 2,6 % und damit eine mehr als doppelt so hohe Upstream-Methanintensität wie von der IEA ausgewiesen (Howarth 2022).

Abbildung 3: Upstream-Methanintensitäten USA (%)



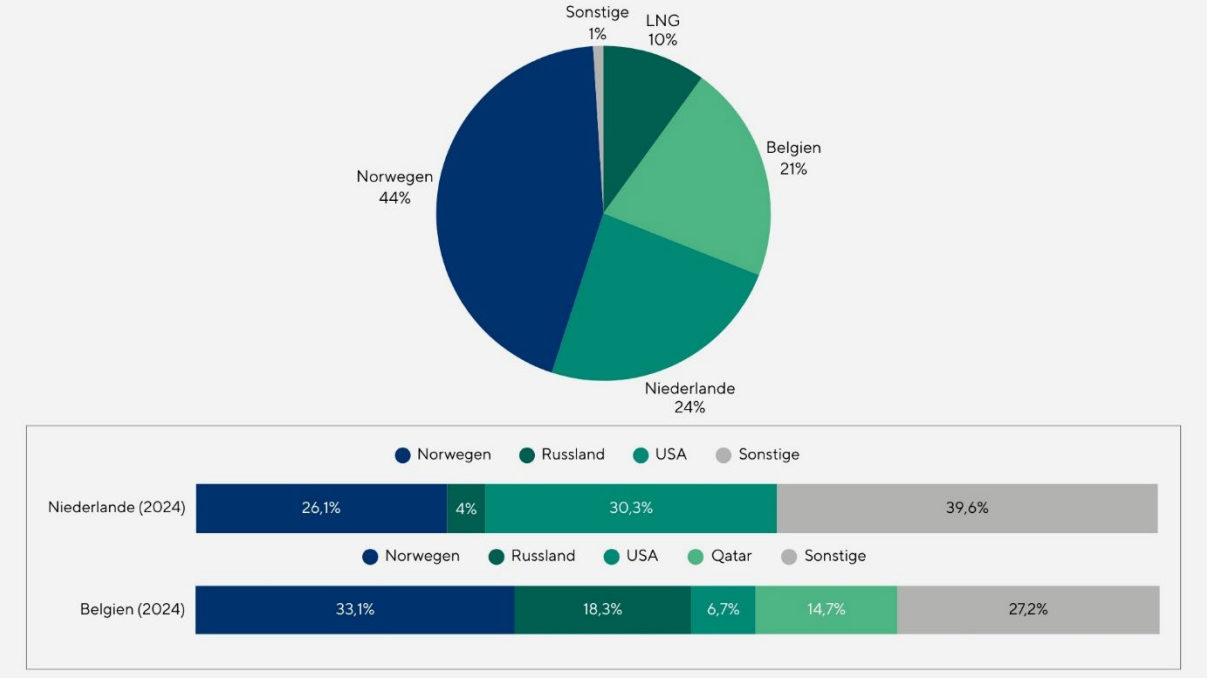
Quelle: eigene Darstellung. *Verlustrate für einzelne Förderregion (San Joaquin)

Vor dem Hintergrund dieser schwierigen Datenlage sind vereinfachende Annahmen zu treffen.

Um die künftige **Klimawirkung von Methanemissionen** durch die Ausschreibungen für Gaskraftwerke gemäß StromVKG zu ermitteln, werden **zwei Szenarien für die Methanintensität von Erdgas** (Primärenergie) verglichen. Szenarien sind Annäherungen, die definitionsgemäß keine exakte Vorhersage der künftigen Entwicklung darstellen, aber eine Bandbreite aufzeigen, innerhalb der die künftige Entwicklung wahrscheinlich liegen wird.

- Das **erste Szenario** (BAU) bildet als Referenz den **Status quo des aktuellen deutschen Gasmixes** ab, geht also davon aus, dass dieser in gleicher Form auch künftig bestehen bleibt. Etwa 95 % der Gasnachfrage werden durch Importe gedeckt, während die inländische Erdgasförderung nur eine untergeordnete Rolle spielt (Urgewald 2024). Im Jahr 2025 stammte der deutsche Gasimportmix überwiegend aus Norwegen (44 %) sowie aus den Nachbarländern Niederlande (24 %) und Belgien (21 %) (FÖS 2026).

Abbildung 4: Herkunft importiertes Erdgas in Deutschland 2025 (%)



Quelle: Eigene Darstellung in (FÖS 2026) nach (BNetzA 2026), Anteile der Länder an den importierten Mengen in GWh, Niederlande und Belgien aus (DUH 2026b).

Neben direkten Importen von Flüssigerdgas (LNG), die etwa 10 % ausmachen, spielt LNG auch indirekt eine bedeutende Rolle, da der bezogene Erdgasanteil aus den Niederlanden und Belgien zu einem erheblichen Teil auf LNG-Importe aus den USA, Russland und Katar zurückzuführen ist (DUH 2026b).Grundlage für das erste Szenario ist der vom DBI (2025) ermittelte Emissionsfaktor von 63 g emittiertem Methan pro Gigajoule Erdgas (g/GJ) im Jahr 2023. Bezogen auf den Energiegehalt des gelieferten Erdgases entspricht dies einer **Methanintensität** von rund **0,32 %.**[4] Während das erste Szenario den Status quo des Gasmixes darstellt, ist davon auszugehen, dass sich der Gasmarkt durch breiter gefächerte Importabkommen in Zukunft weiter diversifizieren wird.

- Als **zweites Szenario** (WCS) wird ein **dynamischer Import-Mix** für den Zeitraum von 2032 bis 2045 angenommen, ohne inländische Förderung. Grundlage bilden die öffentlich bekannten, vertraglich vereinbarten Gaslieferungen zwischen Deutschland beziehungsweise deutschen Unternehmen und internationalen Gasproduzenten (ohne potentielle Vertragsverlängerungen). Hierbei wird angenommen, dass die inländischen Gas-Kapazitätsreserven proportional aus dieser Zusammenstellung bedient werden (siehe Abbildung 5). **Der zugrunde gelegte Import-Mix stellt dabei lediglich eine Momentaufnahme auf Basis des derzeit bekannten Vertragsbestands dar.**[5] **und kann sich durch künftige Neuabschlüsse, Vertragsverlängerungen oder**

[4] Der Wert von 63 g CH_4/GJ basiert auf einer DBI-Studie im Auftrag des BMWK (DBI 2025), die den deutschen Gasmix 2023 mit länderspezifischen Methanintensitäten aus dem IEA Global Methane Tracker verknüpft (für Deutschland selbst werden UBA-Messdaten verwendet). Die Herkunft des importierten Gases wird dabei approximiert, da verfügbare Statistiken nur physische Handelsflüsse (z.B. über die Niederlande oder Belgien), nicht aber die tatsächlichen Förderländer abbilden. Die zugrunde liegenden Länder-Methanintensitäten selbst stammen zudem größtenteils nicht aus Direktmessungen, sondern werden von US-Referenzwerten anhand von Faktoren wie Infrastrukturalter und Betreiberstruktur abgeleitet – ergänzt um Experteneinschätzungen. Der resultierende Wert ist somit ein mit erheblichen Unsicherheiten behafteter Länderdurchschnitt für 2023, der die Streuung zwischen einzelnen Förderstätten nicht abbildet.

[5] Der am 24.8.2026 bekannt gegebene Liefervertrag von Uniper mit Equinor über jährlich 30 TWh norwegisches Erdgas ab 2027 und mit einer Laufzeit von 15 Jahren konnte nicht mehr berücksichtigt werden, da die Analyse vor Bekanntwerden des Vertrags abgeschlossen wurde. Auf die Methanintensität des

Veränderungen der internationalen Gasmärkte verändern. Dieser Ansatz würde gewählt, um eine Spannbreite im Sinne eines Worst-Case-Szenarios aufzuzeigen, und soll ausdrücklich nicht die zukünftige Realität der Gasimporte abbilden, die ohnehin wegen der vielfältigen Unsicherheiten nicht darstellbar ist.

Die **länderspezifischen Methanintensitäten** beziehen sich auf die Emissionen entlang der Vorkette, meist bis zum Einspeisepunkt beziehungsweise Übergabepunkt des Erdgases (*Well-to-Gate*).[6] Sie unterscheiden sich je nach Herkunftsland. Insbesondere LNG aus den USA, dass nach den geltenden Lieferverträgen künftig eine zentrale Rolle bei der Erdgasversorgung einnehmen wird, weist mit 2,6 % eine sehr hohe Methanintensität auf (siehe Tabelle 1). Die Werte werden hierbei über den gesamten Betrachtungszeitraum als konstant angenommen.

Wie zuvor ausgeführt, gibt es z.B. in den USA Förderregionen, in denen die Methanintensität noch höher ist. Je nach länderspezifischem Lieferportfolio könnten die Werte also noch höher ausfallen.

Tabelle 1: Methanintensität nach Land (%)

Herkunftsland	Methanintensität (%)
Norwegen	0,15
USA	2,6
Global (Singapur)	1,0
Vereinigte Arabische Emirate	0,65
Aserbaidschan	1,45
Katar	0,65
Argentinien	1,2
Kanada	0,8

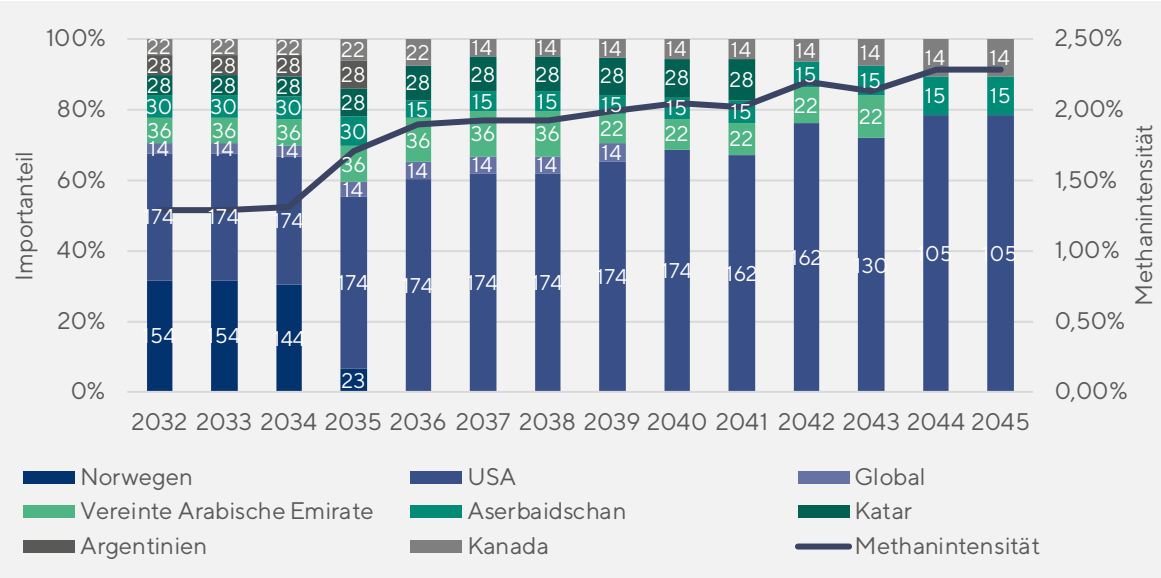
Quellen: Norwegen, Katar, Aserbaidschan und Argentinien aus Öko-Institut (2026), USA aus (Howarth 2024), für Abu-Dhabi wurde Katar als Proxy genommen, Global Lieferungen stammen aus IEA Global Methane Tracker (2025), Kanada modelliert aus Ember Energy (2024) & Howarth (2024b).

Die **aggregierte Methanintensität des deutschen Importmixes** wird für jedes Kalenderjahr als gewichteter Mittelwert der länderspezifischen Methanintensitäten berechnet. Die Gewichtung erfolgt anhand der jeweiligen Importanteile der einzelnen Herkunftsländer. Die Methanintensitäten nehmen im Zeitverlauf zu, u.a. aufgrund der rückläufigen Mengen aus Norwegen und der zunehmenden Mengen aus den USA. Sie steigen von 1,29 % im Jahr 2032 auf 2,28 % ab dem Jahr 2044 (Abbildung 5).

Importmixes wirkt er dämpfend und verringert die Methanintensität im Mittel um 0,1%.

[6] Die Methanintensitäten aus dem IEA Global Methane Tracker (2025), die hier teilweise verwendet werden, sind upstream intensities (also nicht well-to-gate). In diesen Fällen werden die Methanintensitäten unterschätzt.

Abbildung 5: Bis 2045 bekannte Gaslieferverträge und die daraus folgende Methanintensität nach Ländern im Szenario 2 (WCS)



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von folgenden Gaslieferverträgen: EnBW 2024; Equinor 2023; Euqinor 2025; Handelsblatt 2023; RWE 2022; RWE 2026a; RWE 2026b; SEFE 2024a; SEFE 2024b; SEFE 2025a; SEFE 2025b; SEFE 2026a; SEFE 2026b; The Guardian 2022; Uniper 2018a; Uniper 2018b; Uniper 2024; Uniper 2025a; Uniper 2025b; Venture Global 2025; Venture Global 2026. Methanintensität = gewichteter Durchschnitt über alle Lieferländer und -mengen. Anmerkung: Säulenwerte entsprechen Energiemenge in TWh

4 Szenarien zum Kraftwerkszubau

Die zu erwartenden Treibhausgasemissionen aus den neuen Gaskraftwerken hängen von verschiedenen Faktoren ab, die sich zum jetzigen Zeitpunkt nur auf Basis von Annahmen abschätzen lassen. Entscheidend sind beispielsweise der Wirkungsgrad und die Auslastung der Kraftwerke. Neben den Methanintensitäten sind dabei die Aufteilung der Ausschreibungskapazitäten auf Kraftwerkstypen und deren Volllaststunden (Vbh) wichtige Eingangsdaten für die Berechnung. Sie sind entscheidend für die Treibhausgasemissionen je Kilowattstunde und die produzierte Strommenge. Um die Unsicherheit der künftigen Entwicklungen hier abbilden zu können, treffen wir Annahmen auf Basis vorliegender Energieszenarien und berechnen daraus eine Bandbreite (vgl. Textboxen).

Annahmen zur Abschätzung der THG-Emissionen (Zielszenario)

Anlagentypen und Auslastung

- Neubau Gasturbinenkraftwerke (GT), GuD-Kraftwerke und GuD-KWK-Kraftwerke, Aufteilung (red. Leistung in MW) und Wirkungsgrade (%) entsprechend BNetzA-Szenarien (anteilige Umrechnung des Brutto-Zubaus auf Ausschreibungsvolumen): GT 1.350 MW (40 %) , GuD 5.310 MW (60 %), GuD-KWK 2.340 MW (51 %, bezogen auf elektrischen Wirkungsgrad)
- Volllaststunden (Vbh) jährlich und zwischen Kraftwerkstypen differenziert, zwischen 312 (GT-Kraftwerk) und 2.738 (GuD-KWK-Kraftwerke), Vbh entsprechend BNetzA-Szenarien

Dabei greifen wir auf Aktivitätsdaten aus dem Bericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit Strom (BNetzA 2025) zurück. Die Daten werden verwendet, da der Bericht eine wesentliche Entscheidungsgrundlage für die Zubaupläne der Bundesregierung war und dort der Bedarf an steuerbaren Kapazitäten ermittelt wurde. Der Bericht war nach seiner Veröffentlichung im September 2025 jedoch Gegenstand von Kritik: Die Modellierung großer Batteriespeicher im Zielszenario blieb mit lediglich 0,8 GW installierter Leistung für den Zeitraum 2030–2035 auffällig gering, während Großbatteriespeicher trotz ihrer Bedeutung als Trendthema der vergangenen Monate im Bericht kaum eine Rolle spielten. Kritisiert wurde insbesondere, dass die Speicherpotentiale nicht ausreichend und nicht entsprechend der realen Marktdynamik abgebildet sind, was das Risiko teurer politischer Fehlentscheidungen zugunsten fossiler Gaskraftwerke birgt (pv magazine 2025). Der zugrunde gelegte Kapazitätsbedarf – und damit auch die in den Ausschreibungen gemäß StromVKG unterstellte Menge und Auslastung neuer Gaskraftwerke – ist entsprechend nicht als unstrittiger, sondern als ein unter den gewählten Modellannahmen ermittelter Wert zu verstehen.

Im Bericht der BNetzA wurden zwei Szenarien modelliert:

- Das **Zielszenario** (BNetzA-Ziel) beruht auf den energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Zielen Deutschlands (insb. der Ausbau der erneuerbaren Energien, der Kohleausstieg bis 2038 und der Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045), wobei auch Zielvorgaben der europäischen Nachbarstaaten mitberücksichtigt sind.
- Im **Szenario „Verzögerte Energiewende"** (BNetzA-VE) verzögern sich u.a. der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Hochlauf neuer Verbraucher (u.a. E-Autos, Power-to-Heat) um zwei Jahre. Dieses Szenario wird als Sensitivität verwendet (Kapitel 6).

Annahmen zur Abschätzung der THG-Emissionen (VE-Szenario)

Anlagentypen und Auslastung

- Neubau Gasturbinenkraftwerke (GT), GuD-Kraftwerke und GuD-KWK-Kraftwerke, Aufteilung (red. Leistung in MW) und Wirkungsgrade (%) entsprechend BNetzA-Szenarien (anteilige Umrechnung des Brutto-Zubaus auf Ausschreibungsvolumen): GT 4.050 MW (40 %) , GuD 3.960 MW (60 %), GuD-KWK 990 MW (51 %, bezogen auf elektrischen Wirkungsgrad)
- Volllaststunden (Vbh) jährlich und zwischen Kraftwerkstypen differenziert, zwischen 326 (GT-Kraftwerk) und 2.912 (GuD-KWK-Kraftwerke), Vbh entsprechend BNetzA-Szenarien

Für beide Szenarien gleich sind folgende Annahmen und Parameter:

- Inbetriebnahmejahr: 2032
- Laufzeit mit fossilem Erdgas als Brennstoff: 14 Jahre (annahmegemäß bis 2045; aufgrund Klimaneutralitätsziel ist danach kein Weiterbetrieb ohne Dekarbonisierung möglich
- **CO_2-Emissionsfaktor Erdgas (inkl. CO_2-Emissionen Vorkette)**
  - 0,222 t CO_2/MWh (UBA 2026a)
- **Treibhauspotential Methan** (IPCC 2023)
  - GWP 20: 82,5 (t CO_2-Äq/t Methan)
  - GWP 100: 29,8 (t CO_2-Äq/t Methan)

5 Klimawirkung und Kosten im Zielszenario

Mit den ersten beiden Ausschreibungsrunden für Langfristkapazitäten sollen **insgesamt 9 GW Kraftwerksleistung** (de-rated capacity) ab **2032** in Betrieb gehen. Sie verursachen während ihres Betriebs CO_2-Emissionen durch die Verbrennung des fossilen Brennstoffs; zusätzlich entstehen Emissionen in der Vorkette (zu den Methanemissionen siehe Kapitel 3). Im Folgenden berechnen wir den Umfang der THG-Emissionen und der nicht-internalisierten Klimafolgekosten des Kraftwerkszubaus, basierend auf dem Zielszenario der BNetzA. Die Ergebnisse des als Sensitivität verwendeten VE-Szenarios sind in Kapitel 6 dargestellt.

5.1 Treibhausgasemissionen bis 2045

5.1.1 Stromerzeugung und CO_2-Emissionen

Im Ergebnis erwarten wir durch den Zubau neuer Gaskraftwerke aus den ersten beiden Ausschreibungsrunden eine zusätzliche fossile **Stromerzeugung bis 2045** in Höhe **von 164 TWh** und einen Bedarf an **fossilem Erdgas** in Höhe von **298 TWh**. Die **CO_2-Emissionen** (inkl. CO_2-Emissionen aus der Vorkette) summieren sich über die Laufzeit der Kraftwerke bis 2045 auf **66 Mio. t**.

Tabelle 2: Stromerzeugung, Erdgasbedarf und CO_2-Emissionen

	Einheit	BNetzA-Ziel
Stromerzeugung	TWh	164
▪ davon GT	TWh	7
▪ davon GuD	TWh	98
▪ davon GuD-KWK	TWh	59
Erdgasbedarf	TWh	298
▪ davon GT	TWh	19
▪ davon GuD	TWh	163
▪ davon GuD-KWK	TWh	116
CO_2-Emissionen	Mio. t	66
▪ davon GT	Mio. t	4
▪ davon GuD	Mio. t	36
▪ davon GuD-KWK	Mio. t	26

Quelle: eigene Berechnungen

5.1.2 Treibhausgasemissionen

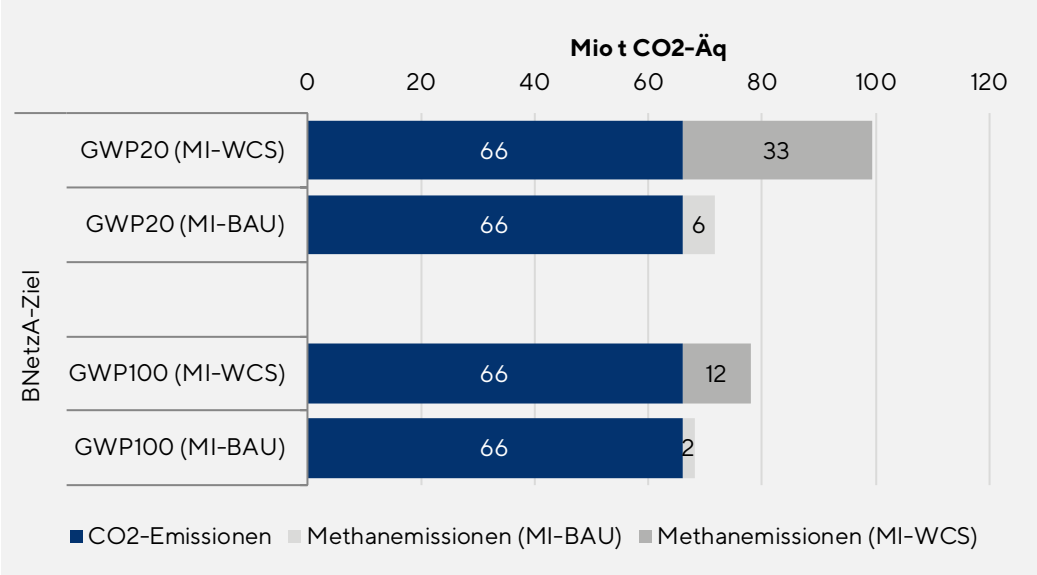
Die Treibhausgasemissionen der Gaskraftwerke sind jedoch **aufgrund der Methanemissionen in der Vorkette deutlich höher**. Sie liegen in einer Bandbreite zwischen **68 und 99 Mio. t CO_2-Äq** und damit bis zu 50 % höher als bei alleiniger Betrachtung der CO_2-Emissionen. Dies entspricht rund 8 bis 11 % der gesamten kumulierten Treibhausgasemissionen aus dem Sektor Energiewirtschaft im Zeitraum 2032-2045.[7]

Abbildung 6 zeigt die Gesamtemissionen von CO_2 und Methan (in CO_2-Äquivalenten) abhängig vom Betrachtungszeitraum des Treibhauspotentials und der angenommenen Methanintensität in der künftigen Lieferkette.

- Im besten Fall bleiben die Methanintensitäten auf dem Niveau von heute, das von norwegischen Pipelinelieferungen dominiert ist. Umgerechnet auf **einen 100-jährigen Zeitraum** des Treibhauspotentials führt dies zu **weiteren Emissionen** von ca. **2 Mio. t CO_2-Äq** (in der Abbildung: GWP100 (MI-BAU)). Bei Verwendung des **20-jährigen Zeitraums** (GWP20) betragen die methanbedingten Emissionen ca. **6 Mio. t CO_2-Äq**.
- Wahrscheinlicher ist jedoch angesichts der bisher bekannten Lieferverträge eine Verschiebung hin zu Erdgaslieferungen aus Ländern, die höhere Methanintensitäten aufweisen (Kapitel 3). In dem Fall steigen die **THG-Emissionen um 12 bis 33 Mio. t CO_2-Äq**, abhängig vom Betrachtungszeitraum des Treibhauspotentials. Der niedrigere Wert entspricht den Emissionen umgerechnet auf einen 100-jährigen Zeitraum (GWP100), der höhere Wert bei Umrechnung auf den 20-jährigen Zeitraum (GWP20).

[7] Laut UBA Projektionsbericht 2026 (Wehnemann et al. 2026) sind im Zeitraum 2032 bis 2045 kumuliert rund 900 Mio. t CO_2-Äq im Sektor Energiewirtschaft zu erwarten (Szenario MMS).

Abbildung 6: THG-Emissionen durch Kraftwerkszubau (Mio. t CO_2-Äq)



Quelle: eigene Darstellung. GWP20: Treibhauspotential über 20 Jahre. GWP100: Triebhauspotential über 100 Jahre. MI-BAU: unterer Wert der Methanintensität (heutiger Erdgasmix). MI-WCS: oberer Wert der Methanintensität (künftige Lieferländer auf Basis öffentlich bekannter Lieferverträge)

Die gesamten Klimaeffekte können aufgrund von unberücksichtigten Vorketten also erheblich sein.

Auf einzelne Kraftwerkstypen bezogen könnte dadurch sogar der im StromVKG festgelegte - dort jedoch nur auf die verbrennungsbedingten Emissionen bezogene - CO_2-Grenzwert von 550 g/kWh (elektrisch) überschritten werden. Für reine **Gasturbinenkraftwerke (GT-Kraftwerke)**, die zur **Spitzenlastabdeckung** eingesetzt werden, wird pro kWh besonders viel fossiles Erdgas benötigt, da sie einen schlechten Wirkungsgrad aufweisen (BNetzA 2025; UBA 2026b). Allein dadurch wird bereits der Grenzwert des StromVKG erreicht. Wird dann z.B. LNG-Gas aus den USA verwendet (mit einer durchschnittlichen Methanintensität von 2,6 %), steigen die spezifischen THG-Emissionen (je kWh elektrische Energie) weiter an. Im Ergebnis beträgt der **kraftwerksspezifische Emissionsfaktor unter Berücksichtigung der Vorkettenemissionen 941 g/kWh$_{el}$** (bei Verwendung GWP20) und liegt damit deutlich über den im Gesetz angegebenen 550 g/kWh$_{el}$. In der Gesamtschau ist allerdings zu berücksichtigen, dass für die Gesamtemissionen nicht nur der Wirkungsgrad, sondern auch die Volllaststunden entscheidend sind. Der Klimaschaden von GT-Kraftwerken bleibt dadurch geringer als der von GuD-Kraftwerken, zudem bleibt mehr Raum für Batteriespeicher und Flexibilität.

Tabelle 3: Emissionsfaktor GT-Kraftwerk

	GT-Kraftwerk
Erdgasbedarf pro kWh Strom	2,5 kWh
CO_2-Emissionen (Verbrennung und Vorkette)	555 g/kWh$_{el}$
Methanemissionen (LNG-USA, CO_2-Äq, GWP 20)	386 g/kWh$_{el}$
Summe	**941 g/kWh$_{el}$**

Quelle: eigene Berechnungen

5.2 Kosten durch Klimaschäden

Im Folgenden quantifizieren wir die Kosten durch nicht-internalisierte Klimaschäden durch den Zubau neuer Gaskraftwerke.

Seit dem „Stern Report" im Jahr 2006 (Stern 2006), der die durch den Klimawandel entstehenden Kosten auf jährlich bis zu 20 % des globalen Bruttoinlandprodukts bezifferte, ist klar, dass die Kosten des Nichthandelns (d.h. die Kosten des Klimawandels) die Kosten des Klimaschutzes um ein Vielfaches übersteigen.

5.2.1 Beispiele für Klimaschäden

Die Kosten des Klimawandels für die Gesellschaft entstehen zum Beispiel durch Gesundheits- und Materialschäden, Ernteausfällen oder Schäden an Ökosystemen. Die Auswirkungen sind dabei regional unterschiedlich: am stärksten sind Menschen im globalen Süden aufgrund ihrer Lebensumstände betroffen (IPCC 2023). In Europa treten Schäden durch Starkregenereignisse und Fluten wahrscheinlich im Norden stärker auf, während der Südwesten deutliche

Temperaturanstiege zu verzeichnen hat, der Osten stärker mit Dürreschäden konfrontiert ist. Auch innerhalb einer Region variieren die Ausprägungen des Klimawandels. Städte z.B. sind vermehrt mit Hitzeinseln konfrontiert (FÖS/Öko-Institut 2021). Die Folgen klimatischer Veränderungen sind längst auch in Deutschland zu spüren. Extreme Wetterereignisse häufen sich in den letzten Jahren. Die Flutkatastrophe im Juli 2021 im Ahrtal hat gezeigt, welche Folgen ein extremes Niederschlagsereignis haben kann (BMWK 2023). Regional fielen mehr als 150 Liter Regen pro Quadratmeter innerhalb von 24 Stunden, doppelt so viel wie sonst in einem ganzen Juli-Monat. Innerhalb weniger Stunden stieg der Pegelstand der Ahr um schätzungsweise 6 bis 9 Meter, mehr als 130 Menschen starben. Unwetter wie der Orkan Kyrill im Jahr 2007, das Elbehochwasser 2013 oder die Dürresommer 2018 und 2019 geben weitere Hinweise darauf, wie sich der Klimawandel auf verschiedene Sektoren auswirkt und welche Schäden/Kosten entstehen (FÖS 2021b). Auch die jüngste Hitzewelle über Deutschland im Juni reiht sich in die Klimawandelereignisse ein. Nach Berechnungen des Robert-Koch-Instituts führten die extremen Temperaturen in diesem Jahr bis Mitte August bereits zu 15.800 Hitzetoten (RKI 2026).

Tabelle 4: Dimensionen von Klimaschäden und Klimaschadenskosten

	Materiell	Immateriell
Direkt	▪ Zerstörte Gebäude und Infrastrukturen ▪ Produktionseinbußen wegen Ausfall von Arbeitnehmenden ▪ Ernteausfälle in der Landwirtschaft ▪ Ertragseinbußen in der Forstwirtschaft ▪ Gesundheitskosten	▪ Tote ▪ Gesundheitliche Beeinträchtigungen ▪ Beeinträchtigung des Wohlbefindens ▪ Verlust der heimischen Artenvielfalt ▪ Beeinträchtigung von Ökosystemen
Indirekt	▪ Produktionseinbußen wegen Problemen bei Zulieferern ▪ Absatzeinbußen wegen Nachfragerückgang	▪ Verlust globaler Artenvielfalt ▪ Beeinträchtigung des Landschaftsbilds ▪ Psychische Belastungen durch Verlust oder Belastung von Angehörigen ▪ Politische Instabilität

Quelle: eigene Darstellung, basierend auf (BMWK 2023)

Die Schäden sind groß: Allein die monetär erfassbaren (in der Tabelle: materiellen) direkten und indirekten Schäden der **Flutkatastrophe** im Juli 2021 belaufen sich auf mehr als **40 Mrd. Euro**, die der **Hitzesommer 2018 und 2019** auf knapp **35 Mrd. Euro** (BMWK 2023).

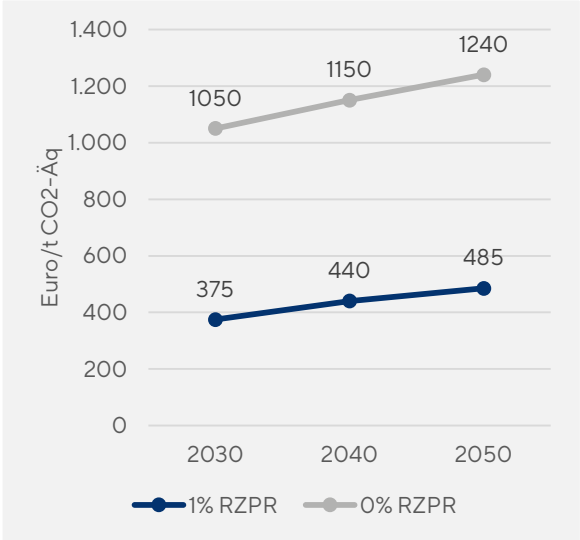
Die Flutkatastrophe im Ahrtal betraf v.a. Privathaushalte durch Zerstörungen von Häusern und Grundstücken. Aber auch Verkehrswege sowie Industrie- und Gewerbebetriebe waren massiv betroffen. Bei den Hitzesommern 2018 und 2019 traten Schäden v.a. in der Land- und Forstwirtschaft auf.

5.2.2 Kostensätze für künftige Klimaschäden

Mit dem weiteren Anstieg der globalen Temperaturen potenzieren sich die Auswirkungen der Klimakrise, sodass sie mit jeder marginalen Erhöhung umso stärker spürbar sein werden (IPCC 2021). Das geschieht durch sich gegenseitig verstärkende Effekte, wie beispielsweise das Abschmelzen von Eis, das normalerweise Wärmeeinstrahlung reflektiert und so der globalen Aufwärmung entgegenwirkt.

Das Umweltbundesamt rechnet daher mit einer im Zeitverlauf zunehmenden Schadenswirkung von Treibhausgasen (Abbildung 7).

Abbildung 7: Kostensätze für Treibhausgasemissionen (Euro$_{2025}$/t CO_2-Äq)



Quelle: eigene Darstellung, Kostensätze für das jeweilige Emissionsjahr aus (UBA 2025). 0 % RZPR: Gleichgewichtung des Wohlergehens künftiger und heutiger Generationen. 1 % RZPR: Höhergewichtung des Wohlergehens heutiger Generationen.

Zeitpräferenzrate

Dabei spielt die Frage der Gewichtung des „Nutzens" (d.h. der gesellschaftlichen Wohlfahrt) heutiger und künftiger Generationen eine zentrale Rolle für die angenommenen Kosten. Wird die normative Annahme verwendet, dass der Nutzen heutiger Generationen höher gewichtet werden sollte als der künftiger Generationen, werden Schäden, die erst in späterer Zukunft auftreten, geringer gewichtet und die Gesamtkosten fallen niedriger aus. Bei einer Gleichgewichtung ist dies nicht der Fall. Das UBA verwendet daher zwei verschiedene „Zeitpräferenzraten": 1% (Höhergewichtung heutiger Generationen) und 0 % (Gleichgewichtung).

Für die Abschätzung der Klimafolgekosten wurden beide Zeitpräferenzraten verwendet, um die Bandbreite der potentiellen Klimaschadenskosten aufzuzeigen (siehe Textbox zu den Annahmen)[8].

5.2.3 Internalisierung durch CO_2-Preis

Ein Teil der Klimaschadenskosten von Erdgaskraftwerken ist durch den EU-ETS 1, d.h. durch den CO_2-Preis, der auf die Verwendung fossilen Erdgases in Kraftwerken erhoben wird, bereits „internalisiert" und wird somit den Verursachern angelastet. Dies berücksichtigen wir bei der Abschätzung. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass auch in anderen Ländern CO_2-Bepreisungssysteme bestehen, bei denen die CO_2-Emissionen der Vorkette möglicherweise erfasst sind, beziehen wir auch die CO_2-Vorkettenemissionen in die Internalisierung ein. Dies ist eine konservative Schätzung.[9] Auch in künftigen Jahren wird der CO_2-Preis voraussichtlich deutlich unter den entstandenen Klimaschadenskosten liegen. Für die Methanemissionen wird keine anteilige Internalisierung angenommen, vor allem da es bisher keine Methanbepreisung gibt (siehe FÖS 2021a)

Annahmen zur Abschätzung der nicht-internalisierten Klimafolgekosten

Kostenannahmen

CO_2-Preis (für Internalisierung)

- CO_2-Preis: 145 $Euro_{2025}$/t CO_2 (2032), ansteigend auf 198 $Euro_{2025}$/t CO_2 (2045) (BNetzA 2025)

Klimaschadenskosten laut UBA

- 1 % reine Zeitpräferenzrate:
  - 388 $Euro_{2025}$/t CO_2 (2032), ansteigend auf 463 $Euro_{2025}$/t CO_2 (2045)
- 0 % reine Zeitpräferenzrate:
  - 1.070 $Euro_{2025}$/t CO_2 (2032), ansteigend auf 1.195 $Euro_{2025}$/t CO_2 (2045)
- Nicht-internalisierte Klimakosten: Differenz zwischen Klimaschadenskosten und über CO_2-Preis internalisierten Kosten

5.2.4 Ergebnis: Klimaschäden durch den Zubau neuer Gaskraftwerke

Im Ergebnis liegen die **Klimaschadenskosten bis 2045** durch den Zubau neuer Gaskraftwerke vor Abzug der CO_2-Preis-Internalisierung zwischen **29 und 113 Mrd. Euro** (Preisbasis 2025).

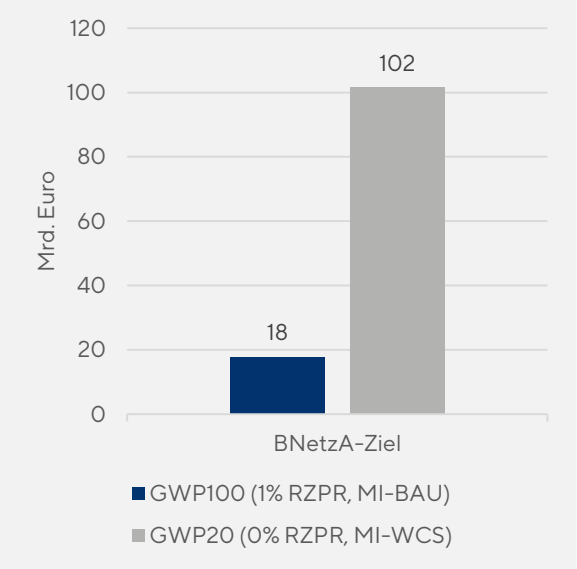
Durch den CO_2-Preis sind von den **Klimaschadenskosten rund 11 Mrd. Euro internalisiert.**

Nach Abzug der internalisierten Klimaschadenskosten verbleiben somit **nicht-internalisierte Klimaschadenskosten bis 2045** durch den Zubau neuer Gaskraftwerke zwischen **18 und 102 Mrd. Euro** (Preisbasis 2025) (Abbildung 8).

[8] Die Schäden aus Klimaemissionen treten global auf. Um diese einheitlich zu beziffern, verwendet das UBA das sog. „Equity Weighting". Dabei werden die Schäden, die in verschiedenen Teilen der Welt auftreten, mit dem jeweiligen Verhältnis der Durchschnittseinkommen gewichtet, d.h. so bewertet, als ob sie vollständig in Deutschland entstanden wären (UBA 2025).

[9] Im Rahmen der Kurzstudie war es nicht möglich, eine genaue Analyse der CO_2-Vorkettenemissionen und deren evtl. vorhandenen Bepreisung vorzunehmen,

Abbildung 8: Klimaschadenskosten durch Kraftwerkszubau (nicht über CO_2-Preis internalisiert, Mrd. Euro$_{2025}$)



Quelle: eigene Darstellung. GWP20: Treibhauspotential über 20 Jahre. GWP100: Triebhauspotential über 100 Jahre. MI-BAU: unterer Wert der Methanintensität (heutiger Erdgasmix). MI-WCS: oberer Wert der Methanintensität (künftige Lieferländer auf Basis öffentlich bekannter Lieferverträge). 0 % RZPR: Gleichgewichtung des Wohlergehens künftiger und heutiger Generationen. 1 % RZPR: Höhergewichtung des Wohlergehens heutiger Generationen.

Die Bandbreite ergibt sich aus den unterschiedlichen Kostensätzen, den Unsicherheiten mit Blick auf die Methanintensitäten des künftigen Erdgasmixes sowie dem Betrachtungszeitraum der Klimawirkung von Methan.

- Der **untere Wert** bezieht sich auf den **niedrigeren Schadenskostensatz des UBA**, das Treibhauspotential von Methan über einen 100-jährigen Zeitraum und einer konservativen Annahme, dass die Methanintensitäten künftig gegenüber heute nicht steigen.
- Der **obere Wert** bezieht sich auf den **höheren Schadenskostensatz des UBA**, der von einer Gleichgewichtung der Wohlfahrt heutiger und künftiger Generationen ausgeht (intergenerationale Gerechtigkeit), betrachtet das Treibhaupotential von Methan über einen 20-jährigen Zeitraum und die Methanintensitäten auf Basis der künftigen Lieferverträge (Kapitel 3).

6 Sensitivitätsrechnung: Szenario „verzögerte Energiewende“

Als Sensitivität werden die Annahmen des Szenarios „**verzögerte Energiewende**“ der BNetzA verwendet. Eine Verzögerung der Energiewende, wie im Szenario beschrieben – ein um zwei Jahre nach hinten verschobener Ausbau der erneuerbaren Energien und des Hochlaufs neuer Verbraucher - ist angesichts der aktuellen politischen Entwicklungen und des Marktumfelds plausibel. Auswirkungen hat das Szenario auf

- **den Kraftwerkspark**: es erfolgt ein stärkerer Zubau von Gasturbinen als von GuD-Kraftwerken, der relative Anteil verschiebt sich zugunsten der Gasturbinen
- **den Kraftwerkseinsatz**: höhere Vollbenutzungsstunden als im Zielszenario, insbesondere bei GuD-Kraftwerken.

Beides wirkt sich auf die Stromerzeugung und den Erdgasbedarf aus. Dadurch erhöhen sich sowohl die CO_2-Emissionen als auch die Methanemissionen in der Vorkette. In Folge liegen auch die nicht-internalisierten Klimaschadenskosten höher. Die Abweichung zum Zielszenario liegt bei etwa 25 %.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 5 im Vergleich zum Zielszenario der BNetzA dargestellt:

Tabelle 5: Ergebnisse Szenario “Verzögerte Energiewende“

	Einheit	Szenario „verzögerte Energiewende“	Zielszenario
Stromerzeugung	TWh	204	164
Erdgasbedarf	TWh	373	298
CO2-Emissionen	Mio. t	83	66
THG-Emissionen, im Einzelnen:	Mio. t CO2-Äq (Bandbreite)	85 - 125	68-99
▪ GWP20 (MI-BAU)	Mio. t CO2-Äq	90	72
▪ GWP20 (MI-WCS)	Mio. t CO2-Äq	125	99
▪ GWP100 (MI-BAU)	Mio. t CO2-Äq	85	68
▪ GWP100 (MI-WCS)	Mio. t CO2-Äq	98	78
Nicht-internalisierte Klimaschadenskosten, im Einzelnen:	Mrd. Euro (Bandbreite)	22-127	18-102
▪ GWP20 (0%RZPR; MI-BAU)	Mrd. Euro	88	70
▪ GWP20 (0% RZPR, MI-WCS)	Mrd. Euro	127	102
▪ GWP100 (0% RZPR, MI-BAU)	Mrd. Euro	83	66
▪ GWP100 (0% RZPR, MI-WCS)	Mrd. Euro	97	77
▪ GWP20 (1%RZPR; MI-BAU)	Mrd. Euro	24	19
▪ GWP20 (1% RZPR, MI-WCS)	Mrd. Euro	39	31
▪ GWP100 (1% RZPR, MI-BAU)	Mrd. Euro	22	18
▪ GWP100 (1% RZPR, MI-WCS)	Mrd. Euro	28	22

Quelle: eigene Darstellung

7 Schlussfolgerungen: Nachschärfung beim StromVKG und der Methanverordnung

Die Ergebnisse zeigen: kommen bei den beiden Ausschreibungen 2026 nur Gaskraftwerke zum Zuge, drohen hohe THG-Emissionen und Klimafolgekosten.

Der Fokus auf fossile Gaskraftwerke in den ersten Ausschreibungsrunden ist daher ein großer Fehler. Er sollte korrigiert werden, indem die **Anforderungen** so **angepasst** werden, dass auch andere, klimafreundliche steuerbare Kapazitäten eine realistische Chance haben (Batteriespeicher, Biogas). Zudem sollten die **Dekarbonisierungsanforderungen** verschärft werden: nötig sind **klare Fahrpläne für die Umstellung auf grünen Wasserstoff** und eine schnelle Festlegung der **finanziellen Anreize für die Umstellung**. Die Anreize müssen dabei deutlich vor 2040 und 2043 greifen und für alle fossilen Gaskraftwerke verfügbar sein, nicht nur 4 GW.

Auf EU-Ebene braucht es eine **wirksame Regulierung von Methanemissionen**. Das bedeutet zunächst vor allem, dass die Methanverordnung nicht direkt oder indirekt abgeschwächt werden darf und dass die Mitgliedsstaaten das Gesetz effektiv umsetzen. Die Methan-VO muss strenge Grenzwerte vorsehen, um das Entweichen von Methan bei Produktion und Transport zu verhindern. Zulässig sollten Gasimporte nur dann sein, wenn die Methanintensität unter 0,2 % liegt.

Zusätzlich könnte eine **Methanabgabe** eine schnelle Umsetzung von Minderungstechnologien anreizen. Die Vermeidungskosten sind häufig gering, die Wirksamkeit hoch (FÖS 2021a)

LITERATURVERZEICHNIS

BMWK (2023): Kosten durch Klimawandelfolgen in Deutschland. Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/Merkblaetter/merkblatt-klimawandelfolgen-in-deutschland-zusammenfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=14

BNetzA (2025): Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität (Versorgungssicherheitsbericht Strom). Abrufbar unter: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=1

BNetzA (2026): Aktuelle Lage Gasversorgung. Abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gasimporte/Gasimporte.html?nn=652300

BSW Solar (2026): StromVKG: Verbesserungen für Speicher – Gaskraftwerke weiter bevorzugt. Abrufbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/2026/07/09/stromvkg-verbesserungen-fuer-speicher-gaskraftwerke-weiter-bevorzugt/

BVES (2026): BVES kündigt EU-Beschwerde gegen StromVKG an: Versorgungssicherheit braucht Wettbewerb statt technologische Vorfestlegungen. Abrufbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2026/06/20260624-PM-StromVKG-Beschwerde.pdf

DBI (2025): Analyses of methane emissions in the natural gas sector. Abrufbar unter: https://www.dbi-gruppe.de/wp-content/uploads/2025/04/250410_BMWK-VEM_ZB1_final.pdf

DUH (2026a): Verbindliche Implementierung konkreter Methanminderungsziele und -maßnahmen. Abrufbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Verkehr/Methan/Rechtsgutachten_Methan.pdf

DUH (2026b): Atlas der Zerstörung. Wie Deutschlands Öl- und Gasgeschäfte Natur und Klima schädigen. Abrufbar unter: https://www.duh.de/informieren/energiewende/aufbruch-aus-der-fossilen-abhaengigkeit/atlas-der-zerstoerung/?gad_source=1&gad_campaignid=23372829996&gbraid=0AAAADpjCWcR82aDs0jrXEzE-fed5ZSTbB&gclid=CjwKCAjwmJjSBhB-EiwAk-Zgxiw7PPbFFzHCyXzzf7a2o0Ry_0b3kKu_5bDvgGMYay2cvTyGpm5UbWRoCreQQAvD_BwE

Ember Energy (2024): Gas brings a risky future for Canada. Abrufbar unter: https://ember-energy.org/app/uploads/2024/07/Gas-brings-a-risky-future-for-Canada-1.pdf

EnBW (2024): EnBW schließt verbindlichen Liefervertrag mit ADNOC im Rahmen des LNG World Summit ab. Abrufbar unter: https://www.enbw.com/presse/enbw-schliesst-lng-bezugsvertrag-mit-adnoc-ab.html

EnergyWatchGroup (2019): Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz. Abrufbar unter: http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Erdgasstudie_2019.pdf

Equinor (2023): Equinor and Germany's SEFE enter long-term gas sales agreements and pursue large scale hydrogen supplies. Abrufbar unter: https://www.equinor.com/news/20231219-equinor-sefe-gas-sales-agreements-hydrogen-supplies

Euqinor (2025): BASF and Equinor confirm strategic partnership and sign ten-year natural gas supply agreement. Abrufbar unter: https://www.equinor.com/news/20250718-basf-and-equinor-confirm-strategic-partnership-and-sign-ten-year-natural-gas-supply-agreement

Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2024): Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942. Amtsblatt der Europäischen Union. Abrufbar unter: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj/deu

FÖS (2021a): Pricing methane: Implementing a methane pricing model for the EU gas market. Abrufbar unter: https://foes.de/en-us/publications/publication?tx_foespublications_listpublications%5Baction%5D=show&tx_foespublications_listpublications%5Bcontroller%5D=Publication&tx_foespublications_listpublications%5Bpublication%5D=267&cHash=ad477dc29f9001e00e041a1441326154

FÖS (2021b): Folgekosten der Klimakrise: Warum sie die gesellschaftliche Ungleichheit verstärken. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2021/2021-09_FOES_Policy_Brief_Folgekosten_Klimakrise.pdf

FÖS (2026): Teure Option für die Versorgungssicherheit: Die wahren Kosten von Strom aus Erdgas. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2026/2026-03-05_FOES_GPE_Kosten_Erdgas.pdf

FÖS, Öko-Institut (2021): Verteilungswirkungen eines fortschreitenden Klimawandels. Abrufbar unter: https://www.bmas.de/DE/Service/Publikationen/Forschungsberichte/fb-582-verteilungswirkungen-eines-fortschreitenden-klimawandels.html

Germanwatch (2026): Factsheet H2-ready. Abrufbar unter: https://www.germanwatch.org/sites/default/files/2026-03/Germanwatch_Factsheet_H2-ready_ist_nicht_gleich_wasserstofffaehig.pdf

Global Methan Pledge (2023): Global Methane Pledge. Abrufbar unter: https://www.globalmethanepledge.org/resources/global-methane-pledge

Handelsblatt (2023): So sichert sich BASF Flüssiggas aus den USA. Abrufbar unter: https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/lng-so-sichert-sich-basf-fluessiggas-aus-den-usa/29347628.html

Howarth, R. W. (2022): Methane emissions from the production and use of natural gas. Abrufbar unter: https://www.research.howarthlab.org/documents/Howarth2022_EM_Magazine_methane.pdf

Howarth, R. W. (2024a): The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States. In: Energy Science & Engineering. S. 1–17.

Howarth, R. W. (2024b): The greenhouse gas footprint of liquefied natural gas (LNG) exported from the United States. In: Energy Science & Engineering. Jg. 12, Nr. 11. S. 4843–4859.

IEA (2017): World Energy Outlook 2017. Abrufbar unter: https://iea.blob.core.windows.net/assets/4a50d774-5e8c-457e-bcc9-513357f9b2fb/World_Energy_Outlook_2017.pdf

IEA (2025): Global Methane Tracker 2025. Abrufbar unter: https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2025

IPCC (2019): 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

IPCC (2021): Summary for Policymakers. Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Abrufbar unter: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM.pdf

IPCC (2023): AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023. Abrufbar unter: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/

Öko-Institut (2026): Assessing the GHG reduction potential of the EU Methane Regulation (2024/1787) on imports of oil and gas (Working Paper 3/2026).

pv magazine (2025): Versorgungssicherheitsmonitoring sieht Bedarf von bis zu 35,5 Gigawatt an zusätzlichen steuerbaren Kapazitäten bis 2035. Abrufbar unter: https://www.pv-magazine.de/2025/09/03/versorgungssicherheitsmonitoring-sieht-bedarf-von-bis-zu-355-gigawatt-an-zusaetzlichen-steuerbaren-kapazitaeten-bis-2035/

RKI (2026): Hitze und Übersterblichkeit in Deutschland. Abrufbar unter: https://www.rki.de/DE/Themen/Gesundheit-und-Gesellschaft/Gesundheitliche-Einflussfaktoren-A-Z/H/Hitze/Bericht_Hitzemortalitaet.html

RWE (2022): RWE Supply & Trading und Sempra Infrastructure unterzeichnen Liefervertrag für Flüssiggas aus den USA. Abrufbar unter: https://www.rwe.com/presse/rwe-supply-and-trading/2022-12-28-rwest-und-sempra-infrastructure-unterzeichnen-liefervertrag-fuer-fluessiggas/

RWE (2026a): RWE strengthens partnerships with ADNOC and Masdar to enhance energy security in Germany and Europe. Abrufbar unter: https://www.rwe.com/en/press/rwe-ag/2026-02-06-rwe-strengthens-partnerships-with-adnoc-and-masdar/

RWE (2026b): RWE und Glenfarne unterzeichnen 20-jährigen Liefervertrag für Flüssiggas aus den USA. Abrufbar unter: https://www.rwe.com/presse/rwe-supply-and-trading/2026-01-15-rwe-und-glenfarne-unterzeichnen-20-jaehrigen-lng-liefervertrag/.

SEFE (2024a): SEFE and ConocoPhillips commence long-term gas partnership. Abrufbar unter: https://www.sefe-energy.eu/en/insights-resources/sefe-and-conocophillips-commence-long-term-gas-partnership/

SEFE (2024b): SEFE signs a long-term Heads of Agreement with ADNOC to buy 1 million tonnes per annum of LNG. Abrufbar unter: https://www.sefe.eu/en/media/newsroom/press-releases/press-release-detail_1024.html

SEFE (2025a): Delfin to supply SEFE with 1.5 million tonnes of US LNG per year. Abrufbar unter: https://www.sefe.eu/en/media/newsroom/press-releases/press-release-detail_908.html

SEFE (2025b): SEFE partners with Azerbaijan's SOCAR to import up to 15 TWh of natural gas per year. Abrufbar unter: https://www.sefe.eu/en/media/newsroom/press-releases/press-release-detail_960.html

SEFE (2026a): SEFE and Southern Energy sign LNG supply agreement for two million tonnes per year. Abrufbar unter: https://www.sefe.eu/en/media/newsroom/press-releases/press-release-detail_2368.html

SEFE (2026b): SEFE signs Heads of Agreement with Canada's Ksi Lisims LNG. Abrufbar unter: https://www.sefe.eu/en/media/newsroom/press-releases/press-release-detail_2688.html

Stern, N. H. (2006): Stern Review: The economics of climate change. Abrufbar unter: http://www.hm-treasury.gov.uk/d/bowes_1.pdf

The Guardian (2022): Germany agrees 15-year liquid gas supply deal with Qatar. Abrufbar unter: https://www.theguardian.com/world/2022/nov/29/germany-agrees-15-year-liquid-gas-supply-deal-with-qatar

UBA (2025): Handbuch Umweltkosten. Methodenkonvention 4.0. Dessau-Roßlau.

UBA (2026a): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2025. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/2026-03/16_2026_CC.pdf

UBA (2026b): Projektionsbericht 2026. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/2026-07/Projektionsbericht_2026_V2.pdf

Uniper (2018a): Uniper and SOCAR join together to increase energy efficiency in Azerbaijan. Abrufbar unter: https://www.uniper.energy/news/uniper-and-socar-join-together-to-increase-energy-efficiency-in-azerbaijan

Uniper (2018b): Uniper SE and Mitsui O.S.K. Lines enter into agreement on FSRU project in Wilhelmshaven, Germany, and one additional LNG transportation agreement. Abrufbar unter: https://www.uniper.energy/news/de/uniper-se-und-mitsui-osk-lines-schlieen-vereinbarung-uber-lng-terminal-in-wilhelmshaven-und-uber-zusatzlichen-lng-transport

Uniper (2024): Uniper and ConocoPhillips extend long-term gas supply partnership in Northwest Europe. Abrufbar unter: https://www.uniper.energy/news/uniper-and-conocophillips-extend-long-term-gas-supply-partnership-in-northwest-europe

Uniper (2025a): Uniper and Tourmaline sign long-term natural gas supply agreement. Abrufbar unter: https://www.uniper.energy/news/uniper-and-tourmaline-sign-long-term-natural-gas-supply-agreement

Uniper (2025b): Uniper and Woodside sign LNG supply agreements. Abrufbar unter: https://www.uniper.energy/news/uniper-and-woodside-sign-lng-supply-agreements

Urgewald (2024): Deutschlands dreckige Gasimporte. Abrufbar unter: https://klimareporter.de/images/dokumente/2024/02/Briefing_Gasimporte_final.pdf .

Venture Global (2025): Venture Global and SEFE Announce Expansion of LNG Partnership. Abrufbar unter: https://investors.ventureglobal.com/news/news-details/2025/Venture-Global-and-SEFE-Announce-Expansion-of-LNG-Partnership/default.aspx

Venture Global (2026): Venture Global and EnBW Announce New LNG Purchase Agreements. Abrufbar unter: https://investors.ventureglobal.com/news/news-details/2026/Venture-Global-and-EnBW-Announce-New-LNG-Purchase-Agreements/default.aspx

Wehnemann, K., Koßmann, M., Purr, K., Pagel, M., Steinbrenner, J., Balzer, F., Dreisbach, N., Hölting, P., Bolz, S., Hendzlik, M., Brand, K., Steinbach, A. (2026): Treibhausgas-Projektionen 2026 – Ergebnisse kompakt. Abrufbar unter: https://openumwelt.de/handle/123456789/11471.

Williams, J. P., Benmergui, J., Knapp, M., Omara, M., Himmelberger, A., Kyzivat, E., Weatherby, K., Lyke, B., Warren, J., MacKay, K., Ayvazov, S., Russi, M., LoFaso, N., Melendez, T., Miller, C. C., Roche, S., Sargent, M., Franklin, J., Nasr, M., Zhang, Z., Miller, D. J., Luo, B., Guanter, L., Hamburg, S. P., Wofsy, S. C., Gautam, R. (2026): Methane intensity and emissions across major oil and gas basins and individual jurisdictions using MethaneSAT observations. In: Atmospheric Chemistry and Physics. Jg. 26, Nr. 9. S. 5961–5981.