

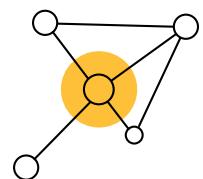
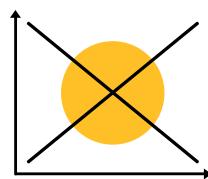
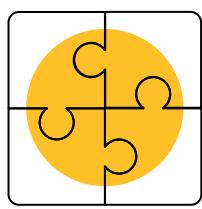
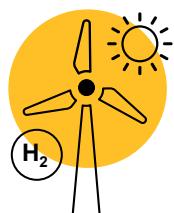
[EWI-Kurzstudie]

Dekarbonisierungsoptionen für steuerbare Kraftwerke

Perspektiven bis 2030

Gefördert durch: Förderinitiative Wasserstoff der Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V.

November 2025



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Ing. Ann-Kathrin Klaas

Michaele Diehl

Philipp Theile

Bitte zitieren als: EWI (2025). Dekarbonisierungsoptionen für steuerbare Kraftwerke - Perspektiven bis 2030

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Unter der Leitung von Sylwia Bialek-Gregory, Ph.D. (wissenschaftliche Geschäftsführerin) und Annette Becker (kaufmännische Geschäftsführung) erstellt ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern energieökonomische Analysen mit hoher Praxisrelevanz. Als Direktor steht Univ.-Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge dem Institut vor. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätstiftung und Mitglied der Johannes-Rau-Forschungsgemeinschaft (JRF). Die Institute der JRF werden vom Land NRW institutionell gefördert. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

1 Hintergrund.....	4
2 Berechnung der Stromgestehungskosten.....	5
3 Erneuerbarer Wasserstoff.....	7
4 Kohlenstoffarmer Wasserstoff	10
5 Erdgas mit CCS	14
6 Vergleich der Brennstoffoptionen.....	18
Literaturverzeichnis	22
Abkürzungsverzeichnis.....	25
Abbildungsverzeichnis	26
Tabellenverzeichnis.....	26
Anhang.....	27

1 Hintergrund

Gesicherte Erzeugungsleistung wird mit Fortschreiten der Energiewende zunehmend wichtiger, um die sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Allerdings erlauben aktuelle Untersuchungen bislang keine abschließenden Aussagen über den Umfang und die Zusammensetzung zusätzlicher gesicherter Leistung, die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in einem emissionsarmen Stromsystem notwendig wäre (EWI & BET, 2025). Gaskraftwerke könnten einen Teil der neu zu errichtenden gesicherten Leistung darstellen (BNetzA, 2025; ENTSO-E, 2024). Da die durchschnittliche Lebensdauer neu zu errichtender Gaskraftwerke etwa 30 Jahre beträgt, ist das Ziel der Klimaneutralität 2045 in Deutschland gemäß §3 KSG bereits jetzt relevant für die Wahl des Brennstoffs. Die vorliegende Kurzanalyse stellt in diesem Kontext die drei wichtigsten emissionsarmen Brennstoffoptionen vor: *erneuerbarer Wasserstoff*, *kohlenstoffarmer Wasserstoff* sowie *Erdgas mit Carbon Capture und Storage (CCS)*.

Die Analyse der drei Brennstoffoptionen schließt technische, wirtschaftliche und regulatorische Aspekte ein. Der Prozess beschreibt den Weg von der Primärenergie bis zur Stromerzeugung im Kraftwerk. Die Wirtschaftlichkeit wird anhand von Stromgestehungskosten abgeschätzt. Die Technologie wird über ihren technologischen Reifegrad und die Betrachtung erster Projekte bewertet. Bei der Infrastruktur werden der Transportbedarf von Wasserstoff, Erdgas und CO₂ und der damit verbundene Ausbau eingeordnet. Hier wird sowohl auf die Nutzung bestehender als auch auf den Bedarf für neue Transportinfrastruktur eingegangen. Zudem werden die betrachteten Fälle in den regulatorischen Kontext gesetzt und dargestellt, inwieweit eine Umsetzung der Optionen bereits heute möglich ist. Zuletzt wird die Emissionsbilanz inklusive verbleibender Restemissionen beschrieben.

Grundsätzlich kommen Gaskraftwerke als Gas- und -Dampfanlage (GuD) und als offene Gasturbine für die Bereitstellung gesicherter Leistung in Betracht (Fraunhofer ISE, 2024). Dabei haben GuD-Kraftwerke einen höheren Wirkungsgrad bei gleichzeitig höheren Investitionskosten (CAPEX). Sie sind daher gerade bei höheren Vollaststunden wirtschaftlich vorteilhaft, während offene Gasturbinen bei niedrigen Vollaststunden ein günstigeres Verhältnis von Investitions- zu Betriebskosten aufweisen. GuD-Kraftwerke werden zudem häufig als Kraft-Wärmekopplungs-Anlagen (KWK) ausgelegt, um gleichzeitig Fernwärme bereitzustellen (Fraunhofer ISE, 2025). Die vorliegende Analyse konzentriert sich auf Backup-Kraftwerke und damit auf die offene Gasturbine mit einem niedrigen Vollaststundenbereich von 1.000 bis 2.500 Stunden, da diese ausschließlich als Reserve genutzt werden (EWI, 2023).

Neben der Stromerzeugungstechnologie selbst sind der Transport der Brennstoffe sowie des CO₂ entscheidende Aspekte für die Bewertung der Optionen. Die Kurzstudie geht von einem Kraftwerksstandort in Deutschland aus. Die Produktion von *erneuerbarem Wasserstoff* erfolgt in den untersuchten Szenarien in Deutschland oder den Niederlanden, die Erdgas-Förderung, die Produktion von *kohlenstoffarmem Wasserstoff* und die CO₂-Speicherung in Norwegen.

2 Berechnung der Stromgestehungskosten

Vor dem Hintergrund der technischen und räumlichen Annahmen werden für die drei Brennstoffoptionen die Stromgestehungskosten berechnet. Stromgestehungskosten (engl. Levelized Cost of Electricity, LCOE) beschreiben die durchschnittlichen Kosten, die bei der Erzeugung einer Megawattstunde Strom entstehen. Dabei werden nicht nur die Investitionskosten für den Bau einer Anlage berücksichtigt, sondern auch Betrieb, Wartung, Brennstoffkosten sowie die erwartete Laufzeit und Auslastung (Fraunhofer ISE, 2024). Die Stromgestehungskosten werden wie folgt berechnet:

$$LCOE = \frac{\text{Annualisierte CAPEX} + \text{Fixe Betriebskosten}}{\text{Vollaststunden}} + \frac{\text{Brennstoff} + \text{Transport} + \text{Speicher}}{\text{Effizienz Kraftwerk}}$$

Strukturierungskosten liegen außerhalb des hier verwendeten Kostenbegriffs. Strukturierungskosten bezeichnen die Kosten, die bei der Verschiebung von Angebot und Nachfrage zu deren Ausgleich, beispielsweise durch die Speicherung von Wasserstoff, Erdgas oder Strom, anfallen.

Die in dieser Analyse ermittelten Stromgestehungskosten basieren auf Annahmen für einen Kraftwerksneubau und -betrieb im Jahr 2030. Die Berechnung erfolgt für 1.000 und 2.500 Vollaststunden sowie zwei Kostenszenarien: *niedrig* und *hoch*. Diese beschreiben die Spannbreite der Unsicherheiten hinsichtlich der Kostenannahmen. Für die Szenarien der Brennstoffkosten für *erneuerbaren Wasserstoff* wird eine Produktion in Deutschland (*hoch*) oder in den Niederlanden (*niedrig*) angenommen. Bei *kohlenstoffarmem Wasserstoff* unterscheiden sich die Brennstoffkosten durch die Annahme eines hohen bzw. niedrigen Erdgaspreises und durch hohe bzw. niedrige Investitionskosten der Steam Methane Reforming (SMR)-Anlage mit CO₂-Abscheidung. Bei *Erdgas mit CCS* unterscheidet sich ebenfalls der Erdgaspreis. Die Kostenszenarien für das H₂-Kraftwerk und das CH₄-Kraftwerk mit CCS-Anlage orientieren sich an Fraunhofer ISE (2024). Tabelle 1 fasst die Annahmen zu den Brennstoff- und Investitionskosten zusammen. Eine vollständige Übersicht findet sich in Tabelle 4 im Anhang.

Tabelle 1: Auswahl von Basisparametern für die Berechnung der Szenarien der Stromgestehungskosten

Quellen: Fraunhofer ISE, 2024; EWI, 2025a; EWI, 2025b; Hayat et al., 2024; IEA, 2023; NETL, 2022

	Parameter	Szenario hoch	Szenario niedrig
Erneuerbarer Wasserstoff	Brennstoffkosten	192 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}	132 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}
	Investitionskosten	1.149 € ₂₀₂₅ /kW	527 € ₂₀₂₅ /kW
Kohlenstoffarmer Wasserstoff	Brennstoffkosten	86 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}	51 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}
	Investitionskosten	1.149 € ₂₀₂₅ /kW	527 € ₂₀₂₅ /kW
Erdgas mit CCS	Brennstoffkosten	27 € ₂₀₂₅ /MWh	27 € ₂₀₂₅ /MWh
	Investitionskosten	3.635 € ₂₀₂₅ /kW	1.685 € ₂₀₂₅ /kW

Zusätzlich zu den Brennstoffkosten und den Investitionskosten fallen Transportkosten für CH₄, H₂ und CO₂ und Kosten für Kompression sowie Speicherung von CO₂ an. Diese werden in Tabelle 2 dargestellt. Die Kosten unterscheiden sich für die betrachteten Szenarien nicht. Für die Brennstoffoption *erneuerbarer Wasserstoff* wird ein onshore Wasserstofftransport von 300 km in Deutschland angenommen. Im Falle des Imports von *kohlenstoffarmem Wasserstoff* wird der Wasserstoff 1000 km offshore zwischen Norwegen und Deutschland sowie 300 km zum H₂-Kraftwerk innerhalb Deutschlands transportiert. Durch die H₂-Produktion in Norwegen fällt hier nur ein Transport des CO₂ von 50 km innerhalb Norwegens (onshore) sowie 300 km offshore zur Speicherstätte an. Bei *Erdgas mit CCS* fallen explizite Transportkosten für den Transport von Erdgas innerhalb Deutschlands von 300 km an. Zusätzlich wird das CO₂ nach der Abscheidung 300 km onshore bis zur Küste und anschließend 1000 km offshore zur Speicherstätte transportiert. Speicherkosten für die CO₂-Speicherung fallen für *Erdgas mit CCS* und für *kohlenstoffarmen Wasserstoff* an.

Tabelle 2: Überblick über szenariounabhängige Kosten

Quellen: EWI, 2025a; EWI, 2025b; Solomon et al., 2024

Parameter	Molekül	Kosten
Transport: Onshore	H ₂	0.01 € ₂₀₂₅ /km/MWh _{H2}
	CH ₄	0.01 € ₂₀₂₅ /km/MWh _{CH4}
	CO ₂	0.06 € ₂₀₂₅ /km/t _{CO2}
Transport: Offshore	H ₂	0.02 € ₂₀₂₅ /km/MWh _{H2}
	CO ₂	0.04 € ₂₀₂₅ /km/t _{CO2}
Kompression	CO ₂	16 € ₂₀₂₅ /t _{CO2}
Speicherung	CO ₂	9 € ₂₀₂₅ /t _{CO2}

Bei den Brennstoffoptionen *kohlenstoffärmer Wasserstoff* und *Erdgas mit CCS* verbleiben Restemissionen im System, die entweder nicht vollständig von der Abscheidungsanlage gebunden werden oder in den Vorketten bei Förderung und Transport entstehen. Nicht gebundene Emissionen an der Abscheidungsanlage sowie indirekte Emissionen, die durch den Betrieb der CO₂-Infrastruktur im Stromsystem entstehen, fallen unter den EU-Emissionshandel (EU ETS I) und werden mit dem entsprechenden CO₂-Preis verrechnet. Vorkettenemissionen, beispielsweise bei Förderung und Transport, sind nicht Teil des EU ETS I und werden somit bisher nicht bepreist.

Auf Basis der dargestellten Annahmen, werden Stromgestehungskosten für zwei Kostenszenarien und zwei Szenarien für die Vollaststunden im Rahmen dieser Kurzstudie berechnet und in den nachfolgenden Kapiteln für die drei Brennstoffoptionen diskutiert. Zusätzlich erfolgt die Analyse der Marktreife der relevanten Prozessschritte sowie des Infrastrukturbedarfs und der aktuellen Regulatorik.

3 Erneuerbarer Wasserstoff

Prozess

Für den Einsatz von *erneuerbarem Wasserstoff* (grüner Wasserstoff, produziert mittels Elektrolyse) in H₂-Kraftwerken geht diese Analyse davon aus, dass die zwei Kostenszenarien sich im Brennstoffbezug unterscheiden. Im ersten Szenario wird der Wasserstoff innerhalb Deutschlands produziert und anschließend zu einem H₂-Kraftwerk transportiert. Im zweiten Szenario wird der Wasserstoff in den Niederlanden produziert und nach Deutschland exportiert. Hier findet sowohl ein grenzüberschreitender als auch ein innerdeutscher Wasserstofftransport statt. In beiden Szenarien wird der Wasserstoff in einer offenen H₂-Gasturbine zur Stromerzeugung genutzt (siehe Abbildung 1). Durch die Wasserstoffproduktion mittels erneuerbarer Energien fallen keine Emissionen entlang der gesamten Prozesskette an.

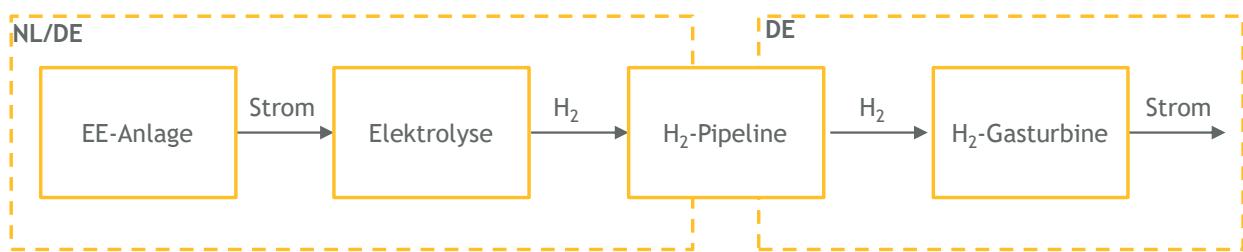


Abbildung 1: Prozessdiagramm der Brennstoffoption *erneuerbarer Wasserstoff*

Wirtschaftlichkeit

Die Stromgestehungskosten für den Einsatz von *erneuerbarem Wasserstoff* in einer offenen H₂-Turbine sind in Abbildung 2 für jeweils 1.000 und 2.500 Volllaststunden sowie die Kostenszenarien *niedrig* und *hoch* dargestellt. Die berechneten Stromgestehungskosten liegen zwischen 400 €₂₀₂₅/MWh_{el} und über 600 €₂₀₂₅/MWh_{el} je nach Szenario. Dabei weisen die Brennstoffkosten für *erneuerbaren Wasserstoff* mit über 75 % den höchsten Anteil auf. Da Investitionskosten und fixe Betriebskosten (FOM) des Kraftwerks vergleichsweise niedrig sind, werden die Stromgestehungskosten nur geringfügig von den Volllaststunden beeinflusst. Ein weiterer kleinerer Kostenbestandteil sind die H₂-Transportkosten für den Import nach bzw. innerhalb Deutschlands.

Die Kosten von *erneuerbarem Wasserstoff* sind stark von den H₂-Potenzialen und H₂-Transportkosten abhängig. Geringere Produktionskosten im europäischen Ausland könnten die Brennstoffkosten gegenüber in Deutschland produziertem Wasserstoff senken, gleichzeitig besteht hier eine höhere Importabhängigkeit. In den betrachteten Kostenszenario *niedrig* liegen die Produktionskosten in den Niederlanden mit ca. 150 €₂₀₂₅/MWh_{H2} unter denen in Deutschland (Kostenszenario *hoch*, ca. 210 €₂₀₂₅/MWh_{H2}). Hinzu kommen Transportkosten zwischen den Niederlanden und Deutschland in Höhe von 8 €₂₀₂₅/MWh_{H2}. Die Annahmen basierend auf dem EWI Global PtX Cost Tool und gelten für das Jahr 2030 (EWI, 2025a). Bis 2045 könnten insbesondere die Produktionskosten für grünen Wasserstoff in Deutschland und Europa um circa 30 % sinken im Vergleich zu 2030 (EWI, 2025a), sodass auch die Stromgestehungskosten niedriger ausfallen könnten.

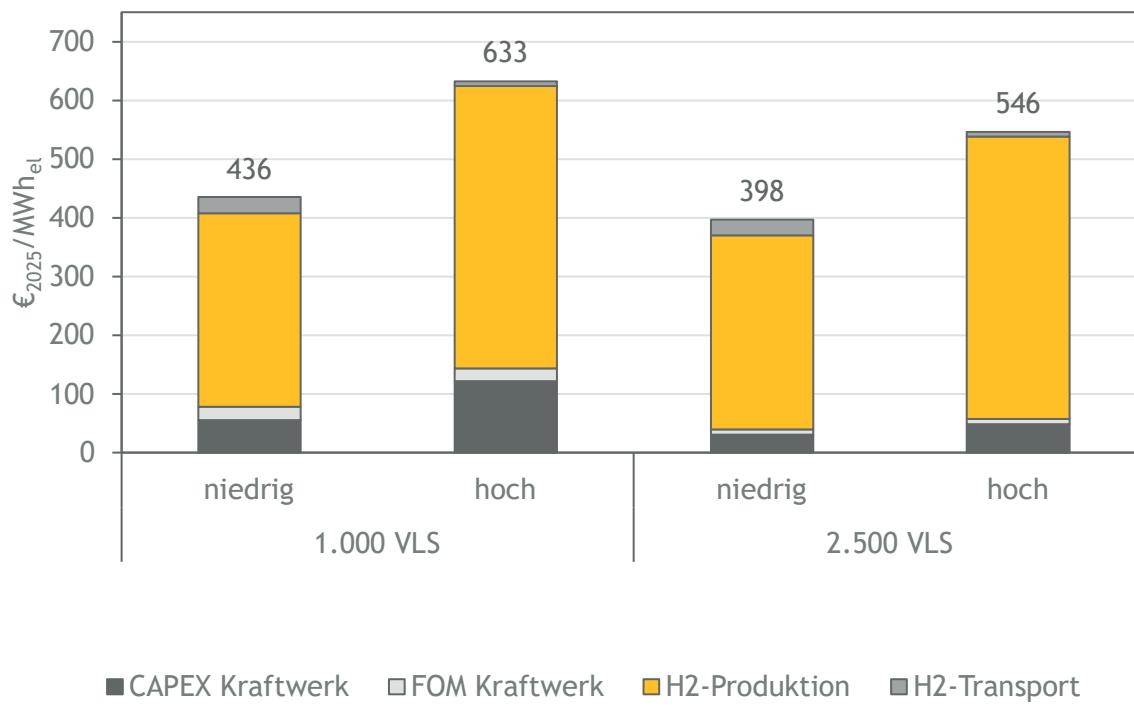


Abbildung 2: Stromgestehungskosten der Brennstoffoption erneuerbarer Wasserstoff

Technologie

Bei der Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse fallen keine direkten Emissionen an. Bei der Verwendung von erneuerbaren Energien für die Stromgewinnung fallen außerdem keine Emissionen in der Vorkette an. Der technologische Reifegrad der Elektrolyse liegt je nach Verfahren bei 8-9 (von 11) (IEA, 2025), somit befinden sich Elektrolyseprojekte am Anfang des kommerziellen Betriebs. Die Kriterien für die Erzeugung von *erneuerbarem Wasserstoff* werden in der *Delegated regulation on Union methodology for the production of renewable liquid and gaseous fuels of nonbiological origin* innerhalb der Renewable Energy Directive II festgelegt (Europäische Kommission, 2023).

Wasserstoff ermöglicht als saisonaler Speicher die zeitliche Entkopplung von volatiler EE-Erzeugung und Strombedarf. In Phasen eines Produktionsdefizits kann die bedarfsgerechte Rückverstromung des gespeicherten Wasserstoffs in H₂-Kraftwerken erfolgen. H₂-Kraftwerke werden derzeit in sogenannte H₂-ready Kraftwerke und reine H₂-Kraftwerke unterteilt. Erste H₂-Ready Kraftwerke befinden sich im Bau oder wurden bereits in Betrieb genommen (EnBW, 2025). Großkalige H₂-Kraftwerke befinden sich in der Entwicklungsphase, erste Projekte sind für die nächsten Jahre geplant (Agora Energiewende, 2022; IEA, 2025). In der Analyse wird eine Spannweite der Investitionskosten des Kraftwerks im Rahmen der beiden Kostenszenarien untersucht, da die zukünftige Kostenentwicklung sehr hohen Unsicherheiten unterliegt (vgl. Tabelle 1).

Infrastrukturanforderungen

Der Transport von Wasserstoff kann über den Neubau von Wasserstoffpipelines sowie die Umwidmung bestehender Erdgaspipelines erfolgen. Innerhalb Deutschlands ist der Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes mit über 9.000 km Pipelines bis 2032 geplant (FNB Gas, 2024). Wird der Wasserstoff in Deutschland produziert, ist keine internationale Infrastruktur notwendig. Für den

Import von *erneuerbarem Wasserstoff* aus den Niederlanden wären eine internationale Kooperation und ein entsprechendes Wasserstoffnetz notwendig. Derzeit ist mit dem Delta Rhine Corridor eine erste grenzüberschreitende H₂-Pipeline zwischen Deutschland und den Niederlanden für 2031/32 geplant. Eine finale Investitionsentscheidung liegt bisher nicht vor (OGE, 2025).

4 Kohlenstofffarmer Wasserstoff

Prozess

Für die Brennstoffoption *kohlenstofffarmer Wasserstoff* wird in diesem Szenario die Produktion mittels Dampfreformierung (SMR) mit CO₂-Abscheidung aus fossilem Erdgas untersucht. Der Wasserstoff, der über diese Route produziert wird, wird auch blauer Wasserstoff genannt. In dem vorliegenden Szenario erfolgt die Produktion des *kohlenstofffarmen Wasserstoffs* in Norwegen. Als Teil des CCS-Prozesses wird dabei CO₂ abgeschieden und ebenfalls in Norwegen offshore gespeichert. Hierbei wird eine Abscheidungsrate von 95 % angenommen. Nicht abgeschiedenes CO₂ entweicht in die Atmosphäre. Der *kohlenstoffarme Wasserstoff* wird in diesem Szenario via Pipeline nach Deutschland transportiert und in einem H₂-Kraftwerk (siehe Kapitel 3) in Deutschland verwendet. In der folgenden Analyse wird auch die Option diskutiert, Erdgas zu importieren und den *kohlenstoffarmen Wasserstoff* in Deutschland zu produzieren.

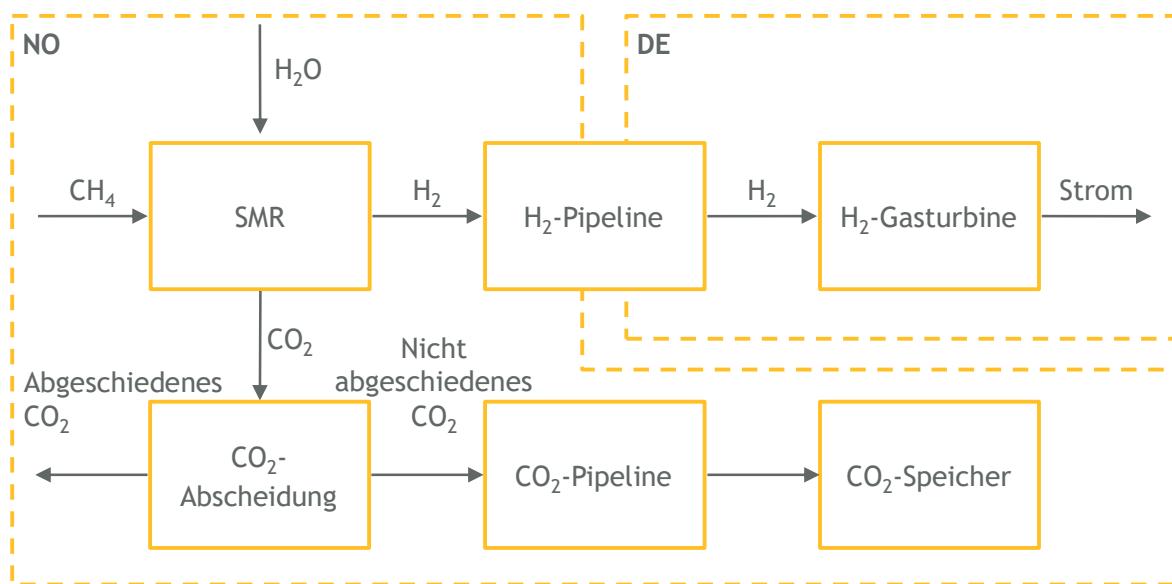


Abbildung 3: Prozessdiagramm der Brennstoffoption *kohlenstofffarmer Wasserstoff*

Wirtschaftlichkeit

In Abbildung 4 werden die Stromgestehungskosten für die Brennstoffoption *kohlenstofffarmer Wasserstoff* in den beiden Szenarien dargestellt. Diese liegen bei 1.000 Vollaststunden zwischen ca. 300 €₂₀₂₅/MWh_{el} und 460 €₂₀₂₅/MWh_{el}, bei 2.500 Vollaststunden zwischen ca. 270 €₂₀₂₅/MWh_{el} und 390 €₂₀₂₅/MWh_{el}. Die Brennstoffkosten sind der größte Kostentreiber für die Stromgestehungskosten. Die Investitionskosten des Kraftwerks machen, wie auch bei *erneuerbarem Wasserstoff*, einen niedrigeren Anteil aus, vor allem bei hohen Vollaststunden. CO₂-Speicherung, Transport und CO₂-Emissionen führen zu weiteren Kosten, wobei die Speicherung des CO₂ den kleinsten Anteil verursacht.

Die Brennstoffkosten für *kohlenstofffarmen Wasserstoff* liegen im Szenario *niedrig* bei ca. 130 €₂₀₂₅/MWh_{el}, im Szenario *hoch* bei über 200 €₂₀₂₅/MWh_{el}. Die Variation in den Kosten unterliegt vor allem Unsicherheiten bei den Kosten der Erdgasbeschaffung. Hier wird zwischen einem

Erdgaspreis von 27 €/MWh und 45 €/MWh unterschieden. Zum anderen werden die Stromgestehungskosten von den Kosten für die SMR-Anlage mit CCS getrieben, welche starken Unsicherheiten unterliegen (EWI, 2025b).

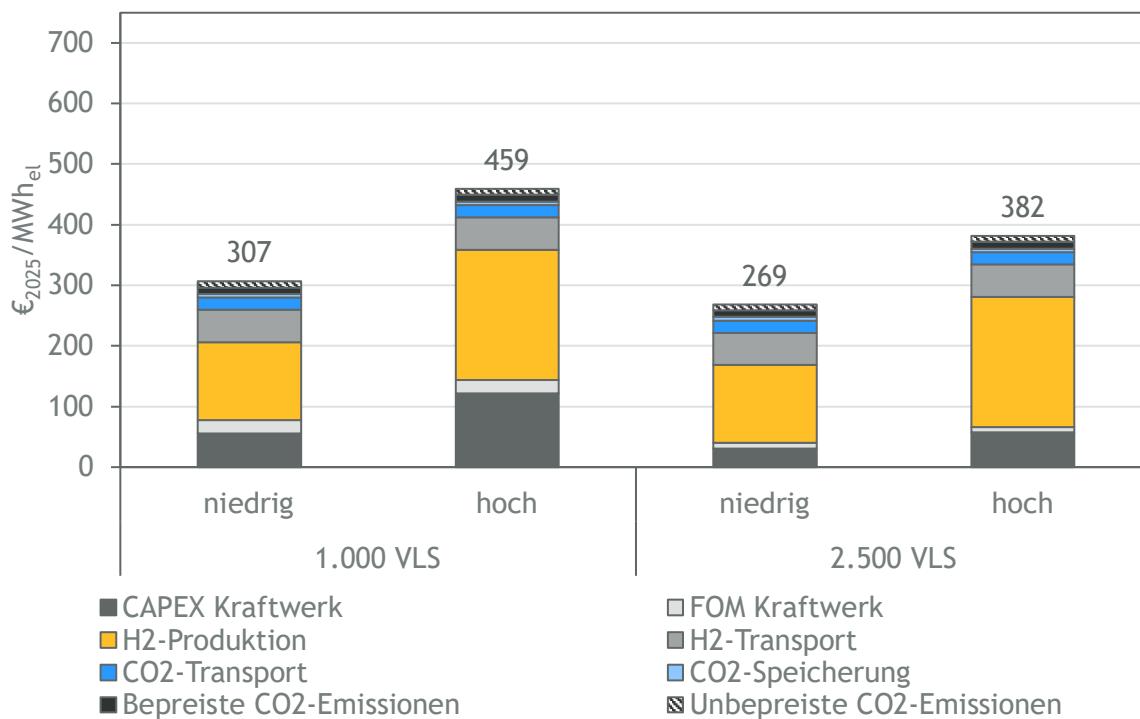


Abbildung 4: Stromgestehungskosten der Brennstoffoption *kohlenstofffarmer Wasserstoff*

Neben der Produktion von *kohlenstofffarmem Wasserstoff* in Norwegen wird auch diskutiert, Erdgas zu importieren und die SMR-Anlage mit CCS in Deutschland zu betreiben. Dadurch könnten die Stromgestehungskosten etwas niedriger ausfallen, da der Transportbedarf von Wasserstoff deutlich sinkt. Der Transportbedarf für CO₂ würde allerdings steigen, wenn die Speicherung in Norwegen stattfindet. Wenn das CO₂ in Deutschland statt in Norwegen gespeichert wird, könnten die Stromgestehungskosten nochmals reduziert werden, da weniger CO₂-Transportkosten anfallen würden. Aktuell gibt es zwei Projekte für die Produktion von *kohlenstofffarmem Wasserstoff* in Deutschland, die beide noch keine FID aufweisen (EWI, 2025b).

Technologie

Bei der Produktion von *kohlenstofffarmem Wasserstoff* reagiert Methan mit Wasserdampf in einer SMR-Anlage zu Wasserstoff und CO₂. Das entstehende CO₂ wird abgeschieden und gespeichert. Eine EU-weite Definition für *kohlenstofffarmen Wasserstoff* wurde im Juli 2025 im Rahmen eines delegierten Rechtsakts veröffentlicht, die finale Konsultation liegt noch beim Europäischen Parlament und Rat (Europäische Kommission, 2025). Derzeit liegt der technologische Reifegrad von SMR-Anlagen mit CO₂-Abscheideraten über 90 % bei 5-6 (von 11), also in der Phase großskaliger Prototypen (IEA, 2025). Marktreife Anlagen sind bisher nicht in Betrieb (EWI, 2025b). Die Kosten einer SMR-Anlage mit CCS werden in den betrachteten Szenarien aufgrund der hohen Unsicherheiten zwischen ca. 750 €₂₀₂₅/MWh_{H2} und 1.300 €₂₀₂₅/MWh_{H2} variiert (IEA, 2023; NETL, 2022). Die Investitionskosten der Anlage könnten u. a. durch eine Skalierung der Anlage in Zukunft

sinken. Vor allem bei hohen Volllaststunden kann das zu niedrigeren Stromgestehungskosten führen.

Es wird angenommen, dass die CCS-Anlage 95 % des entstehenden CO₂ abscheidet, welches mittels einer Pipeline zu einer offshore Speicherstätte transportiert wird. Im betrachteten Szenario sind dies ca. 0,7 t CO₂/MWh_{el}. Restemissionen fallen sowohl in der Anlage als auch durch den Transport des abgeschiedenen CO₂ und die Förderung des Erdgases an.

Infrastrukturanforderungen

Wird der *kohlenstoffarme Wasserstoff* in Norwegen produziert, werden sowohl internationale, als auch nationale Wasserstoffpipelines innerhalb Norwegens und Deutschlands benötigt. Hierfür liegt der Kostenanteil in den betrachteten Szenarien bei über 50 €₂₀₂₅/MWh_{el}. Der Aufbau der dafür benötigten Wasserstoff-Infrastruktur unterliegt Unsicherheiten. Während ein Wasserstoffkernnetz innerhalb Deutschlands geplant ist, wurde der geplante Bau einer Pipeline für den Transport von *kohlenstoffarmem Wasserstoff* zwischen Deutschland und Norwegen zuletzt gestoppt (Handelsblatt, 2024; FNB Gas, 2024). Alternativ besteht die Möglichkeit, Erdgas aus Norwegen via bestehender Pipelines nach Deutschland zu transportieren, in Deutschland zu Wasserstoff umzuwandeln und das CO₂ in Deutschland oder Norwegen zu speichern (EWI, 2025b). In diesem Fall wäre außerdem ein internationaler Transport von CO₂ oder eine nationale Speicherung von CO₂ notwendig, vergleichbar mit der Brennstoffoption *Erdgas mit CCS*. Die regulatorischen Voraussetzungen sind hierfür derzeit jedoch noch nicht gegeben (vgl. Kapitel 5). Zudem ergibt sich in beiden Fällen eine Importabhängigkeit von Erdgas oder *kohlenstoffarmem Wasserstoff*.

In den hier betrachteten Szenarien finden die CO₂-Abscheidung und Speicherung in Norwegen statt. Hierdurch ist nur innerhalb Norwegens eine CO₂-Infrastruktur notwendig. Der Kostenanteil für den Transport von CO₂ beläuft sich in dieser Analyse auf 20 €₂₀₂₅/MWh_{el}. Die Kosten für den Transport und die Speicherung von CO₂ unterliegen Unsicherheiten. Für geringe Transportkosten ist eine hohe Auslastung entscheidend. Wenn keine Pipelineinfrastruktur vorhanden ist, kann der Transport auch via Schiff erfolgen. Das könnte jedoch aufgrund höherer spezifischer Transportkosten zu höheren Stromgestehungskosten führen.

Die Kosten für die CO₂-Speicherung hängen von vier wesentlichen Faktoren ab: geologische Eigenschaften, Skalierung, Finanzierungsmöglichkeiten, und Überwachungsanforderungen. Durch die geologischen Eigenschaften wird das mögliche Gesamtvolumen des CO₂-Speichers, die maximale CO₂-Einspeicherungsrate pro Bohrung und die Anzahl an Bohrungen bestimmt. Die Kosten für die CO₂-Speicherung werden für beide betrachteten Szenarien mit 9 €₂₀₂₅/MWh_{el} veranschlagt, wobei die Annahme von einer Einspeicherung von 6 Mt CO₂/Jahr unterliegt (Solomon et al., 2024). Die Regulierung der CO₂-Speicherung in Norwegen ist weit fortgeschritten, sodass neben der CO₂-Abscheidung und dem Transport, die Speicherung innerhalb Norwegens bereits heute möglich ist (Ministry of Petroleum and Energy, 2015). Im August 2025 wurde *Northern Lights* als erstes Transport- und Speicherprojekt in Norwegen in Betrieb genommen. Dieses umfasst neben der offshore Speicherung von bis zu 5 Mt CO₂/Jahr, ebenfalls den Transport via Schiff sowie perspektivisch mit einer 110 km langen Pipeline (Total Energies, 2025). Bei einer Abscheidung von ca. 0,7 t CO₂/MWh_{el}, könnte mit dieser Einspeicher-Kapazität ca. 7,5 TWh Strom pro Jahr produziert werden. Innerhalb der EU sind Speicherprojekte zum Beispiel in den

Niederlanden geplant. Hierzu gehört das Projekt Porthos, welches ca. 2,5 Mt CO₂/Jahr ab 2026 speichern soll (Port of Rotterdam, 2025).

Restemissionen

Neben den nicht abgeschiedenen CO₂-Emissionen der SMR-Anlage entstehen Emissionen durch Leckagen bei der CH₄-Förderung, sowie dem Transport von Erdgas und CO₂. Die Restemissionen belaufen sich insgesamt auf ca. 0,14 t CO₂/MWh_{el}. Für ein klimaneutrales Energiesystem werden CO₂-Senken für die Kompensation dieser Emissionen benötigt. Nur etwa die Hälfte der Restemissionen unterliegen aktuell dem EU ETS. Die bepreisten CO₂-Emissionen verursachen Kosten in Höhe von 11 €₂₀₂₅/MWh_{el}. Die Kosten für aktuell unbepreisten CO₂-Emissionen würden sich beim gleichen CO₂-Preis von 145 €/t CO₂ auf 10 €₂₀₂₅/MWh_{el} belaufen. Aufgrund der direkten und indirekten Restemissionen wären bei einem Einsatz dieser Brennstoffoption Negativemissionen im Gesamtsystem notwendig, um die Klimaneutralität zu gewährleisten.

5 Erdgas mit CCS

Prozess

Für die Verwendung von *Erdgas* in Gaskraftwerken *mit CCS*, wird in dieser Analyse angenommen, dass Erdgas in Norwegen gefördert und nach Deutschland transportiert wird (siehe Abbildung 5). Dort wird am Gaskraftwerk Strom erzeugt und das CO₂ abgeschieden, wobei nur ein Teil der CO₂-Emissionen gebunden werden kann. Der Transport des abgeschiedenen CO₂ erfolgt über Pipelines zurück nach Norwegen zur Offshore-Speicherung.

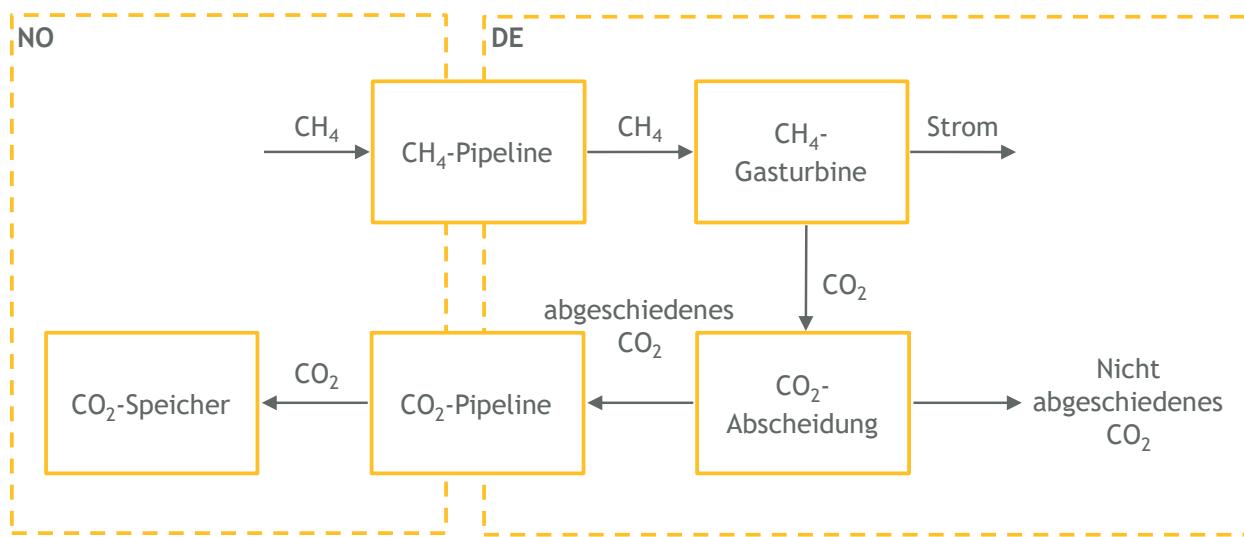


Abbildung 5: Prozessdiagramm der Brennstoffoption *Erdgas mit CCS*

Wirtschaftlichkeit

Abbildung 6 stellt die Stromgestehungskosten einer CH₄-Gasturbine mit CO₂-Abscheidungsanlage dar. Wesentliche Kostenbestandteile sind die Investitionskosten der Gasturbine mit CO₂-Abscheidung, sowie die Kosten für Förderung und Transport von Erdgas und CO₂-Transport. Erreicht die Gasturbine 1.000 Vollaststunden im Jahr, könnten die Stromgestehungskosten zwischen ca. 350 €₂₀₂₅/MWh_{el} und 660 €₂₀₂₅/MWh_{el} liegen. Im Falle höherer Vollaststunden von 2.500 sind die Stromgestehungskosten mit knapp 240 €₂₀₂₅/MWh_{el} im niedrigen Szenario und ca. 410 €₂₀₂₅/MWh_{el} im Kostenszenario *hoch* deutlich geringer. Die hohe Kapitalkostenintensität des Kraftwerks führt zu hohen Stromgestehungskosten bei niedrigen Vollaststunden.

Bei der Brennstoffoption *Erdgas mit CCS* stellen die Investitionskosten des Kraftwerks den größten Kostentreiber dar. Wird die CO₂-Abscheidungsanlage, wie im betrachteten Fall, direkt an der Gasturbine installiert, bestimmen die Vollaststunden der Gasturbine den Betrieb der Abscheidungsanlage. Bei 1.000 Vollaststunden entfallen mehr als die Hälfte der Stromgestehungskosten auf die Investition in eine Gasturbine mit CO₂-Abscheidungsanlage. Die Investitionskosten beider Anlagen erhöhen daher bei niedrigen Vollaststunden die Stromgestehungskosten signifikant. Eine Kombination von CH₄-Gaskraftwerk und CO₂-Abscheidungsanlage zeigt geringere Stromgestehungskosten, je mehr Vollaststunden erzielt werden können.

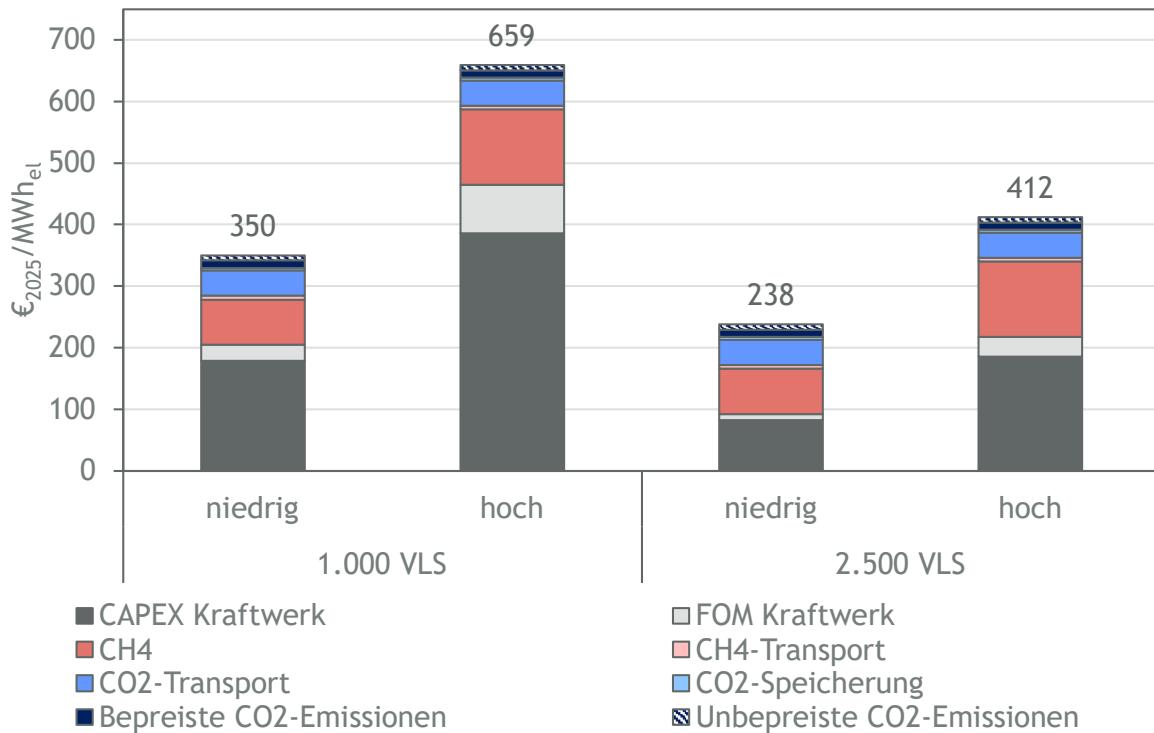


Abbildung 6: Stromgestehungskosten der Brennstoffoption *Erdgas mit CCS*

Technologie

Für die CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken sind grundsätzlich drei Verfahren möglich: eine vorgeschaltete Abscheidung (*pre-combustion*), eine Verbrennung mit Sauerstoff (*oxyfuel-Verfahren*) oder eine nachgeschaltete Abscheidung (*post-combustion*) (Hilgers und Schilling, 2024). IEA (2025) bewertet den technologischen Reifegrad einer nachgeschalteten Abscheidung mit 8 (von 11). Demnach gibt es erste kommerzielle Demonstrationsprojekte, aber keine vollständige Marktintegration. Aufgrund der nur vereinzelt verfügbaren Erfahrungswerte in der wirtschaftlichen Umsetzung der Technologie, besteht eine große Unsicherheit hinsichtlich der Investitionskosten in der Literatur (Hayat et al., 2024). Die in der Analyse angenommenen Investitionskosten der offenen Gasturbine mit CO₂-Abscheidungsanlage basieren auf Fraunhofer ISE (2024) und Hayat et al. (2024) und werden zwischen ca. 1.700 €₂₀₂₅/kW und 3.600 €₂₀₂₅/kW variiert. Dabei wird eine CO₂-Abscheidungsrate von 90 % angenommen (Hayat et al., 2024). Das führt zu Emissionsmengen von 0.5 tCO₂/MWh_{el}, die abgeschieden, transportiert und gespeichert werden müssen.

Infrastrukturanforderungen

Neben den Kapitalkosten und dem CH₄-Preis bestimmen der CO₂-Transport und die CO₂-Speicherung die Stromgestehungskosten einer Gasturbine mit CCS. Der CO₂-Transport findet in den analysierten Szenarien vom Kraftwerksstandort über eine Onshore-Pipeline in Deutschland und eine offshore Pipeline zur CO₂-Lagerstätte in Norwegen statt. Die Kosten des Transports betragen hier in allen Betrachtungsfällen 41 €₂₀₂₅/MWh_{el}. Wenn keine Pipeline zur Verfügung steht, ist ein Transport des CO₂ per Schiff möglich (Northern Lights, 2024). Grundsätzlich ist der Schiffstransport betriebskostenintensiver als der Transport via Pipelines (FFE, 2024; IEA, 2020).

In diesem Betrachtungsfall könnten die Kosten durch den Schiffstransport über den Kosten des hier unterstellten Pipelinetransports liegen.

Der Betrachtungsfall einer CO₂-Abscheidungsanlage an einer CH₄-Gasturbine in Deutschland mit Rücktransport nach Norwegen setzt voraus, dass Europa den CO₂-Transport zwischen Ländern zur Speicherung erlaubt. Bisher untersagt das London Protokoll Offshore-Transport und Speicherung von CO₂ (IMO, 2025). Ein Änderungsbeschluss aus dem Jahr 2009 würde das London Protokoll anpassen, um den CO₂ Transport zu erlauben (London Convention, 2009). Bislang haben 10 der benötigten 36 Länder den Beschluss ratifiziert. In der Zwischenzeit ist es Staaten möglich, den Beschluss vorläufig anzuwenden, sofern sie den Änderungsschluss ratifiziert haben, dies bei der International Maritime Organisation (IMO) angemeldet und mit dem empfangenden Staat eine Vereinbarung getroffen haben (UBA, 2025). Beispielsweise haben Dänemark und Belgien Vereinbarungen zum grenzüberschreitenden CO₂-Transport getroffen (Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, 2022). Die Bundesregierung hat einen Gesetzentwurf zur Ratifizierung des Änderungsbeschlusses vorgelegt (BMUKN, 2025).

Innerhalb Deutschlands ist der CO₂-Transport via Pipeline bislang nicht erlaubt. Der Bundestag berät daher derzeit einen Gesetzesentwurf zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) (Bundesregierung, 2025), mit dem klare Verfahrensregeln für CO₂-Pipelines und -Speicher festgelegt werden sollen. Damit wäre der Betrieb von CO₂-Leitungen innerhalb Deutschlands in Zukunft rechtlich zulässig. Dieser wurde am 11. September 2025 im Bundestag beraten und am 13. Oktober 2025 in einer Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie von Sachverständigen bewertet (Bundestag, 2025). Dabei sprach sich allerdings die Mehrheit der Sachverständigen dafür aus, Gaskraftwerke von der Novellierung auszuschließen. Die nächste und abschließende Beratung im Bundestag findet am 06. November 2025 statt (Bundestag, 2025).

Bei dieser Brennstoffoption werden weiterhin Pipelines für den Transport des CH₄ verwendet und zusätzlich Pipelines für den Transport des CO₂ errichtet. Eine Umwidmung bestehender CH₄-Leitungen ist in dieser Betrachtung aufgrund der Weiternutzung nicht möglich, sodass die CO₂-Infrastruktur parallel zur CH₄-Infrastruktur vollständig neu errichtet werden müsste.

Wie bei der Brennstoffoption *kohlenstoffärmer Wasserstoff* wird wie bei der Option *Erdgas mit CCS* eine Speicherung des abgeschiedenen CO₂ in Norwegen unterstellt. Die CO₂-Speicherkosten werden dabei mit 9 €₂₀₂₅/MWh_{el} angesetzt für die Einspeicherung der 0,5 tCO₂/MWh_{el}. Eine Speicherung in Norwegen setzt voraus, dass der internationale CO₂-Transport zulässig ist, Norwegen bereit ist, CO₂ zur Speicherung zu importieren, und über ausreichend Speicherkapazitäten verfügt. Eine Alternative zum CO₂-Export wäre eine Speicherung des CO₂ in Deutschland. Der Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung des KSpG sieht eine offshore-CO₂-Speicherung auf dem Gebiet des Festlandsockels und der ausschließlichen Wirtschaftszone vor (Bundesregierung, 2025). Eine Opt-in-Klausel ermöglicht es den Bundesländern, die dauerhafte onshore-Speicherung über Landesgesetze zu erlauben. Mit der Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes wäre es somit möglich, den CO₂-Transportbedarf im vorliegenden Szenario und damit auch die Stromgestehungskosten zu reduzieren.

Restemissionen

Die Abscheidungsanlage an dem CH₄-Kraftwerk bindet 90 % der CO₂-Emissionen. Ausgehend von einem Emissionspreis von 145 €₂₀₂₅/tCO₂ (Ariadne, 2022) betragen die bepreisten CO₂-Emissionen 12 €₂₀₂₅/MWh_{el}. Weitere Emissionen fallen bei der Förderung und Transport des CH₄ sowie beim Transport des CO₂ an (EWI, 2025b). Würden diese Emissionsmengen mit dem gleichen CO₂-Preis bepreist werden, würden weitere 8 €₂₀₂₅/MWh_{el} anfallen. Mit dieser Brennstoffoption werden weiterhin direkte und indirekte CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung freigesetzt. Die Klimaneutralität wäre somit nur durch zusätzliche Negativemissionen erreichbar.

6 Vergleich der Brennstoffoptionen

Diese Kurzstudie untersucht drei Dekarbonisierungsoptionen für steuerbare Kraftwerke - *erneuerbarer Wasserstoff*, *kohlenstoffärmer Wasserstoff* und *Erdgas mit CCS* - hinsichtlich ihres Prozesses, ihrer Wirtschaftlichkeit, Technologie, Infrastrukturanforderungen und Restemissionen. Tabelle 3 zeigt eine Zusammenfassung der Ergebnisse für ausgewählte Aspekte.

Tabelle 3: Vergleich der Brennstoffoptionen anhand ausgewählter Aspekte

	Erneuerbarer Wasserstoff	Kohlenstoffärmer Wasserstoff	Erdgas mit CCS
Prozess	Wasserstoffproduktion mit Elektrolyse, Rückverstromung im H ₂ -Kraftwerk	Wasserstoffproduktion mit SMR-Anlage mit CO ₂ -Abscheidung, Verstromung mit H ₂ -Kraftwerk	Verstromung mit Gaskraftwerk mit CO ₂ -Abscheidung
Wirtschaftlichkeit	1000 VLS: hohe LCOE 2500 VLS: mittlere LCOE Treiber: Brennstoffkosten	1000 VLS: mittlere LCOE 2500 VLS: niedrige LCOE Treiber: Brennstoffkosten	1000 VLS: hohe LCOE 2500 VLS: niedrige LCOE Treiber: Investitionskosten
Technologie	Elektrolyse: Hohes TRL H ₂ -Kraftwerk: Niedriges TRL	SMR mit CCS: Mittleres TRL H ₂ -Kraftwerk: Niedriges TRL	CH ₄ -Kraftwerk mit CCS: Mittleres TRL
Infrastruktur-anforderungen	Eine Pipeline (H ₂), national und ggf. international	Drei Pipelines an SMR-Anlage (CH ₄ , H ₂ und CO ₂), international; Eine Pipeline am Kraftwerk (H ₂), national	Zwei Pipelines (CH ₄ und CO ₂), international
Rest-emissionen	Keine	Emissionen bei CH ₄ -Förderung und -Transport sowie bei CO ₂ -Abscheidung und -Transport	Emissionen bei CH ₄ -Förderung und -Transport sowie bei CO ₂ -Abscheidung und -Transport
Import-abhängigkeit	Heimische Produktion möglich	CH ₄ - oder H ₂ -Import notwendig	CH ₄ -Import notwendig
Strukturierung	Notwendig durch volatile Erzeugung und flexible Nachfrage	Notwendig durch konstantes Lieferprofil und flexible Nachfrage	Notwendig durch konstantes Lieferprofil und flexible Nachfrage
Schluss-folgerung	Abschließender Vergleich nur mit einer Gesamtsystembetrachtung hinsichtlich Auslastung, Strukturierung und Infrastrukturbedarf inkl. Synergien und Konkurrenz zu anderen Sektoren möglich		

Wirtschaftlichkeit. Die untersuchten Brennstoffoptionen unterliegen Unsicherheiten hinsichtlich ihrer Kosten und der Verfügbarkeit von Brennstoffen und Technologien. Insbesondere die jährlichen Betriebsstunden und die Brennstoffkosten determinieren die Wettbewerbsfähigkeit der jeweiligen Technologien. Die Stromgestehungskosten eines Gaskraftwerks mit der jeweiligen

Brennstoffoption im Jahr 2030 dienen als Indikator für die Wirtschaftlichkeit. *Kohlenstofffarmer Wasserstoff* könnte mit Stromgestehungskosten von circa 310 €₂₀₂₅/MWh_{el} bis 460 €₂₀₂₅/MWh_{el} bei 1.000 Vollaststunden und etwa 270 €₂₀₂₅/MWh_{el} bis 380 €₂₀₂₅/MWh_{el} bei 2.500 Vollaststunden die niedrigsten Stromgestehungskosten aufweisen. Mit 440 €₂₀₂₅/MWh_{el} liegen die Kosten *erneuerbaren Wasserstoffs* bei 1.000 Vollaststunden und im niedrigen Kostenszenario in einer ähnlichen Größenordnung wie die des *kohlenstofffarmen Wasserstoffs*. Unter den betrachteten Optionen weist *Erdgas mit CCS* die größte Unsicherheit auf. So erreichen die Stromgestehungskosten bei 2.500 Vollaststunden mit circa 240 €₂₀₂₅/MWh_{el} bis 410 €₂₀₂₅/MWh_{el} einen ähnlichen Kostenbereich wie *kohlenstofffarmer Wasserstoff*, während sie bei 1.000 Vollaststunden zwischen 350 €₂₀₂₅/MWh_{el} und 660 €₂₀₂₅/MWh_{el} liegen.

Treiber der Stromgestehungskosten ist die Kostenstruktur der drei betrachteten Brennstoffoptionen. Während die Option *Erdgas mit CCS* investitionskostenintensiv ist, werden die Kosten für die Optionen *erneuerbarer* und *kohlenstofffarmer Wasserstoff* stärker von den Brennstoffkosten bestimmt. Bei geringeren Vollaststunden liegen daher die Stromgestehungskosten von *kohlenstofffarmem Wasserstoff* unter den Kosten für *Erdgas mit CCS*. Bei einem Anstieg der Vollaststunden sinkt der Einfluss der Investitionskosten, sodass die Stromgestehungskosten insbesondere bei *Erdgas mit CCS* sinken. Wichtig ist auch die Unsicherheit im Bezug auf den Zeithorizont. Die Investitionskosten sind zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung bekannt, die zukünftigen Brennstoffkosten und Vollaststunden unterliegen jedoch auch während der Lebensdauer des Kraftwerks hohen Unsicherheiten.

Technologie. Die Technologien zur Verarbeitung von Wasserstoff und CO₂ sind grundsätzlich Gegenstand weiterer Entwicklung. Während die Elektrolyse bereits eine hohe technologische Reife aufweist, steht die Anwendung in großskaligen H₂-Kraftwerken am Anfang ihrer Entwicklung. Gleiches gilt für die Technologien zur Abscheidung von CO₂ aus fossilen Quellen. Die SMR-Technologie mit integrierter CO₂-Abscheidung zur Produktion von *kohlenstofffarmem Wasserstoff* mit einer Abscheiderate von über 90 % befindet sich in einem mittleren Entwicklungsstadium. Demgegenüber hat die CO₂-Abscheidung an konventionellen Gaskraftwerken bereits eine höhere technologische Reife erlangt und steht vor dem breiten kommerziellen Einsatz. Alle drei Brennstoffoptionen weisen somit Prozessschritte auf, die aktuell bisher nicht marktreif sind.

Infrastrukturanforderungen. Für den Transport der Brennstoffe werden für die dargestellten Prozesse nationale und teilweise internationale Infrastrukturen benötigt. Für den Brennstoffimport der Option *Erdgas mit CCS* können bestehende CH₄-Pipelines genutzt werden. Dahingegen müsste für den Import von *kohlenstofffarmem Wasserstoff* aus Norwegen eine H₂-Infrastruktur zwischen Norwegen und Deutschland aufgebaut werden. Allein für den Transport von *erneuerbarem Wasserstoff* reicht bei heimischer Produktion eine nationale Infrastruktur, welche ebenfalls für *kohlenstofffarmen Wasserstoff* innerhalb Deutschlands genutzt werden kann. Hier besteht jedoch eine Nutzungskonkurrenz zwischen bestehenden Erdgaspipelines für *Erdgas mit CCS* und deren Umwidmung für den H₂-Transport. Bei den Brennstoffoptionen *kohlenstofffarmer Wasserstoff* und *Erdgas mit CCS* ist der Aufbau einer zusätzlichen (internationalen) CO₂-Infrastruktur notwendig. Aktuelle Unsicherheiten bestehen hinsichtlich des Aufbaus einer internationalen H₂-Infrastruktur sowie über den möglichen Umfang der CO₂-Speicherung und CO₂-Transportinfrastruktur in Deutschland und darüber hinaus.

Restemissionen. Bei den Brennstoffoptionen *kohlenstofffarmer Wasserstoff* und *Erdgas mit CCS* fallen CO₂-Emissionen im Brennstoffherstellungsprozess oder am Kraftwerk an, die zu einem möglichst hohen Anteil abgeschieden werden müssen. Bei beiden Verfahren verbleiben dennoch Restemissionen in Höhe von ca. 0,14 t CO₂/MWh_{el}, die nur teilweise durch den EU ETS bepreist werden und zur Erreichung der Klimaneutralität durch Negativemissionen vollständig kompensiert werden müssten.

Importabhängigkeit. Die analysierten Prozesse der Brennstoffoptionen sehen größtenteils einen Import der Brennstoffe nach Deutschland vor. Hierdurch können Importabhängigkeiten bestehen bleiben oder entstehen, die sich aus dem Import von Erdgas oder Wasserstoff ergeben. Für die Option *Erdgas mit CCS* ist ein Import von Erdgas aus beispielsweise Norwegen notwendig. Gleches gilt für die inländische Produktion oder den direkten Import von *kohlenstofffarmem Wasserstoff*. Einzig *erneuerbarer Wasserstoff* ermöglicht die nationale Produktion des Brennstoffs, sodass die Abhängigkeit von Importen und von einer internationalen Infrastruktur vermieden werden kann. Weiterhin sind die Optionen *erneuerbarer* und *kohlenstofffarmer Wasserstoff* ohne technische Anpassungen im Kraftwerk miteinander substituierbar. Bei der Option *Erdgas mit CCS* besteht bei ausbleibenden Importen keine Möglichkeit, kurzfristig auf einen anderen Energieträger umzustellen.

Strukturierung. Die Betrachtung der Stromgestehungskosten ist hinsichtlich der systemischen Effekte unvollständig. Zum flexiblen Brennstoffeinsatz in einem Gaskraftwerk ist eine Strukturierung notwendig, die im Rahmen des Ansatzes der Stromgestehungskosten nicht quantifiziert wurde. Im Falle des *erneuerbaren Wasserstoffs* kann von einem weitestgehend volatilen Lieferprofil ausgegangen werden. Da die Produktion vermehrt zu Zeiten mit ausreichender oder übermäßiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geschieht, und die Rückverstromung in Wasserstoffkraftwerken zu Zeitpunkten passiert, in denen die erneuerbaren Energien nicht zur Verfügung stehen, muss der *erneuerbare Wasserstoff* gespeichert werden. Bei der Produktion von *kohlenstofffarmem Wasserstoff* und dem Import von Erdgas wird eine Auslastung von über 95 % angenommen. Hier wäre eine Speicherung von Wasserstoff bzw. Erdgas in Deutschland allerdings ebenfalls notwendig, um eine flexible und bedarfsgerechte Verstromung zu ermöglichen.

Synergien. In dieser Kurzstudie wurden techno-ökonomische und regulatorische Eigenschaften aufgezeigt. Zusätzlich zu diesen Aspekten könnten Wechselwirkungen mit anderen Technologien im Rahmen der Transformation des Energiesektors auftreten, welche in dieser Studie nicht analysiert wurden. *Erneuerbarer* und *kohlenstofffarmer Wasserstoff* kann nicht nur im Energiesektor zum Einsatz kommen, sondern auch zur Dekarbonisierung anderer Anwendungen, vor allem im Industriesektor, beitragen. Beim Aufbau entsprechender Produktions- und Transportkapazitäten bestehen somit Potenziale, diese Synergien auszunutzen. Allerdings kann es zu Konkurrenzsituationen bei knapper Verfügbarkeit von Wasserstoff kommen. Auf der anderen Seite gibt es vor allem im Industriesektor Prozesse, die unvermeidbare Emissionen aufweisen. Diese müssen zur Erreichung der Klimaneutralität abgeschieden werden. Bei dem Aufbau der dafür notwendigen CO₂-Infrastruktur könnten ebenfalls Synergien mit den Brennstoffoptionen *kohlenstofffarmer Wasserstoff* und *Erdgas mit CCS* genutzt werden.

Unsicherheiten. Die Untersuchung der drei Brennstoffoptionen und ihr Vergleich zeigen auf, dass Unsicherheiten über die regulatorische Integration und die wirtschaftliche Entwicklung der

betrachteten Technologien bestehen. Die regulatorischen Unsicherheiten hinsichtlich der CO₂-Infrastruktur werden in den aktuellen Gesetzgebungsverfahren zum KSpG adressiert. Weitere Pilotprojekte und Untersuchungen zu den Kosten der Abscheidungstechnologien könnten die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Technologie verbessern.

Ausblick. Systemische Effekte, wie beispielsweise die notwendige Strukturierung der Brennstoffe oder mögliche Synergien und Konkurrenzen mit anderen Sektoren, können mit der vorliegenden Analyse nicht abschließend bewertet werden. Für einen vollständigen Vergleich der Technologien steuerbarer Kraftwerke und der notwendigen Infrastruktur ist eine Gesamtsystembetrachtung notwendig. Die Systemsicht sollte neben der Analyse der tatsächlichen Auslastung der Systemkomponenten, Strukturierungskosten und Lock-in Effekten auch Synergien in der Bewertung einbeziehen, die u. a. durch den Wasserstoffhochlauf in anderen Sektoren und der damit verbundenen Infrastruktur entstehen. Die in dieser Studie erfolgte quantitative Betrachtung von Stromgestehungskosten und qualitative Einordnung dieser Aspekte kann eine systemische Analyse nicht ersetzen.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_11_DE_KNStrom2035/A-EW_264_KNStrom2035_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 10.2025.

Ariadne (2022): The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions Input material and takeaways from a workshop in Brussels. Online verfügbar unter: https://ariadneprojekt.de/media/2023/01/Ariadne-Documentation_ETSWorkshopBruessel_December2022.pdf, zuletzt geprüft 10.2025.

BMUKN (2025): Bundesregierung schafft Voraussetzungen für die CO2-Speicherung unter dem Meer. Online verfügbar unter:
<https://www.bundesumweltministerium.de/pressemittelung/bundesregierung-schafft-voraussetzungen-fuer-die-co2-speicherung-unter-dem-meer>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Bundesnetzagentur (2025): Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2025/2026 sowie den Betrachtungszeitraum April 2027 bis März 2028: und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen. Online verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzreserve/DL/Netzreservebedarf_2025.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 10.2025.

Bundesregierung (2025): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes. Online verfügbar unter:
https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2025/20250806-gesetzentwurf-kohlendioxid-speicherungsgesetz-aenderungsgesetz-kabinettsvorlage.pdf?__blob=publicationFile&v=10, zuletzt geprüft am 10.2025.

Bundestag (2025): Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid. Online verfügbar unter <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2025/kw37-de-kohlenstoffdioxidspeicherung-1107416>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities (2022): Denmark, Flanders and Belgium sign groundbreaking arrangement on cross-border transportation of CO2 for geological storage. Online verfügbar unter:
<https://www.kefm.dk/Media/638000596525014193/Bilateral%20arrangement%20DK-BE.pdf>, zuletzt geprüft am 10.2025.

EnBW (2025): EnBW nimmt eines der ersten wasserstofffähigen Gasturbinen-Kraftwerke Deutschlands offiziell in Betrieb. Online verfügbar unter:
<https://www.enbw.com/presse/enbw-wasserstofffaehiges-gasturbinen-kraftwerk-stuttgart.html>, zuletzt geprüft am 10.2025.

ENTSO-E (2024): European Resource Adequacy Assessment. Online verfügbar unter:
<https://www.entsoe.eu/eraa/2024/downloads/>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Europäische Kommission (2023): Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin. Online verfügbar unter:

https://energy.ec.europa.eu/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos_en, zuletzt geprüft am 10.2025.

Europäische Kommission (2025): Clarity to hydrogen sector with new EU methodology for low-carbon hydrogen and fuels. Online verfügbar unter:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_1743, zuletzt geprüft am 10.2025.

EWI (2023): Versorgungssicherheit für NRW in 2030. Online verfügbar unter:

<https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/versorgungssicherheit-fuer-nrw-in-2030/>, zuletzt geprüft am 10.2025.

EWI (2025a): EWI Global PtX Cost Tool V2.1. Online verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-global-ptx-cost-tool-v2-1/>, zuletzt geprüft am 10.2025.

EWI (2025b): Low-Carbon Hydrogen: A techno-economic and regulatory analysis. Online verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/kohlenstofffarmer-wasserstoff-eine-techno-oekonomische-und-regulatorische-analyse/>, zuletzt geprüft am 10.2025.

EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. - Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/energiewende-effizient-machen-monitoringbericht/>, zuletzt geprüft am 10.2025.

FFE (2024): Beitragsreihe Carbon Management: Wie kann CO₂ transportiert werden? Online verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-carbon-management-ccs-wie-kann-co2-transportiert-werden/>, zuletzt geprüft am 10.2025.

FNB Gas (2024): Wasserstoff-Kernnetz. Online verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/wasserstofftransport/wasserstoff-kernnetz/>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Fraunhofer ISE (2024): Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Online verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Fraunhofer ISE (2025): Kurzanalyse Stromgestehungskosten und Vollaststunden von flexiblen Kraftwerken. Online verfügbar unter:
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Handelsblatt (2024): Gaskonzern exportiert nun doch keinen „blauen“ Wasserstoff nach Deutschland: Stattdessen soll Gas in den Niederlanden zu Wasserstoff umgewandelt und nach Deutschland geliefert werden. Die Pipeline nach Norwegen entfällt. Online verfügbar unter: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/equinor-exportiert-nun-doch-keinen-blauenwasserstoff-nach-deutschland-01/100071670.html>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Hayat, Muhammad Adnan; Hasan, Shahid & Elshurafa, Amro M. (2024): Strategic priorities and cost considerations for decarbonizing electricity generation using CCS and nuclear energy. In: Energy Reports, 12, S. 2108-2122. DOI: 10.1016/j.egyr.2024.08.017.

Hilgers, Christoph; Frank R., Schilling (2024): Kohlendioxidabscheidung und geologische Speicherung (CCS)-ein Überblick. In: Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften, 175(1), S. 89-109. DOI: 10.1127/zdgg/2024/0425.

IEA (2020): Shipping and offshore pipeline transportation costs of CO₂ by capacity. Online verfügbar unter: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/shipping-and-offshore-pipeline-transportation-costs-of-co2-by-capacity>, zuletzt geprüft am 10.2025.

IEA (2023): Global Hydrogen Review 2023. Paris: International Energy Agency. Online verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>, zuletzt geprüft am 10.2025.

IEA (2025): ETP Clean Energy Technology Guide. Online verfügbar unter: www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide?layout=trl&selectedTechID=all, zuletzt geprüft am 10.2025.

IMO (2025): Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter. Online verfügbar unter: <https://www.imo.org/en/ourwork/environment/pages/london-convention-protocol.aspx>, zuletzt geprüft am 10.2025.

London Convention (2009): Resolution LP.3(4) on the amendment to Article 6 of the London Protocol. Online verfügbar unter:
[https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/LCLPDocuments/LP.3\(4\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/LCLPDocuments/LP.3(4).pdf), zuletzt geprüft am 10.2025.

Ministry of Petroleum and Energy (2015): Regulations relating to exploitation of subsea reservoirs on the continental shelf for storage of CO₂ and relating to transportation of CO₂ on the continental shelf. Online verfügbar unter: <https://www.en.kefm.dk/news/news-archive/2022/sep/denmark-flanders-and-belgium-sign-groundbreaking-arrangement-on-cross-border-transportation-of-co2-for-geological-storage>, zuletzt geprüft am 10.2025.

NETL (2022): Comparison of Commercial, State-of-the-Art, Fossil-Based Hydrogen Production Technologies. DOI: 10.2172/1862910.

Northern Lights (2024): Northern Lights' first CO₂ transport ship ready for delivery. Online verfügbar unter: <https://norlights.com/news/northern-lights-first-co2-transport-ship-ready-for-delivery/>, zuletzt geprüft am 10.2025.

OGE (2025): delta-rhine-corridor. Online verfügbar unter: <https://www.delta-rhine-corridor.com/en>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Port of Rotterdam (2025): Porthos. Online verfügbar unter:
<https://www.portofrotterdam.com/de/ausbau-des-hafens/laufende-projekte/porthos>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Solomon, Mithran Daniel; Scheffler, Marcel; Heineken, Wolfram; Ashkavand, Mostaf & Birth Reichert, Torsten (2024): Pipeline Infrastructure for CO₂ Transport: Cost Analysis and Design Optimization. In: Energies, 17(12), S. 2911. DOI: 10.3390/en17122911.

TotalEnergies (2025): Northern Lights: A CO₂ Transport and Storage Project to Reduce Industrial Emissions in Europe. Online verfügbar unter:
<https://totalenergies.com/company/projects/carbon-capture-and-storage/northern-lights-norway>, zuletzt geprüft am 10.2025.

UBA (2025): Unter welchen Voraussetzungen ist der Export von CO₂ für Offshore-CCS nach dem London-Protokoll derzeit zulässig? Online verfügbar unter:
<https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/unter-welchen-voraussetzungen-ist-der-export-von>, zuletzt geprüft am 10.2025.

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
BMKUN	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt und Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAPEX	Capital Expenditures
CCS	Carbon Capture and Storage
EnBW	Energie Baden-Württemberg AG
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EU ETS I	European Union Emission Trading System, Phase I
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
FOM	Fixed Operation and Maintenance Costs
GuD	Gas- und Dampfanlage
IEA	International Energy Agency
IMO	International Maritime Organization
KSG	Klimaschutzgesetz
KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity
NETL	National Energy Technology Laboratory
OGE	Open Grid Europe GmbH
SMR	Steam Methane Reforming
UBA	Umweltbundesamt

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Prozessdiagramm der Brennstoffoption <i>erneuerbarer Wasserstoff</i>	7
Abbildung 2: Stromgestehungskosten der Brennstoffoption <i>erneuerbarer Wasserstoff</i>	8
Abbildung 3: Prozessdiagramm der Brennstoffoption <i>kohlenstoffärmer Wasserstoff</i>	10
Abbildung 4: Stromgestehungskosten der Brennstoffoption <i>kohlenstoffärmer Wasserstoff</i>	11
Abbildung 5: Prozessdiagramm der Brennstoffoption <i>Erdgas mit CCS</i>	14
Abbildung 6: Stromgestehungskosten der Brennstoffoption <i>Erdgas mit CCS</i>	15

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Basisparameter für die Berechnung der Szenarien der Stromgestehungskosten.....	5
Tabelle 2: Überblick über szenariounabhängige Kosten.....	6
Tabelle 3: Vergleich der Brennstoffoptionen anhand ausgewählter Aspekte	18
Tabelle 4: Basisparameter der Berechnung der Stromgestehungskosten	27

Anhang

Tabelle 4: Basisparameter der Berechnung der Stromgestehungskosten

Quellen: Fraunhofer ISE, 2024; EWI, 2025a; EWI, 2025b; Hayat et al., 2024; IEA, 2023; NETL, 2022

Komponente	Parameter	Szenario	Wert
Allgemein	WACC		10 %
	CO ₂ -Preis		145 € ₂₀₂₅ /t CO ₂
	Erdgaspreis	Hoch	27 € ₂₀₂₅ /MWh
		Niedrig	45 € ₂₀₂₅ /MWh
Elektrolyse	Investitionskosten	Hoch	61 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}
		Niedrig	44 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}
	Fixe Betriebskosten	Hoch	14 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}
		Niedrig	10 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}
	EE-Anlage	Hoch	117 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}
		Niedrig	78 € ₂₀₂₅ /MWh _{H2}
SMR und CCS	Investitionskosten	Hoch	1.297 € ₂₀₂₅ /kW _{H2}
		Niedrig	766 € ₂₀₂₅ /kW _{H2}
	Fixe Betriebskosten		4 % der Investitionskosten
	Lebensdauer		25 Jahre
	Volllaststunden		8.322
	Wirkungsgrad		72 %
	CO ₂ -Abscheidungsrate		95 %
H ₂ -Kraftwerk	Investitionskosten	Hoch	1.149 € ₂₀₂₅ /kW
		Niedrig	527 € ₂₀₂₅ /kW
	Fixe Betriebskosten		22 € ₂₀₂₅ /kW
	Lebensdauer		30 Jahre
	Wirkungsgrad		40 %
CH ₄ -Kraftwerk mit CCS	Investitionskosten	Hoch	3.635 € ₂₀₂₅ /kW
		Niedrig	1.685 € ₂₀₂₅ /kW
	Fixe Betriebskosten (1)	Hoch	79 € ₂₀₂₅ /kW
		Niedrig	26 € ₂₀₂₅ /kW

Lebensdauer	30 Jahre
Wirkungsgrad	37 %
CO ₂ -Abscheidungsrate	90 %

(1) Die fixen Betriebskosten basieren auf der Metastudie Hayat et al. (2024) bezüglich eines Gas- und Dampfkraftwerks mit CCS-Anlage. Näherungsweise verwenden wir diese Kostenannahme für die hier betrachtete offene Gasturbine.