

HINTERGRUNDPAPIER

CCS an Gaskraftwerken – Gefahren, Kosten und Bottlenecks

Und wie grüner Wasserstoff Resilienz, Wertschöpfung und Systemintegration stärken kann

Einleitung

Um die deutschen und europäischen Klimaziele zu erreichen, muss die Stromerzeugung in Deutschland im Laufe der 2030er Jahre vollständig emissionsfrei werden. Teil eines emissionsfreien Stromsystems werden in geringem Umfang auch steuerbare Kraftwerke sein, die zur Überbrückung von längeren Perioden ohne ausreichend Sonne und Wind anspringen können.¹ Zur Realisierung eines tatsächlich emissionsfreien Stromsystems müssen auch diese Kraftwerke dekarbonisiert werden. Hierfür wird vermehrt – auch durch die Bundesregierung – die Abscheidung und Speicherung der CO₂-Emissionen (Carbon Capture and Storage, CCS) an fossilen Gaskraftwerken als Option ins Spiel gebracht. Darüber hinaus wird CCS auch zur Herstellung von blauem Wasserstoff aus fossilem Erdgas, welcher dann in Wasserstoffkraftwerken zur Anwendung kommen könnte, in Erwägung gezogen. Beide Anwendungsfälle von CCS werden dabei als vermeintlich kostengünstigere und früher verfügbare Alternative zum Betrieb der Kraftwerke mit grünem Wasserstoff beworben.

Im aktuellen Strommarktdesign und bei den heute zu erwartenden CO₂-Preisen bestehen aber auf absehbare Zeit weder für den Bau von wasserstofffähigen Kraftwerken noch für Erdgaskraftwerke mit CCS ausreichend marktliche Anreize. Beide Technologiepfade bedürfen daher öffentlicher Subventionen. Um hierbei die öffentliche Hand nicht stärker als nötig zu belasten, muss die Wahl des Technologiepfades auf Basis einer gesamtsystemischen Betrachtung erfolgen, die über die direkten Kosten für Bau und Betrieb der Kraftwerke hinausgeht.

Dieses Hintergrundpapier beschreibt die Dimensionen, die in solch eine gesamtsystemische Betrachtung einfließen sollten. Aspekte wie

- Resilienz und Versorgungssicherheit,
- der Einfluss auf lokale Wertschöpfungsketten,
- weitere industriepolitische Implikationen,
- sowie das Ziel eines effizienten und kostengünstigen Gesamtenergiesystems

erweitern dabei die rein betriebswirtschaftliche Kostenperspektive. In der Summe zeichnet sich dadurch ein Bild, in dem viele Argumente gegen CCS zur Dekarbonisierung des Kraftwerksparks sprechen. Zugleich werden strukturelle Positiveffekte offensichtlich, die ein auf grünem Wasserstoff basierender Dekarbonisierungspfad der Kraftwerke für Resilienz, Wertschöpfung und Systemintegration in Deutschland liefern könnte.

¹ Die zentralen Säulen eines emissionsfreien Stromsystems sind der ambitionierte Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der Auf- und Ausbau von Stromspeichern und Flexibilitäten in der Stromnachfrage.

1 Verfügbarkeit, systemische Voraussetzungen und neue Konkurrenzen

Zwei häufig hervorgebrachte Argumente für Gaskraftwerke mit CCS lauten, dass diese Option früher verfügbar und zumindest in der kurzen Frist günstiger sein könnte als wasserstoffbetriebene Kraftwerke. Beide Aussagen sind allerdings fragwürdig. Laut einem Bericht vom Institute for Energy Economics and Financial Analysis von 2022 wurden 90 % aller angekündigten CCS-Kapazitäten im Kraftwerksbereich nicht realisiert.² Unter den wenigen umgesetzten Projekten gibt es bislang weltweit keine großtechnischen Gaskraftwerke mit CCS. Erste CCS-Pilotanlagen an Gaskraftwerken und auch in anderen Anwendungsfällen sind in Bezug auf ihre Abscheideraten weit hinter den Erwartungen zurückgeblieben.³ Die Internationale Energieagentur (IEA) stuft die Technologiereife von CCS an Gaskraftwerken mit einer 8 (Skala 1–11) ein, was bedeutet, dass die Technologie in Demonstrationsanlagen funktioniert, aber noch keine großtechnische Marktreife erreicht hat.⁴ CCS ist damit keine Technologie, die kurzfristig für den großtechnischen Einsatz zur Verfügung steht.

Hinzu kommt, dass mit den Planungen für das Wasserstoff-Kernnetz die systemischen Voraussetzungen für die Versorgung von Kraftwerken mit Wasserstoff deutlich weiter vorangeschritten sind als für ein CO₂-Entsorgungssystem. Dieses wäre jedoch eine Grundvoraussetzung für Gaskraftwerke mit CCS. Auch wenn für Sektoren mit voraussichtlich unvermeidbaren Restemissionen wie der Zementindustrie oder der Abfallverwertung perspektivisch ein CO₂-Transportnetz in Deutschland aufgebaut werden würde, wäre eine Ausweitung dieses Netzes auf Standorte für Gaskraftwerke mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbunden. Während bereits bestehende Erdgasleitungen kostengünstig zu Wasserstofftransportleitungen umgerüstet werden könnten, ist dies für CO₂-Transportleitungen auf Grund von höheren technischen Anforderungen nicht möglich.⁵ Dies führt zu einer sehr unterschiedlichen Kostenstruktur zwischen Wasserstoff- und CO₂-Transportnetz. Allein für den Anschluss der Zement- und Abfallwirtschaft wird von einem benötigten CO₂-Transportnetz mit einer Länge von 4.800 km ausgegangen, wofür Investitionen von rund 14 Mrd. Euro anfallen würden.⁶ Im Vergleich hierzu fallen für die 60 % des knapp 10.000 km langen Wasserstoff-Kernnetzes, welche über die Umrüstung von bestehenden Erdgasleitungen errichtet werden sollen, Investitionen von ca. 3,2 Mrd. Euro an.⁷ Sollten dennoch Gaskraftwerke mit CCS-Anlagen und entsprechenden CO₂-Transportleitungen ausgestattet werden, würden zugleich die vorhandenen Erdgasleitungen ebenfalls erhalten bleiben müssen, um die Kraftwerke fortgesetzt mit Erdgas zu versorgen. Diese Erdgasleitungen würden dementsprechend nicht für den Aufbau des Wasserstoff-Kernnetzes zur Verfügung stehen, was die Kosten des Gesamtsystems weiter erhöhen würde.

Sollten Gaskraftwerke tatsächlich mit CO₂-Abscheideanlagen ausgestattet werden, so muss für das abgeschiedene CO₂ auch ausreichend Kapazität für die CO₂-Einlagerung vorhanden sein. Bei der Betrachtung

² Institute for Energy Economics & Financial Analysis (2022): [The Carbon Capture Crux - Lessons Learned](#).

³ Eine Analyse des Institute for Energy Economics & Financial Analysis zeigt, dass reale Abscheideraten mit ~30-80 % deutlich unter den häufig behaupteten 95 % liegen: IEEFA (2023): Blue Hydrogen: [Not Clean, Not Low Carbon, Not a Solution](#).

⁴ Der Wert bezieht sich auf die aminbasierte CO₂-Abscheidung, welche am weitesten fortgeschritten ist in der Technologieentwicklung: <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/ccus-technology-innovation> (Letzter Aufruf: 17. September 2025).

⁵ <https://oge.net/de/co2/faqs-und-links> (Letzter Aufruf: 17. September 2025).

⁶ Verein Deutscher Zementwerke e.V. (2024): [Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland – Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung](#).

⁷ Die Gesamtinvestitionen für das aktuell geplante Wasserstoff-Kernnetz belaufen sich auf 19,7 Mrd. Euro. Siehe: Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2024): [Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz](#).

der hierfür verfügbaren Kapazitäten muss grundsätzlich zwischen dem Volumen der technisch erschließbaren geologischen Speicherstätten einerseits und der jährlichen Einspeisekapazität – also der Rate, mit der CO₂ in die Speicherstätten injiziert werden kann – andererseits unterschieden werden. Während das Volumen der Speicherstätten global und auch in Europa erhebliche Kapazitäten aufweist, sind die Kapazitäten für die jährliche CO₂-Einspeisung in die Speicherstätten auf absehbare Zeit stark begrenzt. Die EU hat sich im Rahmen des Net-Zero Industry Act das ambitionierte Ziel gesetzt, bis 2030 eine Einspeisekapazität von 50 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr (MtCO₂pa) zu schaffen. Laut dem CCUS Project Tracker der IEA⁸ liegt die CO₂-Einspeisekapazität in ganz Europa einschließlich Norwegen und anderen Nicht-EU-Ländern aktuell allerdings bei nur 2,8 MtCO₂pa. Hiervon entfallen auf den CCS-Vorreiter Norwegen alleine 1,7 MtCO₂pa. Ein Großteil der zusätzlich bis 2030 angekündigten Projekte befindet sich im frühen Explorationsstadium, so dass nur für einen Teil dieser Projekte eine tatsächliche Realisierung zu erwarten ist. Hinzu kommt, dass laut dem Global CCS Institute⁹ der Umsetzungszeitraum für CCS-Projekte fünf bis zehn Jahre beträgt. In Deutschland sind aktuell keine CO₂-Speicherstätten in Planung¹⁰, sodass deutsche CO₂-Abscheideprojekte mittelfristig auf teils unsichere Kapazitäts- und Infrastrukturentwicklungen im Ausland angewiesen sind, auf die Deutschland nur bedingt und indirekt über die EU Einfluss hat.

Neben den Einspeisekapazitäten sind auch die Transportkapazitäten zu den CO₂-Speicherstätten ein Engpass. So zeigt ein aktueller Bericht¹¹ zum Projekt Northern Lights in Norwegen, wie ein Mangel an CO₂-Transportschiffen das Erreichen der dort geplanten jährlichen CO₂-Einspeisekapazität unmöglich macht.

Selbst bei einem Erreichen des EU-Ziels von 50 MtCO₂pa bis 2030 würden Gaskraftwerke mit CCS in Konkurrenz um die verfügbare Einspeisekapazität mit Industriebranchen wie der Zement- und Abfallverwertung treten, die für ihr Fortbestehen auf CCS angewiesen sind. Bis 2030 sind in Europa CO₂-Abscheideprojekte aus verschiedenen Industriebranchen mit einem Gesamtvolumen von 71 MtCO₂pa angekündigt¹². Würde nur die Hälfte der aktuell diskutierten Gaskraftwerke mit 20 GW Leistung in Deutschland mit CCS ausgestattet, so würden diese bei einer jährlichen Laufzeit von 3000 Volllaststunden zusätzlich 10,5 MtCO₂pa generieren¹³ und damit gut 20 % der anvisierten Einspeisekapazitäten der EU beanspruchen. In der Gesamtschau ergibt sich also eine Konkurrenzsituation zwischen den CO₂-Abscheideprojekten um die knapp verfügbaren CO₂-Einspeisekapazitäten. Diese Konkurrenzsituation kann auch die Preise für die CO₂-Einlagerung deutlich steigern.

Da die CO₂-Abscheidung an den Kraftwerken technisch limitiert nie 100 % erreichen kann und somit Restemissionen am Kraftwerk verbleiben, würde es zum Erreichen der Klimaneutralität Negativemissionen an anderer Stelle benötigen – beispielsweise über DAC verbunden mit der Einlagerung des abgeschiedenen CO₂ (Direct Air Capture with Carbon Storage, DACCS). Zusätzlich zu den Restemissionen, die an den CCS-Kraftwerken selbst anfallen, kommt es bei fortgesetzter Erdgasnutzung zu weiteren Emissionen in der Erdgas-Vorkette. Beispielsweise bei der Erdgasförderung über Fracking und beim Transport aufgrund von Leckagen. Diese Vorkettenemissionen müssten ebenfalls über Negativemissionen an anderer Stelle kompensiert werden. Negativemissionen zur Kompensation von Restemissionen an CCS-Kraftwerken und Emissionen aus der Erdgas-Vorkette stünden dann nicht mehr als „echte“ Negativemissionen zur Verfügung, die dringend benötigt werden, um tatsächlich unvermeidbare Restemissionen bspw. aus der Landwirtschaft zu kompensieren.

⁸ IEA (2025): [CCUS Projects Explorer](#).

⁹ Global CCS Institute (2022): [Global Status of CCS 2022](#).

¹⁰ Dies liegt unter anderem daran, dass aktuell die CO₂-Einlagerung in Deutschland rechtlich nicht erlaubt ist. Die Pläne der Bundesregierung sehen vor, dies im Rahmen einer Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) zu ändern und die CO₂-Einlagerung in Deutschland zu erlauben.

¹¹ Follow the Money, David Haas (2025): [Crossroads for carbon capture? Landmark European climate project risks falling short](#).

¹² 24 MtCO₂pa von diesen 71 MtCO₂pa sind im Bau oder haben eine Finanzierungszusage erhalten: Clean Air Task Force (2025): [The storage gap: Is Europe developing enough CO2 storage capacity to meet demand?](#)

¹³ Angenommen sind emissionsarme Gas- und Dampf-Kraftwerke mit einem Emissionsfaktor von 0,35 tCO₂/MWh. 10 GW Gasturbinenkraftwerke mit einem Emissionsfaktor von 0,5 tCO₂/MWh würden bei 3000 Volllaststunden im Jahr auf 15 MtCO₂pa kommen.

2 Die Kosten-Illusion

Kostenabschätzungen für CCS zeigen im Allgemeinen eine sehr hohe Bandbreite je nach getroffenen Annahmen und einbezogenen Kostenbestandteilen. Optimistische Kostenabschätzungen berücksichtigen in der Regel nur die CO₂-Abscheidung selbst, lassen aber zusätzliche Kosten für Transport, Einlagerung und Überwachung außen vor. Insbesondere die „Ewigkeitskosten“ für das Management der CO₂-Speicherstätten, für deren Höhe sich aus heutiger Sicht nur untere Grenzwerte abschätzen lassen, werden früher oder später an die Gesellschaft weitergegeben. Bei einer Gesamtkostenbetrachtung steht CCS an Gaskraftwerken erheblich schlechter dar als häufig angegeben.

Ein wichtiger Kostenfaktor für die CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken ist die vergleichsweise niedrige CO₂-Konzentration im Abgasstrom der Kraftwerke. Die CO₂-Abscheidung ist dadurch deutlich energieintensiver als an industriellen Punktquellen mit höheren CO₂-Konzentrationen. Allein die Abscheideanlage verbraucht je nach Kraftwerksgröße 20–30 % der durch das Kraftwerk erzeugten Energie.¹⁴ Dementsprechend erhöhen sich der Erdgasverbrauch, die Emissionen und die Kosten je erzeugter Kilowattstunde Strom in einem Gaskraftwerk mit CCS. Hinzu kommt, dass die Investitionskosten für die Abscheideanlagen unterproportional mit der Größe der Anlagen und der Menge an abgeschiedenem CO₂ ansteigen (Skaleneffekte). Dies führt dazu, dass insbesondere für kleine flexible Gaskraftwerke, die als Backup im Stromsystem nur geringe jährliche Laufzeiten haben, verhältnismäßig hohe Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ anfallen werden.

Wichtig zu beachten ist, dass sich Kostenangaben für CCS häufig auf die Kosten je *abgeschiedene* Tonne CO₂ beziehen. Für ein umfassendes Bild der tatsächlichen Klimawirkung einer Anlage und als Größe, die in Relation zu einem CO₂-Preis gestellt werden kann, müssen aber die Kosten je *vermiedene* Tonne CO₂ betrachtet werden. Hierfür müssen zusätzlich auch die direkten Kosten für Transport und Speicherung des CO₂ sowie Emissionen, die beim Betrieb der Abscheideanlage und bei Transport und Einlagerung entstehen, berücksichtigt werden. Durch diese zusätzlichen Kosten und Emissionen liegen die Kosten je vermiedene Tonne CO₂ deutlich höher als die Kosten je abgeschiedene Tonne.

Häufig fehlen aber belastbare und projektspezifische Daten zu den betrieblichen Emissionen der Abscheideanlagen. Kostenabschätzungen für Transport, Speicherung und Überwachung der Speicherstätte variieren stark und hängen von Faktoren wie dem Transportmittel (Pipeline, Schiff, Zug, LKW), der Entfernung, dem Aggregatzustand des CO₂ (gasförmig oder verdichtet) und den Begebenheiten der Speicherstätten ab. Daher wird in vielen Berichten und Studien auf die leichter zu erhebenden Kosten je abgeschiedene Tonne CO₂ zurückgegriffen.^{15, 16} Integrierte Gesamtkostenbetrachtungen für die Kosten je vermiedene Tonne CO₂ sind selten und liefern häufig erhebliche Bandbreiten. So werden beispielsweise im e.on Energy Playbook¹⁷ die CO₂-Vermeidungskosten für CCS am Gaskraftwerken zur Spitzenlastdeckung mit 360–880 EUR je Tonne CO₂-Äquivalent angegeben. Für wasserstoffbetriebene Kraftwerke zur Spitzenlastdeckung gibt die Studie CO₂-Vermeidungskosten von 280–600 EUR je Tonne CO₂-Äquivalent an.

Ein weiterer Kostenfaktor in einem klimaneutralen Energiesystem, das auf CCS baut, ist, dass technisch bedingt keine 100%ige CO₂-Abscheidung erreicht werden kann. Daher verbleiben auch bei Gaskraftwerken mit CCS dauerhaft Restemissionen, die für das Erreichen der Klimaneutralität mit Zusatzkosten kompensiert werden müssen. Als langfristig nachhaltige Option steht hierfür nur die direkte Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre zur Verfügung (Direct Air Capture, DAC). DAC besitzt aktuell eine geringe Technologiereife, sodass die Kostenabschätzung hierfür noch stärkere Unsicherheiten als für CCS aufweisen.

¹⁴ Institute for Energy Economics & Financial Analysis (2022): [The Carbon Capture Crux - Lessons Learned](#).

¹⁵ DNV AS (2025): [Energy Transition Outlook – CCS](#).

¹⁶ Global CCS Institute (2025): [Advancements in CCS Technologies and Costs](#).

¹⁷ E.ON SE (2025): [The Energy Playbook - an affordable strategy to net zero](#).

Aktuelle Untersuchungen geben die Kosten für DAC je nach verwendeter Technologie zwischen 226 und 835 USD/t CO₂ an.¹⁸ Wie schwierig die Skalierung dieser Technologie und damit das Erreichen der in vielen Studien angenommenen Kostendegression von DAC ist, zeigt eine Meldung aus Mai 2025: Climeworks, die mit viel Investorengeldern ausgestattete Betreiber-Firma der weltweit größten DAC-Anlage in Island, musste ankündigen, seine Belegschaft vorerst zu reduzieren – trotz der großen Hoffnung, die allerorts in die Technologie gesetzt wird, und trotz finanzstarker Investoren und Verträgen mit globalen Firmen wie Microsoft.¹⁹

In der Summe führt dies dazu, dass selbst Befürworter:innen von CCS an Gaskraftwerken diese Option nur als wettbewerbsfähig gegenüber Wasserstoffkraftwerken ansehen, wenn die Kraftwerke zur Deckung von Grundlast im Stromsystem und somit mit hohen jährlichen Laufzeiten eingesetzt würden.²⁰ Die Rolle von regelbaren Kraftwerken in einem Stromsystem, das zunehmend von Erneuerbaren Energien in Kombination mit Speichern und nachfrageseitigen Flexibilitäten dominiert wird, ist aber gerade eine andere: Sie wird in aller Regel auf die Deckung von Spitzenlasten beschränkt sein.

Hinzu kommt, dass für grünen Wasserstoff, anders als bei CCS, mit einer deutlichen Kostendegression über die nächsten Jahre gerechnet werden kann. Denn insbesondere Elektrolyseure und die darin befindlichen Stacks können in Serie gefertigt werden und so von Skaleneffekten profitieren. Für die Wasserstoffproduktion via Elektrolyse werden je nach Technologiepfad Lernraten von 20 %^{21, 22} und mehr²³ erwartet. Für CCS wird hingegen von einer Lernrate von 13 % bis zum Jahr 2050 ausgegangen.²⁴ Diese geringere Lernrate für CCS im Vergleich zur Elektrolyse erklärt sich unter anderem damit, dass CCS-Anlagen oft speziell an die Begebenheiten der Anwendung und die örtlichen Umstände angepasst angefertigt werden müssen und daher Skaleneffekte durch Serienproduktion weniger ausgeprägt sind.

¹⁸ Sievert et al. (2024): [Considering technology characteristics to project future costs of direct air capture](#).

¹⁹ Climeworks (2025): [CEO update on adapting for long-term impact](#).

²⁰ E.ON SE (2025): [The Energy Playbook - an affordable strategy to net zero](#).

²¹ IRENA (2020): [Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal](#).

²² Böhm et al. (2019): [Estimating future costs of power-to-gas – a component-based approach for technological learning](#).

²³ Reksten et al. (2022): [Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers: a CAPEX model including electrolyser plant size and technology development](#).

²⁴ DNV AS (2025): [Energy Transition Outlook — CCS](#).

3 (Verpasste) Chancen: Wertschöpfung und Beitrag zu einem effizienten Stromsystem

Die deutsche Industrie ist in einer ganzen Reihe an Wachstumsmärkten und Klimaschutztechnologien sehr gut positioniert und kann für einige gar die Technologieführerschaft beanspruchen. Hierzu zählen unter anderem die Wasserstoff-Elektrolyse, Wasserstoff-Gasturbinen und -Motoren und auch Technologien rund um den Transport und die Speicherung von Wasserstoff. Für die CO₂-Abscheidung sieht der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) eine deutlich geringere Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen.²⁵ In der Konsequenz bieten wasserstofffähige Kraftwerke und die damit verbundenen Wertschöpfungsketten also die Chance auf deutlich höhere Wertschöpfungsanteile in Deutschland verglichen zu Gaskraftwerken mit CCS. So wurden laut Branchenangaben die Produktionskapazitäten für Elektrolyseure in Deutschland in den vergangenen Jahren hochskaliert und liegen aktuell bei ca. 5 GW pro Jahr.²⁶ Damit ist – zumindest auf der Angebotsseite – eine wesentliche Voraussetzung für das Erreichen des 10-GW-Elektrolyseziels bis 2030 geschaffen. Diese Positiventwicklungen beim Hochlauf grünen Wasserstoffs in Deutschland kann die Bundesregierung mit den richtigen politischen Rahmenbedingungen weiter verstärken.

Hinzu kommt, dass ein auf grünen Wasserstoff anstelle von Erdgas mit CCS ausgelegter Kraftwerkspark perspektivisch kritische Importabhängigkeiten – sei es von Russland oder den unberechenbarer gewordenen USA – verringert und die Anfälligkeit gegenüber Preisschocks fossiler Energien durch geopolitische Entwicklungen reduziert. Grüner Strom und Wasserstoff werden in wachsendem Umfang heimisch produziert und von einer Vielzahl von EU-Nachbarländern importiert werden können.²⁷ Damit wird die Resilienz und Versorgungssicherheit des deutschen Energiesystems und der Industrie gestärkt. Gleichzeitig entfällt die Notwendigkeit zum Export des CO₂ mit den oben beschriebenen Unsicherheiten und Kostenrisiken.

Eine Kraftwerksstrategie, die früh auf den Einsatz von grünem Wasserstoff in den Kraftwerken setzt, kann außerdem ein wichtiger Treiber für den Wasserstoffhochlauf in Deutschland sein. So können Kosten für grünen Wasserstoff gesenkt und die Versorgung jener Industriesektoren verbessert werden, die mittel- bis langfristig in jedem Fall auf Wasserstoff für die Transformation angewiesen sind. Das erhöht die Chancen für Investitionsentscheidungen am Standort Deutschland und trägt so zur Stärkung des Industrie- und Produktionsstandorts bei.

Aus Energiesystem-Sicht kann heimisch produzierter grüner Wasserstoff genauso wie seine Nutzung einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten und so die Kosten des Gesamtsystems senken. Elektrolyseure können in Zeiten strukturellen Stromüberschusses die Produktion hochfahren und somit die Abregelung von erneuerbarem Strom und damit verbundenen Redispatch verringern. Eine einfache Überschlagsrechnung²⁸ zeigt, dass hierdurch Kosteneinsparungen von jährlich gut 0,5 Mrd. EUR erzielt

²⁵ BDI (2024): [Transformationspfade für das Industrieland Deutschland](#).

²⁶ <https://www.germanwatch.org/de/93205> (Letzter Aufruf: 17. September 2025)

²⁷ Quitzow et al. (2023): [Mobilizing Europe's Full Hydrogen Potential: Entry-Points for Action by the EU and its Member States](#). HYPAT Discussion Paper No 5/2023.

²⁸ Unter den Annahmen, dass gemäß Ziel der Nationalen Wasserstoffstrategie drei der für 2030 geplanten zehn Gigawatt an Elektrolyseuren an netzdienlichen Standorten stehen, diese Elektrolyseure mit einer Auslastung von 50 % (4380 Stunden im Jahr) laufen und dabei 50 % des benötigten Stroms aus ansonsten abgeregeltem Strom beziehen, reduzieren diese Elektrolyseure den Redispatch-Bedarf um ca. 6,5 TWh pro Jahr. Bei einem Strompreis von 80 EUR/MWh ergibt sich damit eine Kosteneinsparung von gut 0,5 Mrd. EUR pro Jahr.

werden können. Diese Summe entspricht in etwa der Größenordnung von im Haushalt für 2025 vorgesehenen Mitteln für die Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie, womit eine Vielzahl an Maßnahmen zur Unterstützung des Wasserstoffhochlaufs gegenfinanziert wären.

Zusätzlich kann der produzierte Wasserstoff in Zeiten so genannter Dunkelflauten zur Stromerzeugung genutzt werden. Damit sind wasserstofffähige Kraftwerke eine ideale Ergänzung zu Batteriespeichern und anderen Flexibilitätsoptionen in der Nachfrage. In dieser Eigenschaft unterscheiden sie sich von Erdgaskraftwerken mit CCS, welche aufgrund von hohen Investitionskosten für die CCS-Anlagen und – im Vergleich zu Wasserstoffkraftwerken – geringeren Betriebskosten auf möglichst hohe Laufzeiten ausgelegt sein müssen, um wirtschaftlich zu produzieren.²⁹ Dies wird technisch dadurch verstärkt, dass sich nach Herstellerangaben ein Kraftwerk mit CCS weniger flexibel fahren lässt als ein Kraftwerk ohne CCS. Erdgaskraftwerke mit CCS sind damit nicht als Ergänzung eines wesentlich auf Erneuerbaren beruhenden Energiesystems geeignet, sie drohen im Gegenteil die Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu hemmen.

4 Fazit

Mit Blick auf die beschriebenen Unsicherheiten und Bottlenecks ist CCS nach der derzeitigen Kenntnislage keine kurzfristig verfügbare bzw. kostengünstige Option zur Dekarbonisierung von Gaskraftwerken. Zusätzlich eignen sich Gaskraftwerke mit CCS nicht als Backup in einem nahezu vollständig von flexiblen Erneuerbaren, Speichern und Flexibilitätsoptionen getragenen Stromsystem. Sie verstetigen – im Gegenteil – problematische geopolitische Abhängigkeiten und Preisrisiken. Die derzeitige Diskussion um den möglichen Einsatz von CCS im Kraftwerksbereich und der damit verbundene Verzicht auf eine politische Richtungsentscheidung im Namen einer vermeintlichen Technologieoffenheit drohen zu einem Investitions-Attentismus zu führen, der in der Folge die Dekarbonisierung des Stromsektors verschleppen würde.

Um solche unnötigen Verzögerungen zu vermeiden, sind politische Rahmenbedingungen nötig, die zügig die Implementierung der vorhandenen Lösungen nicht nur ermöglichen, sondern aktiv unterstützen. Im Kraftwerksbereich sprechen neben Kostenargumenten weitere Positiveffekte in Hinblick auf Resilienz, Wertschöpfung und Systemintegration für den Einsatz von grünem Wasserstoff. Die Bundesregierung hat hier die Möglichkeiten und die Aufgabe, durch entsprechende Anreize und Rahmenbedingungen die Bedingungen für grünen Wasserstoff weiter zu verbessern. Eine erste wichtige Möglichkeit bietet sich hierfür bei den geplanten Ausschreibungen von Kraftwerken: So kann neben einem effizient integrierten und kostengünstigen emissionsfreien Stromsystem zusätzlich auch die Wirtschaftlichkeit von auf grünem Wasserstoff beruhenden Industrieprozessen jenseits des Stromsektors verbessert werden.

²⁹ Handelsblatt, Klaus Stratmann (2025): [Kraftwerksbauer sehen CO₂-Speicherung skeptisch](#).

Autor: Dr. Simon Schreck, Dr. Simon Wolf

Redaktion: Nikola Klein

Zitiervorschlag: Schreck, S., Wolf, S., 2025, CCS an Gaskraftwerken – Gefahren, Kosten und Bottlenecks. Und wie grüner Wasserstoff Resilienz, Wertschöpfung und Systemintegration stärken kann. www.germanwatch.org/de/93246.

Diese Publikation kann im Internet abgerufen werden unter: <http://www.germanwatch.org/de/93246>

September 2025

Herausgeber: Germanwatch e.V.

Büro Bonn

Kaiserstr. 201

D-53113 Bonn

Tel. +49 (0)228 / 60 492-0, Fax -19

Internet: www.germanwatch.org

Büro Berlin

Stresemannstr. 72

D-10963 Berlin

Tel. +49 (0)30 / 5771 328-0, Fax -11

E-Mail: info@germanwatch.org