



Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen
im globalen Kontext | 2025



**SCHWERPUNKTTHEMA
CCS IM GLOBALEN KONTEXT:
MÄRKTE, RAHMENBEDINGUNGEN UND ENTWICKLUNGSPFADE**

Impressum

Energie für Deutschland 2025
Redaktionsschluss: Juni 2025

Herausgeber:

Weltenergierat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
E info@weltenergierat.de
www.weltenergierat.de
 World Energy Council – Germany

Verantwortlich im Sinne des Presserechts (V.i.S.d.P.):

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:

Redaktionsgruppe *Energie für Deutschland*, Vorsitz: Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Isabelle Damminger, Maira Kusch, Anna Molchanova, Snjezana Tomic, Josefine Zurheide

Gender-Hinweis:

In der *Energie für Deutschland* wird aus Gründen der Lesbarkeit ausschließlich die männliche Form verwendet. Sie bezieht sich auf Personen männlichen, weiblichen und diversen Geschlechts (mwd).

Druck:

DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

Bildnachweise:

Titel: © Svein Ove Søreide/ Northern Lights JV
S. 118-120: © World Energy Council

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

geopolitisch sind die Unsicherheiten weltweit gewachsen wie lange nicht – dennoch ist die globale Nachfrage nach Energie ungebrochen. Bereits im dritten Jahr in Folge hat sich der Primärenergiebedarf der G20-Staaten erhöht – nämlich um 2 %. China hat 2024 fast doppelt so viel Energie verbraucht wie die USA und bleibt damit der größte Energiekonsument der Welt. Trotz eines massiven Ausbaus erneuerbarer Energien, v. a. in China, sind auch die CO₂-Emissionen im vergangenen Jahr weiter um 1 % gestiegen. Allein auf China und Indien entfielen 2024 über 50 % der G20-Emissionen sowie der größte Teil des Emissionsanstiegs. Wesentlicher Treiber dafür ist das fortgesetzte Wachstum des Kohleverbrauchs um 2 % sowie der Gasnachfrage um 3,4 %. Lediglich der Ölverbrauch ist im Vergleich zum Vorjahr um 0,6 % gesunken. Fossile Energien spielen mit einem Anteil von über 80 % unverändert eine dominierende Rolle im Energiemix der G20. Historisch betrachtet, haben neue Energieformen auf globaler Ebene die bestehenden nicht ersetzt, sondern treten meist einfach hinzu, um die wachsende Energienachfrage zu befriedigen.

Eine Lösung zur Senkung der CO₂-Emissionen sehen Klimawissenschaftler des IPCC ebenso wie die Europäische Kommission in der Nutzung von CCS-Technologien, also in der Abscheidung und Speicherung von CO₂ (*Carbon Capture and Storage*). Im Rahmen europäischer und globaler Klimaschutzbemühungen könnte CCS eine wichtige Rolle einnehmen, weil es einen Beitrag zur Reduktion von Emissionen – v. a. in schwer dekarbonisierbaren Sektoren – leisten und damit zur Erreichung langfristiger Klimaziele beitragen kann. Allerdings sind die Implementierung und Weiterentwicklung von CCS mit technischen, infrastrukturellen und regulatorischen Herausforderungen verbunden.

Während deutsche Stakeholder noch auf die Schaffung der notwendigen rechtlichen Voraussetzungen für den Transport und die Speicherung von CO₂ warten, setzen andere Staaten bereits seit Jahren CCS-Projekte um. Für uns Grund genug, im Schwerpunkt Kapitel unserer *Energie für Deutschland 2025* einen Blick auf den globalen CCS-Markt zu werfen, Vorreiterländer zu identifizieren und Schlussfolgerungen für den möglichen Aufbau einer deutschen CO₂-Wirtschaft abzuleiten.

Ein Land, dessen Entscheidungen das Weltgeschehen in den letzten Monaten wie kaum ein anderes geprägt haben, sind die USA. Die außenpolitischen Konsequenzen der *Energiedominanz*-Strategie des neuen Präsidenten treten über Handelskonflikte, Zollpreiserhöhungen und Annexionsbestrebungen anderer Regionen zunehmend auch in Europa zutage.

All diese Entwicklungen machen den Start für die neue Bundesregierung nicht leichter. Wasserstoffhochlauf, systemdienlicher Netz- und Speicherausbau, Zukunft der EEG-Förderung, Einführung eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland – die Liste der Aufgaben der Regierungskoalition von Union und SPD im Energiesektor ist lang und spiegelt sich auch im Inhaltsverzeichnis unserer diesjährigen Ausgabe wider. Herzlich bedanken möchten wir uns bei unserer Redaktionsgruppe *Energie für Deutschland*, welche unter der Koordination ihres Vorsitzenden, Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, wieder einen bunten Strauß an aktuellen Themen aus der Breite des Energiesektors aufbereitet hat.

Wir wünschen Ihnen Freude bei der Lektüre sowie viele spannende Erkenntnisse.



Ihr

Stefan Kapferer
Präsident, Weltenergieerat – Deutschland e. V.



Ihr

Dr. Carsten Rolle
Geschäftsführer, Weltenergieerat – Deutschland e. V.

Inhaltsverzeichnis

1. CCS im globalen Kontext: Märkte, Rahmenbedingungen und Entwicklungspfade	7
Executive Summary	8
1.1 Einleitung	9
1.2 Hintergründe: Historie eines neuen Wirtschaftszweigs	11
1.3 Infrastrukturbedarfe für den Aufbau einer CO ₂ -Wirtschaft	13
1.4 Rahmenbedingungen für den CCS-Hochlauf in Europa	19
1.5 Laufende und geplante CCS-Projekte in Europa und der Welt	25
1.6 Fazit und Ausblick	32
2. Energie in der Welt	33
2.1 Zahlen & Fakten	34
2.2 Quo vadis Klima- und Energiepolitik in den USA	48
2.3 Wasserstoff und nachhaltige Brennstoffe für den Einsatz in Gasturbinen	55
2.4 CO ₂ -Bepreisung im internationalen Vergleich	58
3. Energie in der Europäischen Union	63
3.1 Zahlen & Fakten	64
3.2 Schwerpunkte der neuen EU-Kommission	72
3.3 Einführung eines europäischen CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus – Stand der Umsetzung	77

4. Energie in Deutschland	81
4.1 Zahlen & Fakten	82
4.2 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland	95
4.3 Neuregelung der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung ab 2027	100
4.4 Stromspeicher für die Energiewende: Stand und Anwendung der verfügbaren Speichertechnologien	102
4.5 Wärmeversorgungslösungen mit Wärmepumpen im Gebäudebestand	108
4.6 Rahmenbedingungen für ein tragfähiges Gasverteilnetz in einem klimafreundlichen Energiesystem	113
5. WEC intern	117
World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V.	118
5.1 Veröffentlichungen 2024/2025	119
5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e. V.	122
Abkürzungsverzeichnis	125
Energieeinheiten	130

Schwerpunktthema:

CCS im globalen Kontext: Märkte, Rahmenbedingungen und Entwicklungspfade



Der Weltenergierat – Deutschland e. V. dankt den Autoren des
Schwerpunktkapitels Sebastian Köpp (Shell Deutschland GmbH),
Michael Baranowski (DMT EE / Energy Engineers GmbH), Dr. Martin
Eckert (thyssenkrupp Uhde GmbH), Dr. Dirk Köster (thyssenkrupp
Uhde GmbH), Maira Kusch (Weltenergierat – Deutschland e. V.),
Dr. Christine Merk (Kiel Institut für Weltwirtschaft), Anna Molchanova
(Weltenergierat – Deutschland e.V.), Dr. Stefanie Schwarz (DVGW
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.) und Prof. Dr. Hans-
Wilhelm Schiffer (für die RWE AG) herzlich für die vorliegende Analyse
und Bewertung. Ein Dank gilt außerdem Jan Willem Lenders (Open Grid
Europe GmbH), Christian Richter (Open Grid Europe GmbH) und Mario
Spitzmüller (TÜV Nord EnSys GmbH & Co. KG) für die Impulsbeiträge.

Executive Summary

Auf der Pariser Klimakonferenz im Jahr 2015 haben sich die Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen dazu verpflichtet, die Erderwärmung auf unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Ein Schlüssel zur Erreichung dieses Ziels ist die drastische Reduktion von CO₂-Emissionen. Von der CO₂-Bepreisung über den Einsatz von Kernenergie, Wasserstoff und erneuerbaren Energien (EE) wie Wind und Sonne bis hin zu innovativen Technologien wie *Carbon Capture and Storage (CCS)* – die Welt setzt auf eine Vielzahl von Strategien und Technologien, um den globalen Klimawandel zu bekämpfen.

Der *Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC)* identifiziert CCS sowie die Ableitungen *Direct Air Capture and Storage (DACCS)* und *Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS)* in verschiedenen Berichten als Technologie zur Erreichung von Netto-Null-Emissionen sowie zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C oder 2 °C.¹ CCS wird als geeignete Option zur Reduzierung schwer vermeidbarer Emissionen im Industrie- und Energiebereich genannt, etwa im Zementsektor.²

In Europa kann CCS insb. bei industriellen Prozessen mit schwer vermeidbaren Emissionen eine Rolle spielen. Die Implementierung dieser CCS-Technologien ist jedoch mit erheblichen technischen, infrastrukturellen und regulatorischen Herausforderungen verbunden. CCS-Technologien haben sich in den letzten Jahren erheblich weiterentwickelt. Die Abscheidung von CO₂ erfolgt hauptsächlich durch *Post-Combustion Capture*, *Pre-Combustion Capture* und *Oxyfuel Combustion Capture*. Jede dieser Technologien hat spezifische Anforderungen und Herausforderungen, v. a. hinsichtlich der Effizienz und Kosten. Die industrielle Anwendung von CCS erfordert hohe Investitionen und eine Integration in bestehende Produktionsprozesse.

Der Aufbau einer umfassenden CO₂-Infrastruktur ist dabei entscheidend für den Erfolg von CCS. Dies umfasst den Transport von CO₂ über Pipelines, Schiffe, Schienen oder andere Transportmittel sowie die dauerhafte Speicherung in geologischen Formationen wie erschöpften Öl- und Gasfeldern oder salinen Aquiferen. Derzeit sind

die Kapazitäten der laufenden CCS-Projekte begrenzt und es besteht ein erheblicher Bedarf an Investitionen in den Ausbau der Infrastruktur.

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für CCS variieren je nach Land stark. In Europa hat die Europäische Union (EU) eine Carbon Management-Strategie entwickelt, die einen legislativen Rahmen für den CO₂-Transport und die -Speicherung schafft. In Deutschland hingegen verhindert das aktuelle Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) die Genehmigung von CO₂-Speichern und -Transportinfrastruktur, was die Implementierung von CCS-Technologien einschränkt. Wenn CCS in Deutschland eine Rolle spielen soll, ist eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen erforderlich, um die Nutzung rechtlich zu ermöglichen und planungssicher zu gestalten. Mit dem Ende Juni 2025 veröffentlichten Referentenentwurf zur Novelle des KSpG hat die Bundesregierung einen ersten Schritt zur Umsetzung der im Koalitionsvertrag angekündigten Reform des CCS-Rechtsrahmens unternommen.

Gleichzeitig bestehen gesellschaftliche Unsicherheiten sowie Bedenken hinsichtlich der Sicherheit und Umweltverträglichkeit von CCS. Eine transparente Kommunikation und umfassende wissenschaftliche Aufklärung sowie regulatorische Auflagen können ein Weg sein, um diese Bedenken auszuräumen und Akzeptanz zu fördern. Eine kontinuierliche Weiterentwicklung und Verbesserung der CCS-Anwendungen wären zudem essenziell, um Effizienzsteigerungen zu erzielen und die Kosten zu senken.

Die weltweit bereits etablierten CCS-Projekte in Vorreiterländern wie den USA, China, Dänemark, den Niederlanden und Norwegen verdeutlichen, dass internationale Zusammenarbeit und belastbare Partnerschaften eine wichtige Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung solcher Projekte sein können. Mit Blick auf die Etablierung einer europäischen CO₂-Wirtschaft wäre es daher sinnvoll, die Infrastrukturplanung möglichst frühzeitig europäisch zu denken, um von der nationalen hin zu einer übergeordneten europäischen Planung zu gelangen und Synergien zu nutzen.

Mit der entsprechenden politischen Unterstützung, klaren regulatorischen Rahmenbedingungen und ausreichenden Investitionen haben CCS-Technologien das Potenzial, einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland und Europa zu leisten.

¹ Vgl. IPCC, Klimawandel 2022. Minderung des Klimawandels. Beitrag der Arbeitsgruppe III zum Sechsten Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen. Zusammenfassung für die politische Entscheidungsfindung, Genf 2023.

² Vgl. IPCC, Carbon Dioxide Removal and Carbon Capture Utilisation and Storage in AR6 WGII, 2024, abrufbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2024/06/005_SB60_IPCC_Side_Event_WGII_TFI.pdf (zuletzt abgerufen am 27.06.2025).

1.1 Einleitung

Die globale Gemeinschaft strebt danach, klimaschädliche Emissionen zu reduzieren und die Erderwärmung deutlich zu begrenzen. Auf der Pariser Klimakonferenz der Vereinten Nationen (*Conference of Parties, COP21*) im Jahr 2015 wurde erstmals völkerrechtlich verbindlich festgelegt, die Erderwärmung unter 2 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Die einzelnen Staaten wählen zur Zielerreichung teilweise unterschiedliche Ansätze. Im Mittelpunkt steht die Verminderung von Treibhausgasen, insb. CO₂. Die Maßnahmen reichen von regulativen Instrumenten wie der CO₂-Bepreisung über Steuern und Emissionshandelssysteme, der Gewinnung von Kernenergie bis hin zu rohstoffbasierten Ansätzen, wie etwa der Nutzung von erneuerbaren Energien (EE), Wasserstoff (H₂) oder biogenen Ressourcen. Ergänzend kommen technologische Lösungen zum Einsatz, wie das Abscheiden und Speichern von CO₂, welches unter *Carbon Capture and Storage (CCS)* bekannt ist.

➤ CCS-Technologien könnte eine wichtige Rolle im Klimaschutz zukommen, weil sie einen Beitrag zur Reduktion von Emissionen leisten können.

CCS ist eine Methode, die darauf abzielt, CO₂ – etwa aus industriellen Prozessen – abzuscheiden und zu speichern. Diese Technologie könnte eine wichtige Rolle im Klimaschutz einnehmen, weil sie einen Beitrag zur Reduktion von Emissionen – insb. in Sektoren mit schwer vermeidbaren CO₂-Ausstößen – leisten und damit zur Erreichung langfristiger Klimaziele beitragen kann. Allerdings sind die Implementierung und Weiterentwicklung von CCS mit zahlreichen technischen, infrastrukturellen und regulatorischen Herausforderungen verbunden. In Deutschland rückt CCS zunehmend als Teillösung zur Reduktion schwer vermeidbarer CO₂-Emissionen in das politische Bewusstsein.

Auch auf europäischer Ebene wird die Bedeutung von CCS zunehmend erkannt und durch entsprechende Strategien und rechtliche Rahmenbedingungen unterstützt. Die Europäische Kommission hat hierzu eine *Carbon*

Management-Strategie³ vorgelegt und ein Regelwerk geschaffen, das den Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) als Grundlage für die Nutzung von CCS dient. Im Rahmen des *Deals für eine saubere Industrie (Clean Industrial Deal)* betont die EU zudem die Notwendigkeit, ein tragfähiges Geschäftsmodell für dekarbonisierte Produkte zu entwickeln, das auch gezielte Maßnahmen auf der Nachfrageseite erfordert: „Die neuen Maßnahmen tragen auch zur Verwirklichung des langjährigen Ziels der EU bei, einen Markt für abgeschiedenes CO₂ zu schaffen. Mit der Umsetzung der Strategie für das industrielle CO₂-Management wird ein Business Case für diese dauerhaften CO₂-Entnahmen geschaffen, um Restemissionen aus schwer dekarbonisierbaren Sektoren – auch im Kontext der Überarbeitung der Emissionshandelsrichtlinie im Jahr 2026 – auszugleichen.“⁴

Dass wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz effizient miteinander verbunden werden müssen, unterstrich EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen beim European Industry Summit 2025 in Antwerpen. Dort erklärte sie: „Europe is a frontrunner for example in the global race for clean tech. Here in Europe, we have 30 % of all innovative companies in electrolyser technologies worldwide; we have 20 % for carbon capture and storage; and even 40 % for wind and heat pump technology. But I know that too often, these companies struggle to grow, and to bring their solutions to industrial scale.“⁵

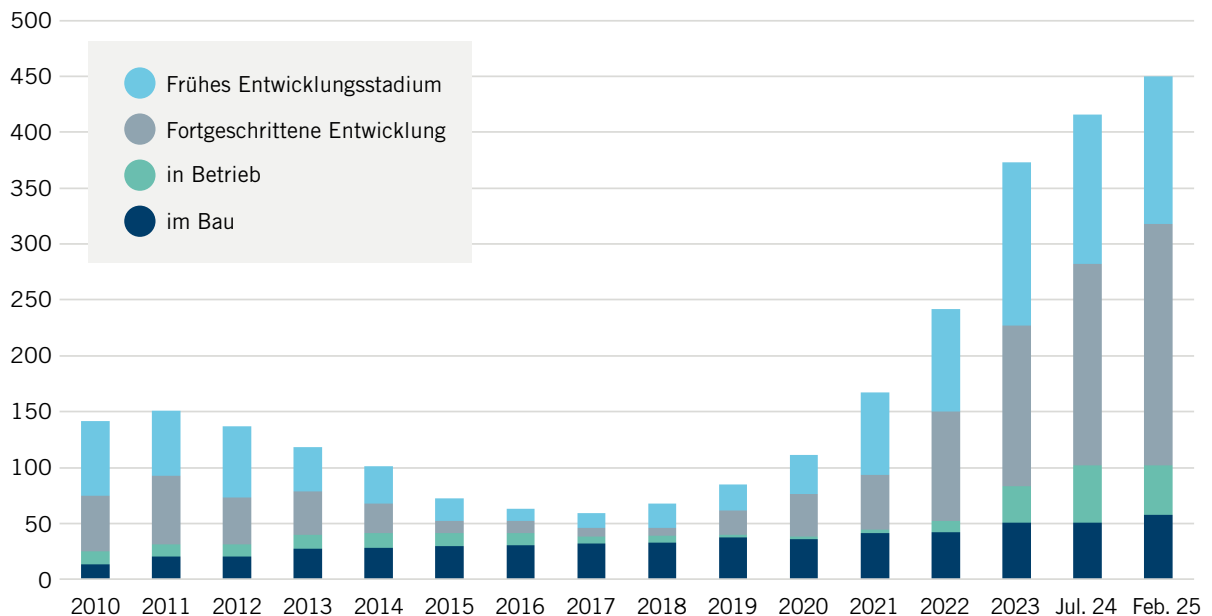
Andere europäische Länder, wie Dänemark, die Niederlande, Norwegen und das Vereinigte Königreich, nehmen beim Aufbau einer CCS-Infrastruktur eine Vorreiterrolle ein. Dass CCS international bereits vielfach erprobt wird, zeigt ein Blick auf die Zahlen: Weltweit sind aktuell rund 65 Anlagen zur Abscheidung von CO₂ in Betrieb, davon allein 33 in Nordamerika und 16 in China. Im Bau befinden sich 42 Anlagen und in der fortgeschrittenen Entwicklung 272.

3 Die Europäische Kommission bezeichnet Industrial Carbon Management, ICM, als den integrierten Einsatz von Technologien zur Erfassung, Nutzung, Speicherung und Entfernung von CO₂-Emissionen aus industriellen Prozessen sowie aus der Atmosphäre. Ziel ist es, Treibhausgasemissionen wirksam zu reduzieren und damit einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität zu leisten. Vgl. Europäische Kommission, Industrial Carbon Management, ohne Datum, abrufbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management_en (zuletzt abgerufen am 27.06.2025).

4 COM(2025) 85 final vom 26.02.2025, S. 8.

5 European Commission, Opening address by President von der Leyen on the Clean Industrial Deal at the European Industry Summit, 26.02.2025, abrufbar unter https://ec.europa.eu/commission/press-corner/api/files/document/print/en/speech_25_628/SPEECH_25_628_EN.pdf (zuletzt abgerufen am 03.06.2025).

Abbildung 1.1: Evolution kommerzieller CCS-Anlagen nach Abscheidekapazität in Mio. t/Jahr

Quelle: Global CCS Institute, CO₂RE Database CCS Facilities

Europa hat mit neun Anlagen im Betrieb noch Nachholbedarf, was sich an den Planungen für fortgeschrittene und frühe Entwicklungsstadien mit 140 Projekten ambitioniert zeigt.⁶

Eine aktuelle Erhebung des norwegischen Energieberaters Det Norske Veritas (DNV) kommt zu dem Ergebnis, dass weltweit aktuell bereits über 40 Mio. t CO₂ im Jahr abgeschieden werden.⁷ DNV-Prognosen zufolge sollen es bis 2050 etwa 1.300 Mio. t CO₂ sein. Dies entspricht ca. 6 % der globalen Emissionen des Jahres 2050. 2030 werden laut DNV 210 Mio. t CO₂ abgeschieden. Die Kapazität der Anlagen wird auf 270 Mio. t CO₂/Jahr veranschlagt. Das entspricht einer Vervielfachung der Kapazität bis 2030. DNV geht weiter davon aus, dass die Summe der kumulierten Investitionen in den nächsten fünf Jahren auf 80 Mrd. USD steigen wird.

Soll CCS zur Anwendung kommen, erfordert der Aufbau einer CO₂-Wirtschaft eine geeignete Infrastruktur, die sowohl technische Grundlagen als auch verfügbare Speicher- und Transporttechnologien berücksichtigt. Zu den zentralen Aspekten gehören die Anforderungen an Materialien für CO₂-Pipelines, die bestehenden Speicherkapazitäten sowie die Entwicklung leistungsfähiger Netzstrukturen und Transportwege.

Für den geplanten Hochlauf von CCS sind zahlreiche technische, wirtschaftliche und regulatorische Fragen zu klären – sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene. Besondere Bedeutung kommt dabei der Unterscheidung zwischen Onshore- und Offshore-Speicherung zu. Laufende und geplante Projekte wie der *Delta-Rhine-Corridor*, *Northern Lights*, *Aramis* und *Porthos* sowie weitere internationale Initiativen verdeutlichen die Dynamik und die zunehmende grenzüberschreitende Zusammenarbeit im CCS-Bereich.

6 Vgl. Global CCS Institute, Global Status of CCS 2024, November 2024, abrufbar unter <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/11/Global-Status-Report-6-November.pdf> (zuletzt abgerufen am 27.06.2025).

7 Vgl. DNV AS, ENERGY TRANSITION OUTLOOK CCS TO 2050. Carbon capture and storage: from turning point in 2025 to scale by mid-century, Høvik 2025, S. 2.

1.2 Hintergründe: Historie eines neuen Wirtschaftszweigs

Carbon Management, CCU, CCS und CDR – eine Begriffsabgrenzung

Carbon Management ist ein Sammelbegriff für drei verschiedene Konzepte zum Umgang mit schwer vermeidbaren CO₂-Emissionen (*hard-to-abate emissions*). Eine präzise Verwendung dieser Begriffe ist essenziell, um ihren jeweiligen Beitrag zur Klimapolitik zu verstehen. Die Konzepte lassen sich anhand von zwei Kriterien unterscheiden: (1) nach der Herkunft des CO₂ und (2) nach dessen langfristigem Verbleib.⁸

- **CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS)** bezeichnet die Abscheidung von CO₂ (1) direkt an der Quelle, bevor es in die Atmosphäre gelangen kann. Anschließend wird es bspw. per Schiff oder Pipeline zu einer (2) unterirdischen Speicherstätte transportiert, wo es langfristig verbleibt.
- **CO₂-Abscheidung und -Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU)** umfasst (1) die Abscheidung von CO₂ entweder direkt an der Quelle oder aus der Atmosphäre. Das abgeschiedene CO₂ wird dann für industrielle Zwecke genutzt, etwa zur Herstellung synthetischer Brennstoffe oder in der chemischen Industrie. (2) Am Ende des Lebenszyklus, z. B. bei der Verbrennung, wird das CO₂ jedoch wieder freigesetzt.
- **CO₂-Entnahme (Carbon Dioxide Removal, CDR)** beschreibt die direkte Entnahme von CO₂ (1) aus der Atmosphäre und dessen (2) langfristige Speicherung in terrestrischen, marinen oder geologischen Speichern. Es wird auch von negativen Emissionen gesprochen.

Eine allgemeingültige Definition, ab wann eine Speicherung als langfristig gilt, existiert bisher nicht. Dies erschwert die klare Abgrenzung zwischen CCU und den anderen beiden Konzepten. So führt bspw. die Nutzung von CO₂ in Gewächshäusern nur zu einer zeitlichen Verschiebung der Emissionen. Auch bei der Verwendung von Holz als Baustoff bleibt unklar, inwieweit dies als langfristige Speicherung gilt. Während CCU fossile Rohstoffe ersetzen kann, trägt es nicht direkt zur dauerhaften Reduktion des CO₂-Gehalts in der Atmosphäre bei. Im Gegensatz dazu kann durch CCS eine aktive Senkung der Emissionen erreicht und somit ein Beitrag zur Be-

kämpfung des Klimawandels geleistet werden, wenn die Emissionsbilanz der Prozesskette Netto-Null ist.

CCS-Debatte in Deutschland

Die geologische Speicherung von CO₂ ist ein bereits seit Jahrzehnten bekanntes Verfahren, das ursprünglich in der Öl- und Gasförderung Anwendung fand. In den 2000er-Jahren wurde der Einsatz von CCS an fossilen Kraftwerken unter dem Schlagwort *clean coal* international diskutiert. Aufgrund wirtschaftlicher Hindernisse und fehlender öffentlicher Akzeptanz wurde dies jedoch nicht umgesetzt. In Deutschland wurde die geologische CO₂-Speicherung durch das 2012 verabschiedete Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG), das den Bundesländern Entscheidungsspielräume zur Regulierung einräumte, vorerst unmöglich.⁹ Grund hierfür ist, dass das Gesetz bislang keine Genehmigung von CO₂-Speichern zu regulären Betriebszwecken erlaubt.

Aufgrund des Stillstands der Entwicklung von CO₂-Speichern in Deutschland infolge des Rechtsrahmens des KSpG wird von der betroffenen Industrie (bspw. Zement- und Kalkindustrie) seit einiger Zeit geplant, in Deutschland abgeschiedenes CO₂ zunächst in anderen Ländern wie Dänemark oder Norwegen zu speichern, in welchen es bereits (Pilot-)Projekte und Pläne für den Ausbau von Speicherkapazitäten gibt. Beide Länder erkennen in der CCS-Technologie ein Geschäftsmodell.

Um die bestehende Regelungslücke zu schließen und Planungssicherheit für Speicherprojekte zu schaffen, gab das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) Ende Juni 2025 einen entsprechenden Referentenentwurf in die Verbändeanhörung.

Vorgesehen ist die Zulassung kommerzieller CO₂-Speicherprojekte im industriellen Maßstab, zunächst ausschließlich in Offshore-Gebieten. Darüber hinaus soll ein einheitlicher Genehmigungsrahmen für den Bau und Betrieb von CO₂-Transportleitungen geschaffen werden, der auch gemischt genutzte Infrastrukturen für CCS und CCU einschließt.

⁸ Vgl. Smith, S./Geden, O./Gidden, M./Lamb, W./Nemet, G./Minx, J./Buck, H./Burke, J./Cox, E./Edwards, M./Fuss, S./Johnstone, I./Müller-Hansen, F./Pongratz, J./Probst, B./Roe, S./Schneuit, F./Schulte, I./Vaughan, N., The State of Carbon Dioxide Removal – 2nd Edition. IIASA Report 2024. Laxenburg 2024.

⁹ Vgl. Frontiers on Climate, Carbon dioxide removal policy in the making: assessing developments in 9 OECD cases, März 2021, abrufbar unter <https://doi.org/10.3389/fclim.2021.638805> (zuletzt abgerufen am 04.06.2025); Proell, Alexander/Westmark, Lennart, Seevölkerrechtliche Anforderungen der unterseeischen Speicherung von CO₂. Klima und Recht, 2022, S. 234-239; Otto, Danny/Pfeiffer, Maria/de Brito, Mariana Madruga/Matthias Gross, Fixed amidst change: 20 years of media coverage on carbon capture and storage in Germany. Sustainability, 14(12), 7342, 2022.

Der Referentenentwurf des BMWi zielt darauf ab, rechtliche Unsicherheiten zu beseitigen und die Grundlage für eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland zu legen.

Die geplante Neuregelung steht im Kontext einer internationalen Entwicklung, in der CCS seit der Veröffentlichung des 1,5 °C-Sonderberichts des Weltklimarats (IPCC) im Jahr 2018 und der zunehmenden Formulierung von Netto-Null-Zielen wieder verstärkt als Baustein der Klimapolitik diskutiert wird. Ziel der gesetzlichen Anpassung ist es, rechtliche Unsicherheiten zu beseitigen und den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur im Einklang mit den langfristigen Klimazielen zu unterstützen.¹⁰ Dabei geht es v. a. um die Vermeidung oder Kompensation schwer vermeidbarer Emissionen. Diese entstehen in Sektoren und durch Prozesse, die nur mit erheblichen Aufwand dekarbonisiert werden können. Welche Emissionen als schwer vermeidbar gelten, ist nicht eindeutig definiert und bleibt Teil eines gesellschaftspolitischen Aushandlungsprozesses.

Typische Beispiele für hard-to-abate-Emissionen sind die CO₂-Freisetzung bei der Zementherstellung, Emissionen aus trockengelegten Mooren oder unvollständige Abscheidungsprozesse. Ein Teil der schwer vermeidbaren Emissionen kann durch Effizienzsteigerungen, Prozessoptimierungen, den Einsatz von CCS oder Verhaltensänderungen reduziert werden. Je nach Modellannahmen könnten der Ausstoß auf etwa 10 % der Treibhausgas (THG)-Emissionen des Jahres 2023 gesenkt werden.¹¹ Der verbleibende Ausstoß wird als Restemissionen bezeichnet. Um CO₂-Neutralität zu erreichen, müssen diese durch CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre kompensiert werden. Die geologische Speicherung von CO₂ könnte dabei eine zentrale Rolle bei CDR-Verfahren wie *Direct*

*Air Carbon Capture and Storage (DACCS)*¹² oder *Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS)*¹³ spielen.

In Deutschland setzen sich Umweltverbände wie der NABU (Naturschutzbund Deutschland) e.V. und der WWF Deutschland dafür ein, CCS nicht mit der weiteren Nutzung fossiler Brennstoffe zu verknüpfen. Dies würde bspw. durch die Kopplung von Gaskraftwerken mit CCS-Anlagen passieren. Auf Bundesebene schloss das Eckpunktepapier der Carbon Management-Strategie der Ampelregierung, welche von 2021 bis Anfang 2025 im Amt war, die Nutzung von CCS für Kohlekraftwerke aus. Sie sah keine Förderung für eine Kopplung von CCS mit Gaskraftwerken vor.¹⁴ Der Koalitionsvertrag der Regierung zwischen der Christlich Demokratischen Union (CDU), der Christlich-Sozialen Union in Bayern (CSU) und der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD) von Mai 2025 spricht hingegen davon, dass die Möglichkeit zur Nutzung von CCS für die Stahlindustrie und Gaskraftwerke geschaffen werden soll.¹⁵

10 Der IPCC-Sonderbericht analysiert u. a. notwendige Maßnahmen zur Begrenzung der globalen Erderwärmung auf max. 1,5 °C. Als zentrales Instrument zur Zielerreichung wurde eine drastische Reduktion der Treibhausgasemissionen identifiziert. Vgl. Umweltbundesamt, Sonderbericht des Weltklimarates über 1,5 °C globale Erwärmung, 24.04.2019, abrufbar unter <https://t1p.de/lj30r> (zuletzt abgerufen am 17.06.2025).

11 Vgl. Merfort, Anne/Stevanović, Miodrag/Strefler, Jessica, *Energie- wende auf Netto-Null: Passen Angebot und Nachfrage nach CO₂- Entnahme aus der Atmosphäre zusammen? Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam 2023* sowie Umweltbundesamt, Nationale Treibhausgas-Inventare 1990 bis 2022 (Stand EU-Berichterstattung 01/2024) und Vorjahresschätzung für 2023 (UBA Pressemitteilung Nr. 11/2024).

12 Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) ist eine Technologie zur Abscheidung von CO₂ direkt aus der Umgebungsluft mit anschließender dauerhafter geologischer Speicherung.

13 BECCS kombiniert die Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung mit der Abscheidung und Speicherung des dabei entstehenden CO₂.

14 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie, 29.05.2024, abrufbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-der-bundesregierung-fuer-eine-carbon-management-strategie.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt aufgerufen am 19.03.2025).

15 Vgl. CDU/CSU/SPD, Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Berlin 2025.

1.3 Infrastrukturbedarfe für den Aufbau einer CO₂-Wirtschaft

Für den Aufbau einer CO₂-Wirtschaft sind tragfähige technische Infrastrukturen zur Abscheidung, zum Transport sowie zur Speicherung oder Nutzung von CO₂ erforderlich.

Technische Grundlagen

Die technische Basis für den Aufbau einer CO₂-Wirtschaft stützt sich auf drei wesentliche Komponenten:

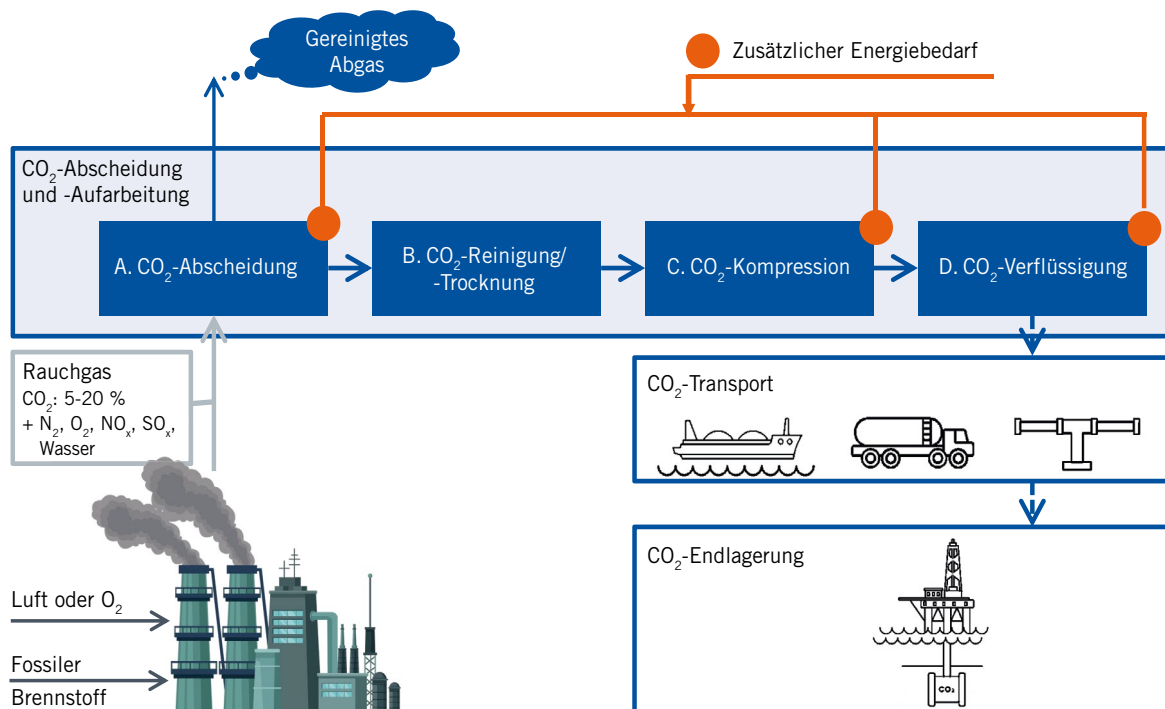
CO₂-Abscheidung: Drei Verfahren sind derzeit technologisch besonders relevant:

- **Post-Combustion Capture:** CO₂ wird aus Gasgemischen industrieller Punktquellen, wie z.B. Zementwerken, abgeschieden. Methoden sind die *Aminwäsche*, bei der CO₂ chemisch gebunden und durch Erhitzen freigesetzt wird, sowie das *Carbonate Looping*, das CO₂ an feste Absorptionsmittel bindet.
- **Oxyfuel Combustion Capture:** Kohlenwasserstoffbasierte Brennstoffe werden mit reinem Sauerstoff ver-
- **Pre-Combustion Capture:** Kohlenwasserstoffbasierte Brennstoffe werden in ein Gasgemisch aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid umgewandelt. Durch eine Reaktion mit Wasserdampf entsteht CO₂, das unter hohem Druck abgetrennt wird, bevor der Wasserstoff weiterverwendet oder verbrannt wird.¹⁶
- **Direct Air Capture (DAC):** CO₂ wird direkt aus der Luft entnommen und aufgefangen, unabhängig von Punktquellen.¹⁷

¹⁶ Vgl. Internationale Energieagentur (IEA), Energy Technology Perspectives, Paris 2020.

¹⁷ Vgl. vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern, November 2024, abrufbar unter https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2024/Downloads/Studienupdate_CO2-Infrastrukturbedarf-in-Bayern_final.pdf (zuletzt abgerufen am 04.06.2025).

Abbildung 1.2: Industrielle CO₂-Abscheidung und -Aufarbeitung



Quelle: thyssenkrupp Uhde GmbH

CO₂-Transport: Nach der Abscheidung muss das CO₂ zu Speichern oder zu industriellen Nutzungsstellen transportiert werden. Dabei werden Transportlösungen wie Pipelines genutzt. Es kommen aber auch alternative Transportmethoden zum Einsatz, wie z.B. Tanks auf LKWs, per Zug oder per Schiff.

CO₂-Speicherung und -Nutzung: Je nach Zielsetzung erfolgt entweder eine dauerhafte Speicherung (z. B. in geologischen Formationen) oder eine stoffliche Nutzung des CO₂. Letztere umfasst industrielle Anwendungen wie die Produktion von synthetischen Kraftstoffen, Düngemitteln oder Baumaterialien. Dabei hängt das Klimaschutzpotenzial maßgeblich davon ab, ob und wann das gebundene CO₂ wieder freigesetzt wird.

CCS-Abscheidetechnik: Herausforderung und Chance für Anlagenbauer und -betreiber

Die CO₂-Abscheidung stellt für Anlagenbauer und -betreiber sowohl technische und kommerzielle Herausforderungen als auch Chancen dar. Während die hohen Investitionskosten und der Energiebedarf von CCS-Anlagen erhebliche Hindernisse darstellen, können Fortschritte bei der Technologie, der Standardisierung/Modularisierung, der Materialwissenschaft und politische Anreize eine breitere Akzeptanz fördern. Bei der Dekarbonisierung der Industrien, in denen die Emissionsvermeidung sehr schwierig ist, wie etwa in der Zementherstellung und der Schwerindustrie, können Partnerschaften mit Anbietern von Lösungen zur CO₂-Abscheidung ein entscheidender Schritt sein.

Bei den industriellen CO₂-Quellen handelt es sich im Wesentlichen um Rauchgase aus Verbrennungen oder um Prozessabgase. Diese zeichnen sich durch eine geringe CO₂-Konzentration, Verunreinigungen (z.B. durch Sauerstoff, Schwefel- und Stickoxide), einen hohen Wasseranteil und durch niedrige Drücke (in der Regel Umgebungsdruck) aus. Demgegenüber stehen Anforderungen seitens des CO₂-Transportes und der Speicherung nach hoher CO₂-Konzentration, minimalem Wasser- und Verunreinigungsanteil sowie hohen Drücken von etwa 75-150 bar. Aufgrund der CO₂-Quellen und der Anforderungen an die CO₂-Qualität hinsichtlich des Transports und der Speicherung erfolgt die industrielle Abscheidung und Aufarbeitung des CO₂ in 4 Stufen: CO₂-Abscheidung, CO₂-Reinigung/-Trocknung, CO₂-Kompression und CO₂-Verflüssigung.

1. CO₂-Abscheidung

Die Abscheidung umfasst die Trennung des erzeugten CO₂ aus den Abgasen der CO₂-Quelle. Hier werden verschiedene Trenntechnologien angeboten, die sich zum Teil deutlich in Entwicklungsreife, Kosten, Energiebedarf und Skalierbarkeit unterscheiden.¹⁸ Alle Technologien erfordern die Bereitstellung von zusätzlicher Energie in Form von elektrischem Strom oder Wärme. Folgende Auswahlkriterien dienen als Leitfaden bei der Technologieauswahl für einen entsprechenden Anwendungsfall:

- **Technische Entwicklungsreife:** Gibt es kommerzielle Anwendungen oder Referenzen, die einen risikofreien Einsatz der Technologie erlauben?
- **Skalierbarkeit:** Ist ein großtechnischer Einsatz dieser Technologie möglich?
- **Kosten:** Wie hoch sind die Investitions-, aber auch die Betriebskosten dieser Technologie?

Da alle Verfahren einen (teilweise hohen) Energiebedarf für die Abscheidung von CO₂ sowie Anforderungen an Hilfsmedien (Wasser-, Luft-, Stickstoffversorgung) aufweisen, ist eine Integration der Abscheidetechnologien in den vorhandenen Produktionskomplex erforderlich, um eine technisch wie wirtschaftlich vertretbare Gestaltung der CO₂-Abscheidung zu ermöglichen. Aufgrund der Referenzlage und der weit entwickelten Technologie werden ca. 80 % aller kommerziell realisierten CO₂-Abscheidungen als chemische Wäschen mit Aminen (Monoethanolamin, MEA)-Waschmitteln ausgeführt.

2. CO₂-Reinigung und -Trocknung

Aufgrund von technischen und Sicherheitsanforderungen an den CO₂-Transport und die Speicherung sind die Grenzwerte von Verunreinigungen und des Restwassergehaltes im abzugebenden CO₂-Strom sehr gering. Zur Einhaltung dieser Grenzwerte sind separate Reinigungs- und Trocknungsverfahren erforderlich. Die Technologie dieser Reinigung und Trocknung ist verfügbar, verursacht allerdings zusätzliche Kosten.¹⁹

¹⁸ Vgl. Dubey, Aseem, Advancements in Carbon Capture Technology: A Review, 2022, abrufbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652622035041> (zuletzt abgerufen am 04.06.2025).

¹⁹ Vgl. Northern Lights, Liquid CO₂ Quality Specifications, Februar 2024, abrufbar unter <https://northernlights.com/how-to-store-co2-with-northern-lights/> (zuletzt abgerufen am 04.06.2025).

3. CO₂-Kompression

Effizienzkriterien des CO₂-Transports und der Speicherung erfordern die Verdichtung des abgetrennten und gereinigten CO₂-Stroms von Umgebungsdruck auf ca. 75-150 bar (Pipelinedruck). Die CO₂-Kompression ist technisch verfügbar, verursacht aber ebenfalls zusätzliche Investitionen und Betriebskosten.

4. CO₂-Verflüssigung (falls erforderlich)

Ebenfalls aus Effizienzgründen erfolgt der Transport und die Speicherung des CO₂ meistens im flüssigen oder hochdichten Zustand. Daher ist im Rahmen der Abscheidung und Aufarbeitung eine CO₂-Verflüssigung häufig erforderlich. Die Verflüssigung erfolgt in der Regel durch Abkühlen des CO₂ und ist daher ebenfalls energieintensiv.

Industrielle Anwendung

Bislang wurden einige Demonstrations- und Leuchtturmprojekte realisiert. Es kam allerdings noch nicht zu einem flächendeckenden Einsatz von CO₂-Abtrennungstechnologien. Viele Produzenten untersuchen die technische und kommerzielle Machbarkeit von CCS- und CCU-Projekten, zeigen sich aber bei der Realisierung dieser Anlagen oft zurückhaltend. Bei den Gründen für diese Zurückhaltung spielen folgende Kriterien eine bedeutende Rolle:

- **Technologieverfügbarkeit und erwartete Kostenreduktion:** Der Einsatz in einer großtechnischen Umgebung wird zurzeit u. a. aufgrund wirtschaftlicher Aspekte als risikoreich angesehen. Seitens der Anlageninvestoren wird jedoch erwartet, dass eine Weiterentwicklung der Abscheidetechnologien eine deutliche Kostenreduktion für CCS-Projekte erbringen könnte.
- **Hohe Investitionskosten von CCS-Projekten:** CO₂-Abscheide- und -Aufarbeitungsanlagen verursachen erhebliche zusätzliche Investitionskosten.
- **Hohe Betriebskosten:** Neben den erhöhten Investitionskosten verursachen CCS-Anlagen durch den zusätzlichen Energie- und Wartungsbedarf weitere Betriebskosten, die derzeit nicht durch eine Produktpreisgestaltung abgedeckt werden können.
- **Platzbedarf:** Eine zusätzliche CO₂-Abscheidung und -Aufarbeitung erfordert ca. eine gleich große Grundfläche wie die konventionelle Anlage. Viele Bestandsan-

lagen verfügen nicht über den Platz, um eine CO₂-Abscheidungsanlage zu installieren.

- **CO₂-Transport und Speicherung:** Für Investoren stellen die unklare Verfügbarkeit und Kosten des CO₂-Transports mittels Bahn, Schiff, LKW und Pipeline sowie der Speicherung ein hohes Projektrisiko dar. Aufgrund der großen CO₂-Menge sind die unklare Verfügbarkeit sowie die nicht absehbaren Kosten ein erhebliches Risiko im Geschäftsmodell einer Investition. Zum Vergleich: Eine Zementanlage emittiert, je nach Größe der Anlage, etwa bis zu 4.000 t CO₂ pro Tag, was ca. 1.200.000 t pro Jahr entsprechen.²⁰
- **Kommerzielles CO₂-Management:** Die künftigen Kosten für CO₂-Zertifikate lassen sich im Moment nur abschätzen. Dies bringt ein zusätzliches Risiko in eine kommerzielle Machbarkeitsanalyse für ein CCS-Projekt – ein Umstand, der die Entscheidung über dieses Projekt verschieben oder negativ beeinflussen kann.

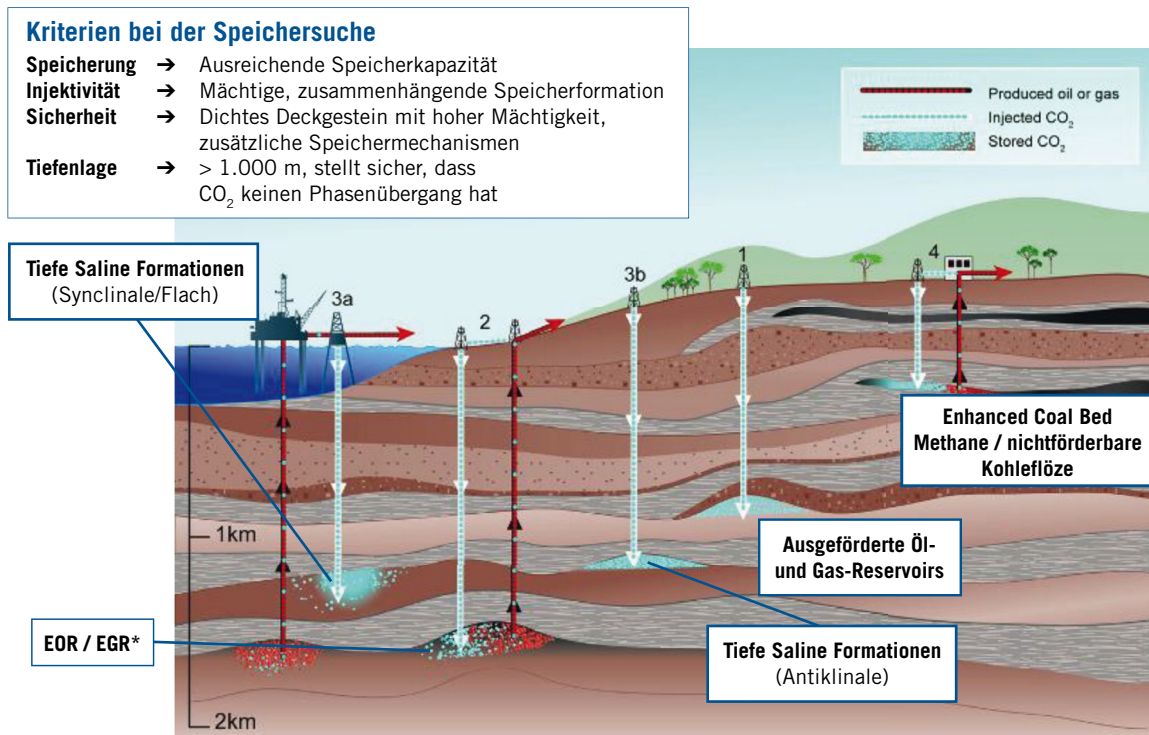
Verfügbare Technologien zum Transport und zur Speicherung von CO₂

Ein leistungsfähiges CO₂-Transportsystem ist entscheidend für ein effektives Carbon Management. Der Aufbau der Infrastruktur erfordert dabei hohe Investitionen und sorgfältige Planung, insb. hinsichtlich der Sicherheit und Integration der verschiedenen Transportpfade.²¹ Je nach Menge, Entfernung und den geografischen Gegebenheiten kommen dabei unterschiedliche Transportmittel zum Einsatz:

- **Pipelines:** Diese stellen eine Lösung dar, wenn große Mengen an CO₂ über lange Distanzen transportiert werden sollen. Die Planung neuer CO₂-Pipelines orientiert sich häufig am bestehenden Erdgasleitungsnetz, da hier bereits wesentliche regulatorische und technische Voraussetzungen und Rahmenbedingungen vorliegen.

²⁰ Vgl. RECESSARY Industries, Carbon emissions from the cement industry, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.recessary.com/en/recessary/carbon-emissions-from-the-cement-industry#:~:text=Carbon%20dioxide%20emissions%20from%20producing,ton%20of%20cement%3A%20616.6%20kg> (zuletzt abgerufen am 30.06.2025).

²¹ Die geologische CO₂-Speicherung gilt als vielversprechend, da sie große Kapazitäten in Salzwasser-Aquiferen und ausgeförderten Lagerstätten bietet und bereits in Projekten wie Sleipner und Weyburn erprobt wurde. Für die langfristige Rückhaltung sorgen verschiedene natürliche Mechanismen: Das CO₂ wird durch Gestein eingeschlossen, in Porenräumen festgehalten, im Wasser gelöst oder dauerhaft in Mineralien umgewandelt.

Abbildung 1.3: CO₂-Speichermöglichkeiten

*EOR steht für Enhanced Oil Recovery, EGR für Enhanced Gas Recovery

Quelle: IPCC, 2005

- **Schiffe:** Sie sind für den Transport großer CO₂-Mengen in Küstenregionen mit Offshore-Speichern geeignet.
- **Schienen- und Straßentransport:** Für kleinere Mengen oder in Übergangsphasen werden auch Transportlösungen mittels Kesselwagen, LKWs oder Güterzügen genutzt. Diese Ansätze sind flexibel, jedoch in Bezug auf die Transportkapazität begrenzt.

Für die Speicherung von CO₂ nach dessen Abscheidung und Transport gibt es zwei Hauptmethoden:

- **Geologische Speicherung:** CO₂ wird in tiefen Gesteinsformationen, wie erschöpften Öl- und Gasfeldern oder salinen Aquiferen, eingelagert. Diese Methode gilt als vielversprechend, erfordert jedoch eine sorgfältige Überwachung, damit sichergestellt ist, dass das CO₂ nicht entweicht.
- **Mineralische Speicherung:** CO₂ reagiert mit bestimmten Gesteinen zu stabilen Mineralien. Diese Technologie ist noch in der Entwicklung, wird aber bereits in

Pilotprojekten getestet, z. B. durch die Karbonatisierung²² von Bauschutt.²³

Die Materialauswahl für CO₂-Pipelines stellt eine besondere Herausforderung dar. Da CO₂ bei Verunreinigungen zu Korrosion führen kann, muss das transportierte CO₂ hohe Anforderungen an die Reinheit erfüllen oder die Korrosionsfestigkeit der Leitung über alternative Werkstoffe erhöht werden. Die Bestrebung geht dahin, die Begleitstoffe durch entsprechende Grenzwerte so festzulegen, dass diese keine Korrosion an Stahlleitungen hervorrufen bzw. die Korrosionsrate gering genug ist, um eine wirtschaftliche Nutzungsdauer der Pipeline zu sichern:

- **Korrosionsbeständige Werkstoffe:** Für den Bau von CO₂-Pipelines können häufig spezielle Stähle zum Ein-

22 Bei der Karbonatisierung handelt es sich um die Umwandlung von Biomasse zu kohlenstoffreichen Feststoffen.

23 Vgl. Verein Deutscher Zementwerke e. V. (VDZ) (Hrsg.), Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland – Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung, Düsseldorf 2024.

satz kommen, die eine hohe Beständigkeit gegenüber Säure und anderen korrosiven Einflüssen aufweisen.

- **Beschichtungen und Inhibitoren:** Zusätzlich können spezielle Beschichtungen und chemische Inhibitoren verwendet werden, um das Risiko der Bindung schädlicher Begleitstoffe zu minimieren. Bspw. können bei der CO₂-Karbonatisierung Inhibitoren wie Calcium- und Natrium-Nitrit eingesetzt werden, um die Stahlbewehrung²⁴ zu schützen.
- **Druck- und Temperaturanforderungen:** Die Pipeline muss so ausgelegt sein, dass sie den hohen Drücken und möglichen Temperaturschwankungen im Transportprozess standhält, ohne strukturelle Schäden zu erleiden. Für CO₂-Pipelines liegen die typischen Betriebsdrücke im Bereich von 8,5 bis 15 Megapascal (MPa) (85-150 bar) und die Betriebstemperaturen zwischen 13 °C und 44 °C, um den Transport im hochdichten oder überkritischen (flüssigen) Zustand

sicherzustellen.²⁵ Im Unterschied zu herkömmlichen Gasleitungen muss stets oberhalb des kritischen Drucks von 7,38 MPa und idealerweise auch oberhalb der kritischen Temperatur von 31,1 °C operiert werden, um Phasenübergänge und damit verbundene Probleme (z.B. Feststoffbildung²⁶, Zweiphasenströmung²⁷) zu vermeiden.²⁸

Die derzeitigen Speichertechnologien für CO₂ beruhen v.a. auf der geologischen Speicherung. Dabei wird das abgeschiedene CO₂ nach einer Aufbereitung und Verdichtung über Pipelines in tief liegende Formationen wie ausgeförderte Öl- oder Gasfelder bzw. saline Aquifere injiziert, wo das Gas langfristig (über Jahrtausende) sicher eingeschlossen werden soll.

²⁴ Stahlbewehrung bezeichnet die Einlage von Stahlstäben oder -matten in Betonbauteilen, um deren Zugfestigkeit zu erhöhen. Sie ist ein zentrales Element des Stahlbetonbaus und sorgt für die Tragfähigkeit und Dauerhaftigkeit von Bauwerken.

²⁵ Vgl. Leeson, D./Mac Dowell, N./Sharma, M./Fennell, P., Costs of CO₂ capture in existing cement, steel and hydrogen production plants: Granular energy and techno-economic assessment, in: *Energies* 11 (9), 2184, August 2018.

²⁶ Feststoffbildung ist der Übergang gelöster Stoffe aus einer Flüssigkeit in eine feste Phase, z. B. durch Kristallisation oder Ausfällung.

²⁷ Zweiphasenströmung bezeichnet den gleichzeitigen Transport von zwei unterschiedlichen Phasen, meist Flüssigkeit und Gas, innerhalb eines Strömungssystems.

²⁸ Vgl. DESFA S.A. (Hrsg.), Design Considerations for CO₂ Transportation Pipelines, Juli 2024, abrufbar unter <https://www.erasmuscorp.gr/IIW2024/ProceedingFiles/FPKEYNOTESPEAKER.pdf> (zuletzt abgerufen am 17.06.2025).

Tabelle 1.1: Weltweite Anlagen zur CO₂-Abscheidung nach Industriesektoren

	In Betrieb	Im Bau	Fortgeschrittene Entwicklung	Frühes Entwicklungsstadium	Gesamt
Bio-Energie/Ethanol	5	5	58	44	112
Zementproduktion	1	1	22	19	43
Chemie	8	2	5	13	28
Direct Air Capture	3	2	6	12	23
Aluminium	-	-	1	-	1
Wasserstoff/Ammoniak/ Düngemittel	7	11	33	36	87
Eisen- und Stahl-Produktion	1	1	3	5	10
Erdgas/LNG	20	7	15	6	48
Ölraffinerie	2	1	7	7	17
Strom- und Wärmeerzeugung	8	4	29	28	69
Papier- und Pappeerzeugung	-	-	2	2	4
In Bewertung	-	-	1	1	2
Müllverbrennung	-	1	9	22	32
Transport/Speicherung	10	7	81	141	239
Insgesamt	65	42	272	336	715

Quelle: Global CCS Institute; Stand: Februar 2025

Nach der Abscheidung wird das CO₂ zunächst in temporären Speichertanks zwischengelagert. Daran anschließend erfolgt der Transport zu einem geeigneten Lagerort, wo es mittels spezieller Injektionssysteme in Gesteinsformationen – z. B. in einer Tiefe von rund 2.600 m im K12B-Reservoir²⁹ in der Nordsee – dauerhaft verpresst wird. Dabei spielt auch die genaue Charakterisierung des Reservoirs (Permeabilität, Porosität sowie Druckverhältnisse) eine wichtige Rolle, um Sicherheit und Effizienz zu gewährleisten.

Infrastruktur, Netzaufbau und Einsatzbereiche

Der Aufbau einer umfassenden CO₂-Infrastruktur in Deutschland und dort insb. in Regionen mit hoher industrieller Aktivität befindet sich noch in einem frühen Stadium. Zahlreiche Studien belegen, dass zwar einzelne Elemente (z. B. CO₂-Pipelines oder Transportlösungen per Kesselwagen) bereits vorhanden sind, jedoch kein flächendeckendes, integriertes CO₂-Kernnetz zur Verfügung steht.³⁰

Global wird CO₂ aktuell v. a. mittels Schienen- und Straßen-transport – etwa durch Kesselwagen – sowie in einigen Ländern per Pipeline zu den Lagerstätten transportiert. Z. B. wird im Rahmen des britischen Pilotprojekts *Train to Zero* CO₂ von der *Ferrybridge Waste-to-Energy*-Anlage per Bahn zum Navigator-Terminal in Teesside transportiert. Diese Ansätze haben sich in der Phase der Pilotierung bewährt, reichen jedoch für großindustrielle Anwendungen nicht aus. Für den flächendeckenden Einsatz in Europa ist daher der Ausbau von Leitungsnetzen notwendig, da Pipelines nicht nur kosteneffizienter, sondern auch emissionsärmer und sicherer im Betrieb sind.³¹ Zu den Wirtschaftszweigen, in denen CO₂ als unvermeidbares Nebenprodukt entsteht und die voraussichtlich auf eine leistungsfähige CO₂-Infrastruktur angewiesen sind, zählen:

- **Die Rohstoff- und Grundstoffindustrie:** Insb. in der Zement- und Kalkindustrie fallen große Mengen an prozessbedingten CO₂-Emissionen an, die nur durch ge-

zielte Abscheidetechnologien und langfristige Speicherung reduziert werden können.

- **Die Chemische Industrie:** Hier wird CO₂ nicht nur als Abfallprodukt behandelt, sondern zunehmend als Rohstoff für die Produktion synthetischer Chemikalien und Kraftstoffe genutzt (CCU).
- **Die Glas- und Ziegelproduktion:** Auch in diesen Industriezweigen sind die CO₂-Emissionen aufgrund der verwendeten Rohstoffe und Produktionsprozesse hoch, wobei hier oft alternative Maßnahmen (z. B. Recycling-Materialien, Ziegelbruch, Industrieaschen) sowie algenbasierte Ziegel, die nur ein Zehntel der üblichen CO₂-Bilanz aufweisen, zur Emissionsreduktion erforderlich sind. Aktuell sind diese alternativen Maßnahmen allerdings noch sehr kostenintensiv.
- **Die Abfallverwertung:** In Abfallbehandlungsanlagen (Müllverbrennungsanlagen) fallen erhebliche CO₂-Mengen an, die nur über eine gezielte CCS/CCU-Infrastruktur erfasst, transportiert und geologisch gespeichert oder stofflich verwertet werden können.

Die Fokussierung auf diese Branchen für die Integration von CCS/CCU-Technologien kann vorteilhaft sein, da sie nicht nur einen hohen CO₂-Ausstoß verursachen, sondern auch großes Potenzial für den Aufbau entsprechender CO₂-Infrastrukturen bieten. Die Kombination aus Industriebedarf und den jeweils regional vorhandenen geologischen Speichern kann somit einen Hebel für die Transformation hin zu einer CO₂-neutralen Wirtschaft darstellen.

²⁹ Das K12-B Reservoir ist ein ehemaliges Erdgasfeld in der niederländischen Nordsee, das heute als Pilotprojekt für Offshore-CO₂-Speicherung genutzt wird.

³⁰ Vgl. vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V., CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern, München 2024.

³¹ Vgl. NRW.Energy4Climate GmbH, Aufbau einer Infrastruktur für den Transport von Kohlendioxid, 2022, abrufbar unter <https://www.energy4climate.nrw/aktuelles/newsroom/aufbau-einer-infrastruktur-fuer-den-transport-von-kohlendioxid-was-gilt-es-zu-beruecksichtigen-ein-impuls> (zuletzt abgerufen 10.06.2025).

1.4. Rahmenbedingungen für den CCS-Hochlauf in Europa

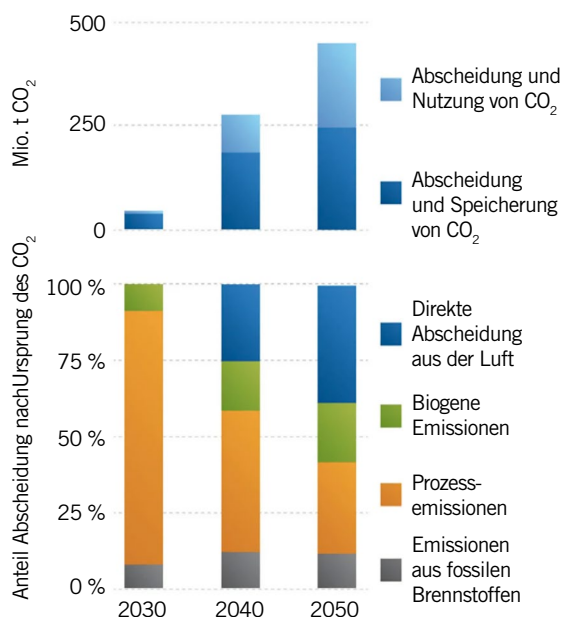
CCS-Regulatorik in der EU

Die *Industrial Carbon Management-Strategie*³² wurde von der EU-Kommission im Februar 2024 veröffentlicht und zielt darauf ab, einen EU-Binnenmarkt für CO₂-Management zu etablieren. Dies soll dazu beitragen, die Netto-THG-Emissionen bis 2040 um 90 % auf 450 Mio. t CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq.) im Vergleich zu 1990 zu reduzieren und dabei die Kohlenstoffentnahme durch landgestützte und industrielle Prozesse (LULUCF³³ bzw. CCU/CCS) auf 400 Mio. t CO₂-Äq. zu erhöhen. Demnach soll ein EU-

weiter legislativer Rahmen und Ansatz geschaffen werden, damit Investitionen auf europäischer und nationaler Ebene besser koordiniert werden können. Darunter fällt auch die Erarbeitung eines Gesetzespakets zur CO₂-Transport- und Speicherinfrastruktur, inkl. eines Marktmechanismus und Infrastrukturplanungsinstruments. Einen ersten Entwurf plant die EU-Kommission 2026 vorzulegen.

Hintergrund ist die Zielsetzung der EU, bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Im Rahmen dessen sind die Mitgliedstaaten dazu aufgerufen, Carbon Management-Strategien zu erarbeiten, aus denen die jeweiligen nationalen Ambitionen zur Emissionsminderung hervorgehen. CCS ist in diesem Zusammenhang als potenzielle Maßnahme insb. für schwer vermeidbare Industrieemissionen vorgesehen.

Abbildung 1.4: Zielgrößen der abgeschiedenen CO₂-Mengen in der EU sowie die angestrebten Anteile der Ursprünge des abgeschiedenen CO₂ entsprechend EU-Carbon Management-Strategie



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2024³⁴

Die Industrial Carbon Management-Strategie der EU-Kommission von 2024 sieht vor, einen europäischen Binnenmarkt für das CO₂-Management zu etablieren.

Einen Bestandteil der europäischen Klimaschutzstrategie bildet zudem die bereits 2009 verabschiedete Richtlinie 2009/31/EG³⁵, die sog. *EU CCS Directive*. Sie regelt den sicheren geologischen Speicherbetrieb für CO₂. Die EU-Richtlinie enthält Anforderungen an die Standortwahl, Überwachung und Risikosteuerung, um mögliche Umwelt- und Gesundheitsrisiken zu minimieren.

Die *Netto-Null-Industrie-Verordnung (Net Zero Industry Act, NZIA)*³⁶ ist darüber hinaus eine Initiative der Europäischen Kommission, die aus dem *Industrieplan zum Green Deal (Green Deal Industrial Plan)*³⁷ hervorgegangen ist. Ziel des Gesetzes ist es, die Produktionskapazitäten für sog. *saubere* Technologien in der EU zu erhöhen und die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie zu stärken. Eine Vielzahl von Technologien, darunter Solarenergie, Windkraft, Batterien, Wärmepumpen, Wasserstoff sowie CO₂-Abscheidung und -Speicherung, wer-

32 Vgl. COM(2024) 62 final vom 06.02.2024 sowie Europäische Kommission, *Industrial Carbon Management*, 06.02.2024, abrufbar unter https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/industrial-carbon-management_en (zuletzt abgerufen unter 17.03.2025).

33 Bei Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land-Use Change and Forestry, LULUCF) handelt es sich im Rahmen der internationalen Klimapolitik um ein Konzept zur Landnutzung und des Managements von Ökosystemen, einschließlich der Waldwirtschaft.

34 Vgl. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Beitragsreihe Carbon Management: Welche Rahmenbedingungen sind zu beachten?, 21.03.2024, abrufbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-carbon-management-rahmenbedingungen/> (zuletzt abgerufen am 17.06.2025).

35 Vgl. Richtlinie (EU) 2009/31/EG vom 23. April 2009.

36 Vgl. COM(2023) 161 final vom 16.03.2023 sowie Europäische Kommission, *Net Zero Industry Act*, 19. März 2025, abrufbar unter [https://t1p.de/428hkhttps://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en?prefLang=de\[1\]\(https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en](https://t1p.de/428hkhttps://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en?prefLang=de[1](https://single-market-economy.ec.europa.eu/publications/net-zero-industry-act_en) (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

37 Vgl. COM(2023) 62 final vom 01.02.2023 sowie Europäische Kommission, *Green Deal Industrial Plan*, ohne Datum, abrufbar <https://t1p.de/hx9p6> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

den vom NZIA benannt. So sieht das Gesetz vor, eine jährliche CO₂-Speicherkapazität von 50 Mio. t bis 2030 aufzubauen. In diesem Sinne bezeichnet der NZIA CCS als „strategische Netto-Null-Technologie“³⁸. Die gesamte Wertschöpfungskette von der Abscheidung bis zur dauerhaften Speicherung soll durch vereinfachte Genehmigungsverfahren, Marktzugang und Finanzierungsoptionen unterstützt werden.

Die EU hat damit die regulatorischen Voraussetzungen geschaffen, welche die Nutzung von CCS als Bestandteil der Klimaschutzstrategien der Mitgliedstaaten ermöglichen. Diese sind nun dazu aufgerufen, entsprechende nationale Regelungen zu schaffen, um die europäischen Vorgaben umsetzen zu können.

Ein wirtschaftlicher Anreiz für CCS ist über das europäische Emissionshandelssystem (*Emission Trading System, EU ETS*) gegeben. Emittenten können ihre Abgabepflicht reduzieren, wenn sie ihre direkten THG-Emissionen reduzieren, indem sie Teile abfangen und dauerhaft speichern. Das gespeicherte CO₂ kann über die Emissionszertifikate angerechnet werden. Aktuell werden Methoden zur Zertifizierung von CO₂-Entnahmen entwickelt, um Investitionen in innovative Technologien zum Kohlenstoffabbau in der EU zu erleichtern und gleichzeitig gegen *Greenwashing*³⁹ vorzugehen. Falls die Prüfung für eine Integration ins ETS positiv verläuft, wird die Kommission einen entsprechenden Gesetzesvorschlag, inkl. Folgenabschätzung, präsentieren. Im Laufe des Jahres 2025 plant die EU-Kommission zudem, zusammen mit Stakeholdern im Rahmen einer Konsultation zu beraten, wie die Finanzierung für CO₂-Entnahmen angekurbelt werden kann.

Anders ist dies bei Negativemissionen aus der direkten CO₂-Abscheidung aus der Luft mit CCS (DACSS) und aus Bioenergie mit CCS (BECCS). Nach Art. 30 Abs. 5a der EU-Emissionshandelsrichtlinie muss die EU-Kommission dem Europäischen Parlament und dem Rat der EU zunächst bis zum 31. Juli 2026 einen Bericht vorlegen, wie Negativemissionen durch den EU-Emissionshandel angerechnet werden können. Mit einer rechtlichen Umsetzung ist daher erst für die fünfte Emissionshandelsperiode 2031 bis 2040 zu rechnen. Bis dahin dürften die wirtschaftlichen Anreize für *DACCS* und *BECCS* begrenzt bleiben.

38 COM(2023) 62 final vom 01.02.2023, S. 8f.

39 Greenwashing bezeichnet den Versuch von Unternehmen, sich durch irreführende Kommunikation umweltfreundlicher darzustellen, als sie tatsächlich sind.

CCS-Regulatorik in Deutschland

In Deutschland ist es rechtlich zwar möglich, CO₂ abzuscheiden und zu Speicherzwecken über den Landweg ins Ausland zu transportieren. Die derzeit geltende Fassung des KSpG⁴⁰ erlaubt jedoch keine Genehmigung von CO₂-Speichern zu regulären Betriebszwecken. Seit 2012 gestattet das Gesetz lediglich Speicherprojekte zu Testzwecken, etwa zur Erforschung, Erprobung und Demonstration der CO₂-Speicherung im begrenzten Umfang. Die Frist für entsprechende Anträge endete 2016. Seither können keine neuen Genehmigungen mehr erteilt werden. Das KSpG knüpft an die zuvor beschriebene *CCS Directive* der EU (2009/31/EG)⁴¹ an und überführt diese in die nationale Rechtsprechung, bietet jedoch keinen umfassenden regulatorischen Rahmen für den breiten Einsatz von CCS als Bestandteil einer kohlenstoffarmen Industriepolitik.

Unter der vergangenen Bundesregierung⁴² sollte eine Novelle diese Lücke schließen. Die damalige Bundesregierung hatte bereits Eckpunkte für eine Carbon Management-Strategie und einen Entwurf für die Änderung des KSpG erarbeitet.⁴³ Letzterer konnte aber durch das vorzeitige Scheitern der Koalition Ende 2024 sowie die vorgezogenen Neuwahlen Anfang 2025 nicht mehr verabschiedet werden. Mit dem im Juni 2025 veröffentlichten Referentenentwurf liegt nun ein neuer Anlauf zur Reform des KSpG vor. Der Entwurf greift zentrale Punkte des bisherigen Gesetzgebungsverfahrens auf, beschränkt sich jedoch zunächst auf Speicherprojekte in Offshore-Gebieten und einen einheitlichen Rechtsrahmen für CO₂-Transporte. Offen ist derzeit, inwieweit der Entwurf des Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetzes (KSpTG)⁴⁴ durch die neue Bundesregierung umgesetzt oder noch inhaltlich überarbeitet wird. Dies betrifft u. a.

40 Vgl. Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) vom 24.08.2012 (BGBl. I S. 1726), zuletzt geändert durch Art. 3 des Gesetzes vom 20.07.2022 (BGBl. I S. 1353).

41 Vgl. Richtlinie (EU) 2009/31/EG vom 23. April 2009.

42 Die sog. Ampelkoalition aus SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP.

43 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), CCU/CCS: Baustein für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/weitere-entwicklung-ccs-technologien.html#cm-strategie> (zuletzt abgerufen am 13.03.2025).

44 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes, 19.03.2025, abrufbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/20240226-referentenentwurf-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=10\[1](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/20240226-referentenentwurf-cms.pdf?__blob=publicationFile&v=10[1) (zuletzt abgerufen am 11.06.2025).

die Ratifizierung des Londoner Protokolls⁴⁵ sowie eine Anpassung des Hohe-See-Einbringungsgesetzes (HSEG), die für grenzüberschreitende CO₂-Transporte erforderlich sind. Nach derzeitigen Einschätzungen aus Regierungskreisen ist mit einer Verabschiedung der Gesetzesnovelle bis Ende 2025 zu rechnen.

Insb. die Transportmöglichkeiten von CO₂ sind durch das bisherige KSpG nicht geregelt. Daher sah die 2024-Novelle u. a. vor, den Transportbereich mit zu berücksichtigen, um einen Rechtsrahmen für den Bau und die Genehmigung von CO₂-Pipelines zur Nutzung für CCS und CCU zu setzen. Diese Lücke wird nun auch im Referentenentwurf von Juni 2025 aufgegriffen, der erstmals verbindliche Regelungen für CO₂-Leitungen vorsieht.

Die vergangene Bundesregierung beabsichtigte 2024 weiter, ein öffentliches Interesse am Bau von CCS-Anlagen und CO₂-Infrastruktur festzustellen. CO₂-Speicherung sollte sowohl *offshore* in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Festlandssockel der Nordsee sowie *onshore*, sofern geologisch geeignet und gesellschaftlich akzeptiert, ermöglicht werden. Eine Länderöffnungsklausel sollte es Bundesländern ermöglichen, auch die CO₂-Speicherung an Land zuzulassen. Der BMW-Referentenentwurf 2025 führt diese Überlegungen fort: Entsprechend dem vorgesehenen § 11 des Entwurfs liegen die Errichtung und der Betrieb von CO₂-Speichern im überragenden öffentlichen Interesse. Über die *Opt-In*-Klausel soll die Möglichkeit geschaffen werden, die dauerhafte Speicherung zum kommerziellen Einsatz im industriellen Maßstab auf dem jeweiligen Gebiet der Bundesländer zuzulassen.

Im Zuge des Evaluierungsberichtes der Bundesregierung⁴⁶ zur Novelle des KSpG wurde 2022 auf die Klimaneutrali-

tätsstudie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena)⁴⁷ verwiesen. Diese sah CCS als Technologie zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes und zur Erreichung der THG-Neutralität in Deutschland bis 2045. In einer Anhörung vor dem Ausschuss für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestags am 06. November 2024 betonten die Sachverständigen⁴⁸ die Notwendigkeit eines zügigen Ausbaus der CO₂-Transportinfrastruktur. Sie wiesen ferner darauf hin, dass CCS hohe Kosten verursache, weshalb Planungssicherheit, schnellere Genehmigungsverfahren und die bereits im damaligen Gesetzentwurf vorgesehene *Opt-in-Option* für Onshore-Speicher, welches den Bundesländern die Wahl und Entscheidung gibt, auch auf Festland CCS durchzuführen, wichtige Voraussetzungen seien. Im Vergleich zur Offshore-Speicherung sei eine geologische Speicherung an Land wesentlich günstiger und damit wirtschaftlicher, so die Sachverständigen.

Ein weiterer offener Punkt in Deutschland ist das Fehlen einer bundesweiten Carbon Management-Strategie (CMS). Zwar haben bereits einzelne Bundesländer wie Nordrhein-Westfalen (NRW)⁴⁹ eine CMS veröffentlicht, jedoch wurde eine solche Strategie auf Bundesebene bisher nicht beschlossen. Im Februar 2024 hatte die damalige Bundesregierung erste Eckpunkte einer CMS⁵⁰ veröffentlicht. Im September 2024 wurde der Entwurf der Gesamtstrategie geleakt. Seitdem befand sich dieser in der Ressortabstimmung. Der im Juni 2025 vorgelegte Referentenentwurf zum KSpG greift zentrale Elemente dieser Strategie auf, darunter die rechtliche Absicherung von CO₂-Speicherung in Offshore-Gebieten und die Schaffung eines Genehmigungsrahmens für CO₂-Transportleitungen.

Verschiedene Cluster, darunter die Industrieregion NRW, das Rhein-Main Gebiet, das mitteldeutsche Chemiedreieck, Berlin-Brandenburg und Südbayern, wurden für die CO₂-Transportnetzplanung bereits identifiziert. Die Am-

45 Das Protokoll zum Londoner Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen legt Regelungen für das Deponieren von Abfällen fest. Während CO₂ davon zwar grundsätzlich ausgenommen war, verbot Art. 6 des Protokolls in seiner ursprünglichen Fassung den Export von CO₂. Die Vertragspartner haben sich auf eine Änderung des Art. 6 geeinigt, um diesen Export künftig zu erlauben. Allerdings muss diese Änderung erst noch von Deutschland im Rahmen eines Gesetzgebungsverfahrens ratifiziert werden, damit sie in Kraft treten kann. Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, FAQ zu CCS und CCU, 29.05.2025, abrufbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-ccs-ccu.pdf?__blob=publicationFile&v=6#:~:text=Das%20London%20Protokoll%20dient%20dem,deren%20Deponierung%20erlaubt%20werden%20kann (zuletzt abgerufen am 17.06.2025).

46 Vgl. Deutscher Bundestag, Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, Drucksache 20/5145 vom 22.12.2022, abrufbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/051/2005145.pdf> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

47 Vgl. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsstudien, 2022, abrufbar unter <https://www.dena.de/infocenter/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet-1/> (zuletzt abgerufen am 19.03.2025).

48 Vgl. Deutscher Bundestag, Sachverständigenliste für die öffentliche Anhörung am 6. November 2024 im Ausschuss für Klimaschutz und Energie, 2024, abrufbar unter <https://www.bundestag.de/resource/blob/1026238/c30861f46fcb389d686899835cf5bf5e/Sachverstaendigenliste.pdf> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

49 Vgl. Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, Carbon Management Strategie NRW, 19.03.2025, abrufbar unter <https://www.wirtschaft.nrw/carbon-management-strategie-nrw> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

50 Vgl. Deutscher Bundestag, Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie, 19.03.2025, abrufbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/115/2011585.pdf> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

pelkoalition wollte zudem Maßnahmen prüfen, um das Risiko langfristiger Investitionen zu senken und daraus resultierende höhere Entgelte für Erstnutzer und eine Verzögerung des Hochlaufs zu vermeiden. Der Export von CO₂ zur Offshore-Speicherung durch Änderung des London-Protokolls (Art. 6 Abs. 2) und des Hohe-See-Einbringungsgesetzes (HSEG)⁵¹ durch die deutsche Bundesregierung sollten ermöglicht werden. Anreize für die Nutzung von CCS und CCU sollten hauptsächlich durch CO₂-Bepreisung, v.a. im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (ETS), gesetzt werden.

Um die gesamte Kohlenstoffkette langfristig zu integrieren, plante die Bundesregierung auch auf europäischer Ebene, insb. im Zuge der Überprüfung der ETS-Richtlinie 2026, weitere Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen in allen Bereichen zu stärken. Die Speicherung im Meeresgrund, hauptsächlich in der deutschen AWZ und außerhalb von Meeresschutzgebieten, sollte ermöglicht werden, sofern die Eignung des Standorts nachgewiesen ist.

Der Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung aus CDU, CSU und SPD von Mai 2025 knüpft an die Pläne der alten Ampelkoalition an. Dort heißt es: „Wir werden umgehend nach Beginn der Wahlperiode ein Gesetzespaket beschließen, das die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) insb. für schwer vermeidbare Emissionen des Industriesektors und für Gaskraftwerke ermöglicht.“⁵² Es wird angestrebt, die ehrgeizigen Klimaschutzziele zu erreichen, ohne dabei die Belange des Umweltschutzes zu vernachlässigen. Gleichzeitig soll der deutsche Rechtsrahmen die öffentlichen Interessen berücksichtigen und hohe Anforderungen an die regulatorische Sicherheit stellen. Diese Herangehensweise soll sicherstellen, dass CCS-Technologien verantwortungsvoll und nachhaltig eingesetzt werden, um langfristig sowohl ökologische als auch gesellschaftliche Vorteile zu gewährleisten.

Mit dem im Juni 2025 veröffentlichten Referentenentwurf zum KSpG hat die neue Bundesregierung einen ersten konkreten Schritt zur Umsetzung der im Koalitionsvertrag angekündigten Reform des CCS-Rechtsrahmens eingeleitet. Eine abschließende gesetzgeberische Entscheidung über den neuen Rechtsrahmen steht derzeit noch aus.

51 Vgl. Gesetz über das Verbot der Einbringung von Abfällen und anderen Stoffen und Gegenständen in die Hohe See (HoheSeeEinbrG).

52 Vgl. CDU/CSU und SPD, Koalitionsvertrag 2025, „Verantwortung für Deutschland“, 05.05.2025, abrufbar unter <https://www.cdu.de/app/uploads/2025/04/Koalitionsvertrag-2025-1.pdf> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

Tabelle 1.2: Vergleich geltender Rahmenbedingungen in

Deutschland

Rechtsrahmen *allgemein*

Das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) regelt die Speicherung und den Transport von CO₂.

Das BundesimmissionsschutzG (BImSchG) deckt die Abscheidung ab.

Onshore-Speicherung

Ist im aktuell geltenden Gesetz nicht vorgesehen.⁵⁵

Offshore-Speicherung

Ist im aktuell geltenden Gesetz nicht vorgesehen.⁵⁶

Transport

Im Rahmen der Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) wurden bereits erste Skizzen für den Aufbau einer CO₂-Pipelineinfrastruktur erstellt. Der Bau der Leitungen erfordert jedoch spezifische Genehmigungen und Anpassungen des KSpG. Zudem muss durch Änderung des KSpG das London-Protokoll für den Seetransport ratifiziert werden.

Förderung

Förderinstrumente wie Investitionsbeihilfen und Klimaschutzverträge (*Carbon Contracts for Difference, CCfDs*) sind geplant.⁵⁷

Genehmigungsverfahren

Diese beinhalten Umweltverträglichkeitsprüfungen, raumordnerische Festlegungen und die Einhaltung strenger Sicherheitsstandards⁶⁰

Es ist ebenso offen, ob der im Entwurf der CMS gewählte Fokus auf hard-to-abate-Emissionen langfristig hinreichend ist. Die zugrunde liegende sektorale Eingrenzung auf Zement-, Kalk-, Stahl- und Chemieindustrie sowie auf die thermische Abfallbehandlung bildet zentrale industrielle Emissionsquellen ab, lässt jedoch potenzielle Anwendungen in weiteren Sektoren unberücksichtigt. In Fachkreisen wird diskutiert, inwieweit eine breitere sektorale Ausrichtung zur Schaffung tragfähiger Geschäftsmodelle und zur effizienten Entwicklung einer kohlenstoffarmen Infrastruktur beitragen könnte.

Einige EU-Mitgliedstaaten, wie bspw. Dänemark und die Niederlande, verfolgen bereits weiter gefasste Strategien. Im Vergleich zu Deutschland gelten beide Länder, neben Norwegen, in Europa als Vorreiter bei der Umsetzung von CCS-Projekten.

Deutschland, den Niederlanden und Dänemark

Niederlande

2011 wurden das niederländische Bergbaugesetz und die nachgeordneten Rechtsvorschriften geändert, um die CCS-Richtlinie (2009/31/EG) und den OSPAR-Beschluss⁵³ 2007/2 umzusetzen. Damit ist CCS in eingeschränktem Maße erlaubt.

Ist aufgrund mangelnder öffentlicher Unterstützung eingeschränkt.

Ist in alten Gasfeldern erlaubt.

Grundsätzlich obliegen der Bau und der Betrieb von Infrastrukturen den Unternehmen und Marktteilnehmern.

Der Transport von CO₂ erfolgt hauptsächlich über Pipelines. Zudem gibt es spezifische Regelungen für den grenzüberschreitenden Transport.

Im Rahmen des SDE++-Programms⁵⁸ kommen auch CCS-Projekte für eine Unterstützung in Betracht. Vorgesehen ist eine 15-jährige Subventionierung, welche die *unkommerziellen* Kosten des CCS-Betriebs deckt⁵⁹.

Diese beinhalten Umweltverträglichkeitsprüfungen sowie öffentliche Konsultationen und regelmäßige Überprüfungen durch die zuständige Behörde.

Dänemark

Dänemark hat spezifische Gesetze und Förderprogramme für CCS.⁵⁴

Lizenzen für die Onshore-Speicherung sind erteilt.

Umfangreiche Offshore-Speicherung ist erlaubt und bereits in der Nordsee geplant.

Der Transport von CO₂ wird durch nationale und internationale Regelungen abgedeckt. Es gibt zudem politische Vereinbarungen für den grenzüberschreitenden Transport.

Es gibt Förderprogramme und Fonds, die die Erfassung und Speicherung von sowohl fossilem als auch biogenem CO₂ unterstützen (z. B. CCS-Fonds mit einem Budget von umgerechnet 3,8 Mrd. €).

Diese beinhalten Umweltverträglichkeitsprüfungen und öffentliche Konsultationen. Es gibt Ausschreibungsverfahren durch die Dänische Energiebehörde, um Projekte zu fördern.

Quelle: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Onshore vs. Offshore: Ein Balanceakt zwischen Kosten und Akzeptanz

Die im Jahr 2024 vom Bundeskabinett beschlossene Carbon Management-Strategie sah vor, die geologische

CO₂-Speicherung in Deutschland ausschließlich im Meeresboden zuzulassen. Eine Speicherung an Land blieb ausgeschlossen, es sei denn, einzelne Bundesländer entscheiden sich im Rahmen eines *Opt-In-Verfahrens* 2025 greifen diese Regelung auf. Sowohl die Onshore- als

53 Der OSPAR-Beschluss ist ein rechtlich verbindlicher Beschluss im Rahmen der OSPAR-Konvention zum Schutz der Meeresumwelt im Nordostatlantik.

54 Vgl. Dänische Energiebehörde, Political agreements and applicable legislation, ohne Datum, abrufbar unter <https://ens.dk/en/supply-and-consumption/political-agreements-and-applicable-legislation> (zuletzt abgerufen am 13.03.2025).

55 Es ist davon auszugehen, dass die angetretene Bundesregierung einen Vorschlag für eine Gesetzesnovelle vorlegen wird, um dies zu ermöglichen.

56 Es ist davon auszugehen, dass die angetretene Bundesregierung einen Vorschlag für eine Gesetzesnovelle vorlegen wird, um dies zu ermöglichen.

57 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), FAQ Bundesförderung Industrie und Klimaschutz -Modul 2 CCS/CCU, 23.08.2024, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bundesfoerderung-industrie-klimaschutz-modul-2-faq.pdf> (zuletzt abgerufen am 13.03.2025).

58 SDE++ ist ein niederländisches Förderprogramm für die Stimulierung der nachhaltigen Energieerzeugung und des Klimawandels

59 Diese umfassen Kosten, die über dem EU-ETS-Preis liegen.

60 Der Entwurf zur KsPG-Novelle der Ampelkoalition umfasste Konkretisierungen zur Verfahrensbeschleunigung bei Genehmigungsverfahren zum Bau von CO₂-Infrastruktur. Es ist davon auszugehen, dass es unter der aktuellen Bundesregierung einen neuen Entwurf geben wird, der dies aufgreift.

auch die Offshore-Speicherung von CO₂ weisen spezifische Vor- und Nachteile auf – insb. im Hinblick auf die Kostenstrukturen und die gesellschaftliche Akzeptanz.

Laut einer Studie des Global CCS Institute sind die Kosten für die Onshore-Speicherung gegenüber der Offshore-Option deutlich niedriger, insb. dann, wenn bereits bestehende Öl- und Gasfelder genutzt werden können.⁶¹ Laut der Transformationspfade-Studie des Bundesverbands der Deutschen Industrie e.V. (BDI) beträgt der Kostenunterschied an einem südwestdeutschen Standort zwischen Offshore-Speicherung (800 km Transportdistanz zum CO₂-Speicher) und der Onshore-Speicherung im benachbarten Frankreich (50 km Transportdistanz zum CO₂-Speicher) 15 %.⁶² Die Offshore-Speicherung ist insb. in tiefen Salinaquiferen, nicht zuletzt aufgrund der komplexeren technischen Anforderungen und der höheren Betriebskosten teurer.⁶³

Allerdings kann die Onshore-Speicherung von CO₂ zu erheblichen gesellschaftlichen Konflikten führen. Anwohner sowie lokale Gemeinschaften äußern häufig Bedenken hinsichtlich der Sicherheit und Umweltverträglichkeit der CO₂-Speicherung in ihrer Nähe. Insb. befürchten sie Leckagen und deren mögliche Auswirkungen auf die Umwelt und Gesundheit. Solchen Bedenken kann u. a. durch Transparenz und eine frühzeitige, umfassende Kommunikation hinsichtlich möglicher Risiken und Chancen der CCS-Technologie begegnet werden.

Die Offshore-Speicherung ist in dieser Hinsicht weniger konfliktbehaftet, da sie weit entfernt von bewohnten Gebieten erfolgt. Dies verringert die direkten Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung und potenzieller Widerstand wird reduziert. Allerdings bestehen auch hier ökologische Bedenken, insb. hinsichtlich der Auswirkungen auf marine Ökosysteme und die Fischereiindustrie.

Die Entscheidung zwischen Onshore- und Offshore-Speicherung von CO₂ hängt von verschiedenen Faktoren ab,

einschließlich der Kosten, der technischen Machbarkeit und der gesellschaftlichen Akzeptanz. Beide Optionen können einen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten und erfordern eine sorgfältige Planung sowie die Einbindung relevanter Akteure.

Exkurs: Langfristige geologische CO₂-Speicherung

Die langfristige Sicherheit geologischer CO₂-Speicherung hängt vom Speichergestein und der Vermeidung von Leckagen, also dem ungewollten Austritt von CO₂, ab. Bei sorgfältiger Standortwahl und umfassender Überwachung gelten großflächige Leckagen als technisch beherrschbar. Die Internationale Energieagentur kam in ihrem *Energy Technology Perspectives*-Report bereits im Jahr 2020 zu der folgenden Schlussfolgerung: „Decades of experience with large-scale CO₂ storage has demonstrated that the risk of seepage of CO₂ to the atmosphere or the contamination of groundwater can be managed effectively. The probability and potential impact of such events have been studied comprehensively and have been found to be generally low, with risks declining over time.“⁶⁴

Dennoch seien eine sorgfältige Auswahl der Speicherstätte und eine gründliche Bewertung (u. a. eine fortlaufende Überwachung, Messung und Überprüfung des CO₂-Verhaltens) von entscheidender Bedeutung, um die sichere und dauerhafte Speicherung zu gewährleisten und die Risiken auf ein akzeptables Niveau zu reduzieren. Die EU-CCS-Richtlinie verpflichtet Betreiber von CCS-Anlagen zur kontinuierlichen Überwachung der Speicherstätten sowie zur Einleitung von Gegenmaßnahmen bei Austritten.

Der IPCC kommt in seinem Sonderbericht zu CCS zu dem Schluss, dass unter geeigneten geologischen Bedingungen „mehr als 99 % des gespeicherten CO₂ über 100 Jahre im Untergrund verbleiben können.“⁶⁵ Erfahrungen aus Langzeitprojekten wie *Sleipner* in Norwegen stützen diese Einschätzung: Seit 1996 wurden dort etwa eine Mio. t CO₂/Jahr ohne nachgewiesene Leckagen in eine tiefe Sandsteinformation unter der Nordsee eingelagert.⁶⁶

61 Vgl. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, The Costs of CO₂ Storage Post-demonstration CCS in the EU, ohne Datum, abrufbar unter <https://globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119816/costs-co2-storage-post-demonstration-ccs-eu.pdf> (zuletzt abgerufen am 10.06.2025).

62 Vgl. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Transformationspfade für das Industrieland Deutschland. Eckpunkte für eine neue industriepolitische Agenda, Berlin 2024, S. 71.

63 Vgl. U.S. Department of the Interior, Bureau of Ocean Energy Management, Analysis of the Costs and Benefits of CO₂ Sequestration on the U.S. Outer Continental Shelf, 2012, abrufbar unter https://www.boem.gov/sites/default/files/uploadedFiles/BOEM/Oil_and_Gas_Energy_Program/Energy_Economics/External_Studies/OCS%20Sequestration%20Report.pdf (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

64 Internationale Energieagentur (IEA), *Energy Technology Perspectives*, Paris 2020, S. 115.

65 Vgl. IPCC, *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, New York 2005, S. 246.

66 Vgl. BMWK, *Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG)*, S. 98, 15.09.2022, abrufbar unter <https://t1p.de/r1puz> (zuletzt abgerufen 27.06.2025).

1.5. Laufende und geplante CCS-Projekte in Europa und der Welt

Die Umsetzung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung schreitet international in zunehmendem Tempo voran. Bereits heute sind weltweit 65 Anlagen im Betrieb, darunter 33 in Nordamerika, 16 in China und 9 in Europa. Weitere 42 Anlagen befinden sich aktuell im Bau, während sich über 600 Projekte in unterschiedlichen Planungsphasen befinden. Global gesehen gelten die USA, Kanada, China, Dänemark, die Niederlande und Norwegen aktuell als führend bei der Anwendung von CCS-Technologien.

Der Fokus liegt derzeit auf Projekten in emissionsintensiven Sektoren wie der Erdgas-Industrie, der chemischen Industrie, der Stromerzeugung sowie dem Bereich Transport und Speicherung von CO₂. Besonders dynamisch ist die Entwicklung im Bioenergie- und Ethanolsektor, wo sich 58 Anlagen in fortgeschrittener Planung und weitere 44 in einer frühen Phase befinden. Auch in der Zementindustrie, die aufgrund ihrer prozessbedingten Emissionen als schwer dekarbonisierbar gilt, sind inzwischen über 40 Projekte in der Entwicklung – wenn auch bislang nur eine Anlage in Betrieb ist.

Northern Lights: Norwegens Vorzeigeprojekt für CO₂-Speicherung

Das *Northern Lights*-Projekt ist ein Joint Venture von Equinor, TotalEnergies und Shell unter Beteiligung der norwegischen Regierung. Das Projekt zielt darauf ab, den

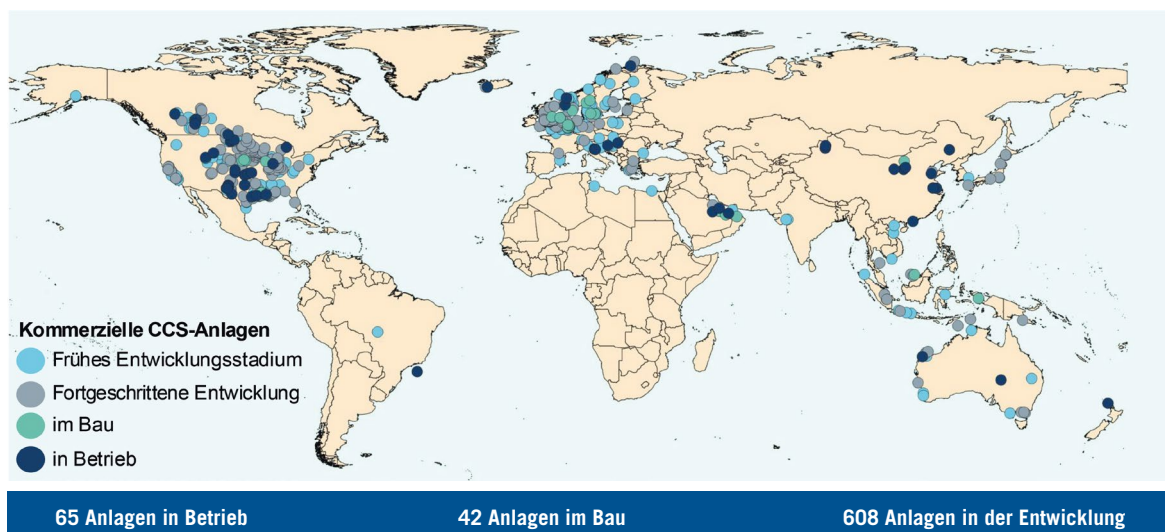
Speicherbedarf industrieller CO₂-Emittenten in ganz Europa zu decken, indem eine robuste Infrastruktur für den CO₂-Transport und die -Speicherung in Norwegen aufgebaut wird.⁶⁷ Es ist geplant, CO₂ per Schiff zu einem zentralen Empfangshub zu transportieren und es von dort aus über eine Pipeline zu einem Offshore-Speicherort tief unter dem Meeresboden weiterzuleiten.

Northern Lights ist Teil der norwegischen Strategie zum Aufbau einer umfassenden CCS-Infrastruktur.

Das Projekt ist in zwei Phasen unterteilt. Phase 1 verfügt über eine Speicherkapazität von bis zu 1,5 Mio. t CO₂ pro Jahr und bildet die Grundlage für den Aufbau einer Infrastruktur, die auf künftige großskalige CCS-Anwendungen ausgelegt ist. Bislang wurden mehrere Meilensteine des Projekts erreicht, darunter der Abschluss des Infrastrukturaufbaus im Jahr 2024. Seit Oktober 2024 ist die Anlage betriebsbereit und kann CO₂ empfangen. Für Phase 1 wurden kommerzielle Vereinbarungen mit verschiedenen Partnern für den grenzüberschreitenden Transport und die Speicherung von CO₂ abgeschlossen, darunter mit

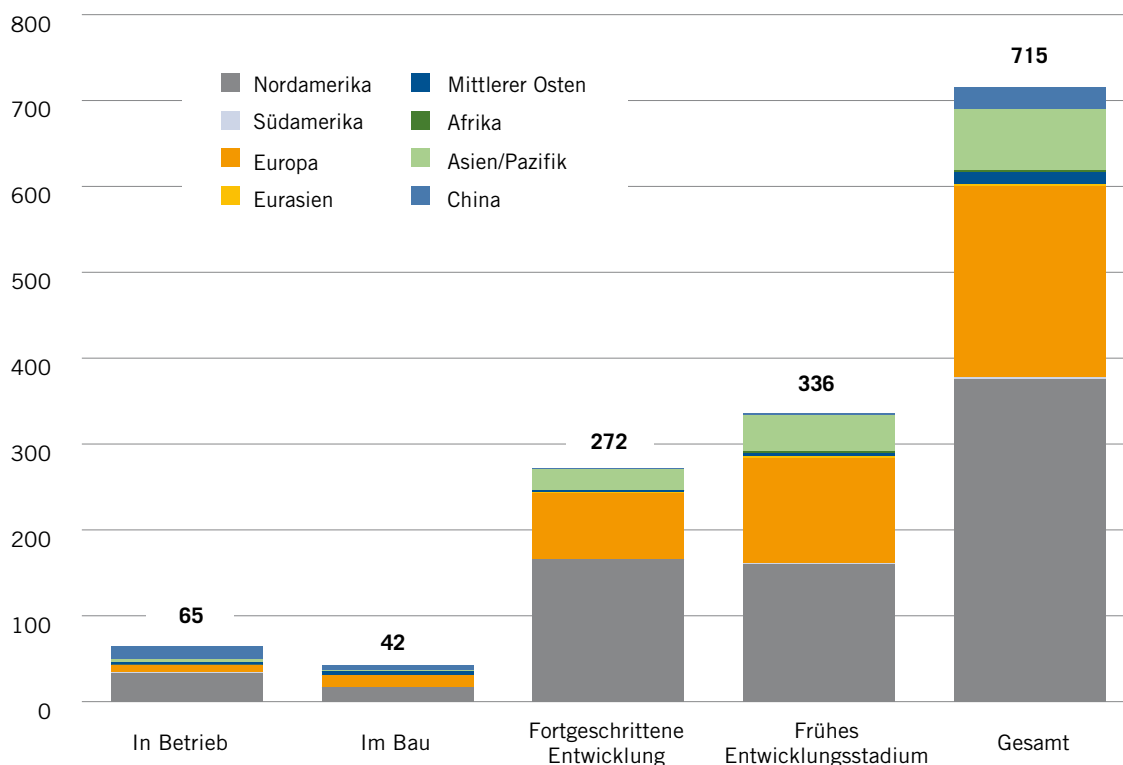
⁶⁷ Vgl. Equinor, Northern Lights Projekt, 19.03.2025, abrufbar unter <https://www.equinor.com/energy/northern-lights> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

Abbildung 1.5: Weltkarte der CCS-Anlagen nach Entwicklungsstufen



Quelle: Global CCS Institute, Global Status of CCS 2024

Abbildung 1.6: Weltweite Verteilung von Anzahl und aktuellem Status von CCS-Anlagen



Quelle: Global CCS Institute, Global Status of CCS 2024

einem Zementwerk von Heidelberg Materials in Norwegen, mit dem Düngemittelhersteller Yara aus Belgien und dem Energieunternehmen Ørsted aus Dänemark. Ab Mitte 2025 sollen diese Unternehmen ihre CO₂-Mengen schrittweise per Schiff nach Øygarden in Norwegen liefern. Im März 2025 haben die Joint-Venture-Partner die Investitionsentscheidung für die zweite Ausbauphase von Northern Lights um weitere 3,5 Mio. t CO₂ pro Jahr getroffen.⁶⁸

Northern Lights ist Teil der norwegischen Strategie zum Aufbau einer umfassenden CCS-Infrastruktur. Durch die Möglichkeit zur geologischen Speicherung von CO₂ aus verschiedenen industriellen Quellen in Europa trägt das Projekt zur Umsetzung klimapolitischer Ziele bei und

stellt ein Beispiel für internationale Kooperation im Bereich der CO₂-Abscheidung und -Speicherung dar.

Porthos: CO₂-Transport und -Speicherung im Hafen von Rotterdam

Porthos ist ein Joint Venture zwischen Energie Beheer Nederland B.V. (EBN), Gasunie und der Hafenbehörde von Rotterdam. Im Jahr 2021 unterzeichneten Shell, Air Liquide, Air Products und ExxonMobil endgültige Verträge mit Porthos über den Transport und die Speicherung von CO₂. Das Projekt bietet der Shell-Raffinerie und der Chemieanlage in Pernis die Möglichkeit, ihre CO₂-Emissionen bis 2026 um über eine Mio. t pro Jahr zu reduzieren.

Das Porthos-Projekt zielt darauf ab, CO₂ aus industriellen Quellen in den Hafen von Rotterdam zu transportieren und in erschöpften Gasfeldern unter der niederländischen Nordsee zu speichern. Das von Porthos transpor-

⁶⁸ Vgl. Equinor, Millioneninvestitionen in den Ausbau des wegweisenden CCS-Projekts Northern Lights, 27.03.2025, abrufbar unter <https://www.equinor.de/aktuelles/millioneninvestitionen-in-den-ausbau-des-wegweisenden-ccs-projekts-northern-lights> (zuletzt abgerufen am 14.05.2025).

tierte und gespeicherte CO₂ wird von mehreren Unternehmen gesammelt. Diese leiten ihr CO₂ in eine mehr als 30 km lange Pipeline, die sich durch das Rotterdamer Hafengebiet erstreckt. Die Landpipeline besteht aus verschiedenen Abschnitten und umfasst zahlreiche spezielle Kreuzungen, darunter Pipeline-Streifen-Kreuzungen⁶⁹, Straßenkreuzungen, Horizontalbohrungen und offene Frontbohrungen. In einer Kompressorstation wird das CO₂ unter Druck gesetzt, um den Transport zu ermöglichen.⁷⁰

Anschließend wird das unter Druck gesetzte CO₂ über eine Unterwasserpipeline zu einer Plattform in der Nordsee transportiert, die sich etwa 20 km vor der niederländischen Küste befindet. Porthos verwendet diese Plattform, um das CO₂ in erschöpfte Gasfelder zu injizieren. Diese Gasfelder liegen in einem versiegelten Reservoir aus porösem Sandstein, das sich in einer Tiefe von drei bis vier km unter der Nordsee befindet. Porthos plant, insg. etwa 37 Mio. t CO₂ zu speichern, was einer jährlichen Speicherkapazität von rund 2,5 Mio. t CO₂ über einen Zeitraum von 15 Jahren entspricht.

Die endgültige Investitionsentscheidung für das Porthos-Projekt wurde im Oktober 2023 getroffen. Der Bau der notwendigen Infrastruktur begann Anfang 2024. Das System soll voraussichtlich im Jahr 2026 in Betrieb genommen werden. Das Porthos-Projekt wurde von der EU als Projekt von gemeinsamem europäischem Interesse (*Important Project of Common European Interest, IPCEI*) anerkannt. IPCEI-Projekte verbinden die Energiesysteme der EU-Länder, profitieren von beschleunigten Genehmigungsverfahren und erhalten finanzielle Unterstützung.

Aramis: CCS-Infrastrukturprojekt für Industrieemissionen in Nordwesteuropa

Aramis ist eine öffentlich-private Partnerschaft zwischen den staatlichen Unternehmen EBN und Gasunie sowie den privaten Unternehmen TotalEnergies und Shell. Ziel der Kooperation ist, die technische Expertise, Erfahrung und das Wissen der beteiligten Akteure im CCS-Bereich zu bündeln, um eine integrierte Dekarbonisierungslösung zu entwickeln. Dabei steht insb. der Aufbau eines

wesentlichen Teils der CO₂-Wertschöpfungskette für eine Vielzahl industrieller Kunden im Fokus.⁷¹

Das Projekt fokussiert sich v.a. auf schwer vermeidbare Industrieemissionen in den Niederlanden und Nordwesteuropa. Der Hafen von Rotterdam dient dabei als zentraler CO₂-Hub mit Potenzial für eine zukünftige Skalierung. CO₂ soll entweder per Schiff, Barge oder Bahn zum Transportterminal oder per Onshore-Pipeline zur Kompressorstation transportiert werden. Von dort aus wird eine Offshore-Pipeline das CO₂ zu den Bohrplattformen transportieren, wo es durch Bohrlöcher in erschöpfte Öl- oder Gasfelder in drei bis vier km Tiefe unter dem Meeresboden injiziert und dauerhaft gespeichert werden soll.

Die Partner des Aramis-Projekts haben 2023 mit dem sog. *Front-End-Engineering und Design* (FEED) begonnen. Diese Phase umfasst die detaillierte Planung und technische Ausarbeitung der Infrastruktur, um eine sichere und zuverlässige CO₂-Speicherung zu gewährleisten. Nach aktuellen Ankündigungen der niederländischen Regierung ist eine substanzielle finanzielle Unterstützung vorgesehen. Die später geplanten Betreiber und Eigentümer EBN und Gasunie streben eine endgültige Investitionsentscheidung für das Jahr 2026 an. Der Projektstart ist vorbehaltlich der erforderlichen Genehmigungen für 2028/29 vorgesehen.⁷²

Das Aramis-Projekt soll einen wichtigen Beitrag zu den CO₂-Reduktionszielen für 2030 und darüber hinaus leisten können, wie sie im niederländischen Nationalen Klimavertrag und im Green Deal der EU festgelegt sind. Mit dem Aufbau einer großskaligen Transportinfrastruktur für CO₂ wird eine Grundlage geschaffen, um Speicherkapazitäten sicher zu erschließen und industrielle Emissionen zu reduzieren.

CCS-Projekte in Dänemark: Von Amager Ressource Center (ARC), Bifrost zu Greensand

Dänemark nimmt eine führende Rolle bei der Entwicklung und Implementierung von CCS-Technologien ein. Das zeigen zahlreiche Projekte, ein klarer Rechtsrahmen sowie weitreichende Förderungen. So gibt es mehrere bedeutende CCS-Projekte. Dazu zählen:

69 Dabei handelt es sich um Rohrleitungen (Pipelines), welche sich mit Verkehrswegen wie Straßen, Bahnstrecken oder anderen linearen Infrastrukturen kreuzen.

70 Vgl. Porthos, Porthos Projekt, 19.02.2025, abrufbar unter <https://www.porthosco2.nl/project/> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

71 Vgl. Aramis CCS, Aramis CCS Projekt, 19.03.2025, abrufbar unter <https://www.aramis-ccs.com/> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

72 Vgl. Aramis CCS, Aramis takes next step towards investment decision, 25. April 2025, abrufbar unter <https://www.aramis-ccs.com/news/aramis-takes-next-step-towards-investment-decision/> (zuletzt abgerufen am 14.05.2025).

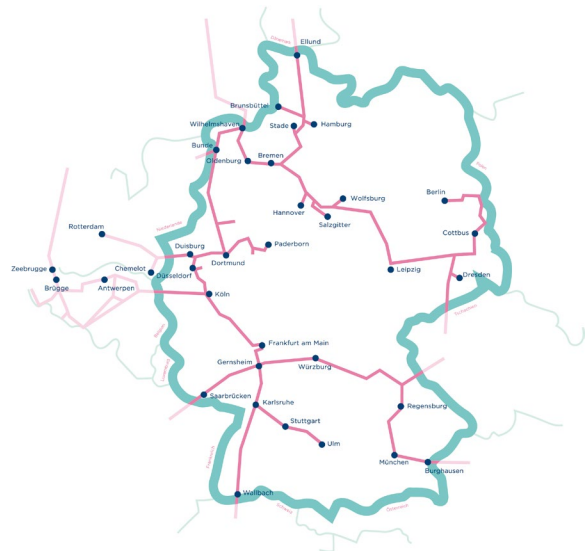
- *Amager Ressource Center (ARC)*: Ein Projekt, das die Aufnahme und Speicherung von CO₂ aus Abfallverbrennungsanlagen⁷³ umfasst.
- *Bifrost*: Ein Offshore-Projekt zur Speicherung von CO₂ in der Nordsee.
- *Greensand*: Ein weiteres Offshore-Projekt in der Nordsee, bei dem CO₂ in alten Öl- und Gasfeldern gespeichert werden soll.

Unterstützt wird die Umsetzung solcher Projekte im Wesentlichen durch gezielte Förderprogramme und Fonds, die die Erfassung und Speicherung von sowohl fossilem als auch biogenem CO₂ adressieren. Dazu zählen CCS- und CCUS-Förderprogramme über einen Zeitraum von 15 bzw. über 20 Jahren sowie Fonds für negative CO₂-Emissionen (NECCS⁷⁴), welche ausschließlich die Abscheidung und Speicherung von biogenem CO₂ unterstützen, um Negativemissionen zu erzielen. Hierfür ist ein Förderzeitraum von lediglich acht Jahren vorgesehen, um sicherzustellen, dass die günstigsten biogenen Quellen nicht langfristig für Speichierzwecke gebunden werden, sondern für Nutzungszwecke freigegeben werden können. Um die Finanzierung von CCS-Projekten bis 2029 sicherzustellen, hat die dänische Energiebehörde einen Fonds in Höhe von 28,7 Mrd. Dänischen Kronen (3,8 Mrd. €) aufgelegt. Dieser soll die Kosten für die Abscheidung, den Transport und die geologische Speicherung von fossilem, biogenem oder atmosphärischem CO₂ über eine Vertragslaufzeit von 15 Jahren decken.⁷⁵

➤ Dänemark nimmt in Europa eine führende Rolle bei der Entwicklung und Implementierung von CCS-Technologien ein.

Der Transport von CO₂ wird in Dänemark durch nationale und internationale Regelungen abgedeckt. Außerdem gibt es politische Vereinbarungen für den grenzüberschreitenden Transport. Im Rahmen einer Partnerschaft arbeiten die Unternehmen TotalEnergies, Evida und ADP

Abbildung 1.7: Vorschlag für ein CO₂-Startnetz in Deutschland



Quelle: Open Grid Europe (OGE), 2024

an einer Infrastruktur, die Häfen, Leitungen und Speicherstätten miteinander verbindet.⁷⁶

Ziel ist es, die erforderliche Infrastruktur bis 2030 zu errichten – dem Jahr, in dem die Bifrost-Speicherstätte von TotalEnergies in Betrieb genommen werden soll. Der Plan sieht den Bau einer Pipeline vor, die als *North Sea Link* bekannt ist und das Gebiet um Fredericia mit der jütländischen Westküste verbindet. Dabei wird die Offshore-Infrastruktur für den weiteren CO₂-Transport zu den Speicherstätten in der Nordsee genutzt. Darüber hinaus wird der *Tauov Dry Port* den CO₂-Transport per LKW und Bahn in Verbindung mit der Pipeline-Infrastruktur erleichtern.

Delta-Rhine-Corridor: Wegbereiter für CO₂-Speicherung und H₂-Transport zwischen den Niederlanden und Deutschland

Das *Delta-Rhine-Corridor* (DRC)-Projekt ist eine grenzüberschreitende Infrastrukturinitiative zum Aufbau eines CO₂- und H₂-Pipelinenetzes zwischen den Niederlanden

⁷³ Das Projekt befindet sich in Amager Bakke, ein Müllheizkraftwerk in Kopenhagen, das zugleich als Zero-Emissions-Indoor-Skipiste funktionsfähig ist.

⁷⁴ NECCS steht für negative Emissions via Carbon Capture and Storage.

⁷⁵ Vgl. Energistyrelsen, Great Interest in Denmark's CCS Fund: 16 Companies want to apply, ohne Datum, abrufbar unter <https://ens.dk/en/press/great-interest-denmarks-ccs-fund-16-companies-want-apply> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

⁷⁶ Vgl. AWE International, New partnership will develop CO₂ transport solutions, 25.06.2024, abrufbar unter <https://www.awe.international/article/1878447/new-partnership-will-develop-co2-transport-solutions> (zuletzt abgerufen am 17.03.2025).

und Deutschland. Ziel ist es, Industrieemissionen in beiden Ländern durch CO₂-Transport und -Speicherung zu reduzieren und Wasserstoff als Energieträger grenzüberschreitend verfügbar zu machen. In einer ersten Ausbaustufe soll das Projekt die Niederlande mit NRW verbinden. Später soll dann auch Rheinland-Pfalz angebunden werden, um noch mehr Emittenten einzubeziehen und deren Dekarbonisierung durch CCS zu ermöglichen. Dabei verbindet der DRC Emittenten in Industrie-Clustern mit Export-Terminals, die den Zugang zu Offshore-Speicherorten in der Nordsee ermöglichen. Neben der niederländischen Regierung unterstützt auch die nordrhein-westfälische Landesregierung das Vorhaben.⁷⁷

Der DRC hat das Ziel, Industrieemissionen in Deutschland und den Niederlanden durch CO₂-Transport und -Speicherung zu reduzieren und Wasserstoff als Energieträger grenzüberschreitend verfügbar zu machen.

Geplant ist, Wasserstoff von Rotterdam weiter ins Landesinnere der Niederlande und nach NRW zu transportieren sowie CO₂ aus den Binnenindustrien nach Rotterdam zu bringen, um es in Unterseereservoirs der Nordsee zu speichern. BASF, Gasunie, Open Grid Europe (OGE) und Shell haben hinsichtlich der Realisierung des DRC eine Kooperationsvereinbarung unterzeichnet. Ziel ist die Entwicklung eines gemeinsamen, grenzüberschreitenden Pipelinesystems, das kosteneffizient, skalierbar und flexibel ausgestaltet werden soll. Die Kooperation dient auch der Koordinierung und Risikominimierung. Die DRC-Infrastruktur wird dabei auf Basis der gesetzlichen Vorgaben einen offenen und diskriminierungsfreien Zugang gewährleisten. Auf deutscher Seite wird OGE die H₂- und CO₂-Netze des DRC entwickeln, auf niederländischer Seite die Gasunie. Einen entsprechenden Vorschlag für ein CO₂-Kernnetz in Deutschland hat OGE bereits 2024 vorgelegt. BASF und Shell sind DRC-Partner und planen, Kunden der H₂- und CO₂-Netze zu werden.⁷⁸

Aufgrund seiner strategisch günstigen geografischen Lage könnte der DRC einen Teil des Backbones des nordwesteuropäischen CO₂-Transportnetzes bilden. Die DRC-CO₂-Pipeline soll an die geplante Offshore Pipeline des Aramis-Projektes anschließen, die den Hafen Rotterdam mit den CO₂-Speicherprojekten in der Nordsee vor der niederländischen Küste verbindet. Die geplante Gesamtlänge des DRC wird aus einer ca. 700 km langen Onshore-Pipeline bestehen, von der ca. 250 km in den Niederlanden und ca. 450 km in Deutschland (in beiden Ausbaustufen) verlaufen.

Das Projekt wird von den Regierungen der Niederlande und NRWs politisch unterstützt. Im Jahr 2023 unterzeichneten beide Seiten eine gemeinsame Absichtserklärung zur grenzüberschreitenden Kooperation im Bereich der CO₂- und Wasserstoffinfrastruktur⁷⁹. Darüber hinaus wurde der DRC im selben Jahr als *Project of Common Interest (PCI)* der EU eingestuft und erste Entwicklungsschritte werden durch EU-Mittel kofinanziert.

CCS in den USA: Status, Potenziale und politische Rahmenbedingungen

Die USA gelten als globaler Vorreiter im Bereich CCS. Bereits seit den 1970er Jahren wird dort CO₂ im industriellen Maßstab abgeschieden und genutzt, insb. im Rahmen der *Enhanced Oil Recovery (EOR)*⁸⁰. Die USA verfügen über die weltweit größte CCS-Infrastruktur. Ein zentrales Element des U.S.-amerikanischen Erfolgsmodells ist die Kombination aus geologischen Voraussetzungen, wirtschaftlicher Nutzung und politischer Förderung. Die USA verfügen über umfangreiche geologische Speicherpotenziale, insb. in salinen Aquiferen und ausgeförderten Öl- und Gasfeldern. Gleichzeitig ermöglicht die bestehende Pipeline-Infrastruktur den kosteneffizienten Transport großer CO₂-Mengen über weite Strecken.

Politisch wurde CCS in den USA durch gezielte Förderinstrumente wie den *Section 45Q Tax Credit* gestärkt.⁸¹ Dieser gewährt Unternehmen Steuergutschriften für jede Tonne abgeschiedenes und dauerhaft gespeichertes CO₂.

77 Vgl. Shell Nederland, Delta Rijn Corridor, 19.03.2025, abrufbar unter <https://www.shell.nl/over-ons/nieuws/venster/2025/delta-rijn-corridor.html> (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

78 Vgl. Delta Rhine Corridor, BASF, Gasunie, OGE und Shell unterzeichneten Kooperationsvereinbarung, 18.03.2024, abrufbar unter <https://www.delta-rhine-corridor.com/de/presse/kooperationsvereinbarung-unterzeichnet> (zuletzt abgerufen am 19.03.2025).

79 Die gemeinsame Absichtserklärung ist unter folgendem Link abrufbar: <https://open.overheid.nl/documenten/0693a88d-4657-45d7-ab6e-718f5133d279/file> (zuletzt abgerufen am 07.07.2025).

80 Enhanced Oil Recovery (EOR), auch Erweiterte Ölförderung, umfasst technische Verfahren wie thermische, chemische oder CO₂-Injektion, um den Ertrag aus erschöpften Ölfeldern zu optimieren.

81 Global CCS Institute, CCS in the Americas: A Regional Overview, 04.12.2024, abrufbar unter <https://www.globalccsinstitute.com/resources/insights/ccs-in-the-americas-a-regional-overview/> (zuletzt abgerufen am 30.06.2025).

Dies war ein entscheidender Anreiz für Investitionen in CCS- und CCUS-Technologien. Die U.S.-Regierung hat Anfang Juli 2025 ihr grundlegendes Bekenntnis zu CCS-Technologien bekräftigt, indem sie die Steuergutschrift im *One Big Beautiful Bill Act* beibehält und in einigen Fällen sogar erhöht. Darüber hinaus unterstützt das U.S.-Energeministerium (Department of Energy, DOE) zahlreiche Demonstrationsprojekte und Forschungsvorhaben im Bereich CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung. Die USA verfolgten mit CCS bislang nicht nur klimapolitische Ziele, sondern auch industriepolitische Interessen: CCS wird als Schlüsseltechnologie zur Dekarbonisierung energieintensiver Industrien (z. B. im Bereich Zement, Stahl, Chemie) und zur Sicherung von Arbeitsplätzen in traditionellen Energiesektoren betrachtet. Gleichzeitig positionieren sich die USA als Technologieführer im globalen Wettbewerb um CO₂-Entnahmelösungen.⁸²

Zu den bedeutendsten Projekten gehörte *Petra Nova* in Texas, das bis zu 1,4 Mio. t CO₂ pro Jahr aus einem Kohlekraftwerk abscheiden konnte. Obwohl derzeit außer Betrieb, bleibt es ein Referenzprojekt für die Integration von CCS in fossile Energiesysteme. Das *Illinois Industrial CCS Project* zeigt mit einer Kapazität von 1 Mio. t CO₂ jährlich, wie biogene Emissionen aus der Ethanolproduktion dauerhaft in salinen Aquiferen gespeichert werden können.

Ein weiteres zukunftsweisendes Vorhaben in Texas ist das *Baytown CCS Project*, das bis zu 2 Mio. t CO₂ pro Jahr aus einem Gaskraftwerk abscheiden und speichern soll. Noch ambitionierter ist *Project Tundra* in North Dakota, das auf eine Kapazität von 4 Mio. t CO₂ jährlich ausgelegt ist. Das größte geplante Projekt, die *San Juan Generating Station* in New Mexico, soll sogar 6 Mio. t CO₂ pro Jahr erfassen – allerdings bestehen hier noch Unsicherheiten hinsichtlich der Realisierung.

Diese Projekte ermöglichen die Dekarbonisierung energieintensiver Sektoren, sichern industrielle Wertschöpfung und schaffen neue wirtschaftliche Perspektiven. Unterstützt durch Förderinstrumente wie die 45Q-Steuergutschrift und Investitionen des DOE sind die USA bis dato ein zentraler Treiber für die Weiterentwicklung und Skalierung von CCS-Technologien weltweit gewesen.⁸³

Eine zentrale Regelung für den verstärkten CCS-Einsatz auf dem U.S.-amerikanischen Markt könnte künftig jedoch wegfallen. Die amerikanische Umweltschutzbehörde (Environmental Protection Agency, EPA) hat im Juni 2025 einen Vorschlag zur Regulierung der THG-Emissionen fossiler Kraftwerke vorgelegt.⁸⁴ Obwohl der Stromsektor die zweitgrößte Emissionsquelle in den USA ist, seien die Auswirkungen von U.S.-Kraftwerksemissionen auf den Klimawandel insg. zu gering. Daher sei eine Regulierung der Kraftwerksemissionen nicht notwendig. Der EPA-Vorschlag würde eine aktuell geltende Regelung der Biden-Administration ersetzen. Diese hatte existierende Kohlekraftwerke sowie neu gebaute Gaskraftwerke dazu verpflichtet, ab 2032 CCS zu nutzen.⁸⁵ Wenn der neue Regelungsvorschlag der EPA in Kraft treten sollte, könnte er den weiteren Ausbau von CCS in den USA hemmen.

Von Quest zu Polaris in Kanada

Im Juni 2024 gab Shell die endgültige Investitionsentscheidung (*Final Investment Decision, FID*) für das *Polaris*-Projekt am *Energy and Chemicals Park Scotford* in Alberta bekannt. Das Projekt zielt darauf ab, jährlich etwa 650.000 t CO₂ aus dem Scotford-Komplex abzuscheiden. Damit sollen die Emissionen der Scotford-Raffinerie um bis zu 40 % und die Emissionen der Scotford-Chemiefabrik um bis zu 22 % reduziert werden. Ergänzend dazu wurde auch die erste Phase des *Atlas Carbon Storage Hub* beschlossen – ein Projekt in Partnerschaft mit ATCO EnPower. Dieses Vorhaben soll ab 2028 in Betrieb gehen und die dauerhafte unterirdische Speicherung des bei Polaris abgeschiedenen CO₂ ermöglichen.

Beide Projekte bauen auf dem Quest-Projekt⁸⁶ auf, welches seit 2015 bereits ca. 10 Mio. t CO₂ gespeichert hat. Entwickelt wurde das CCS-Projekt in Zusammenarbeit von Shell, der kanadischen Regierung und den Joint-Venture-Partnern vom Athabasca Oil Sands Project. Es befindet sich in Scotford. Quest speichert dabei das aus der konventionellen H₂-Produktion abgeschiedene CO₂ in einer Tiefe von über zwei km unter der Erdoberfläche.

82 Vgl. Global CCS Institute, Fact Sheet – CCS/CCUS in the Americas, 2015, abrufbar unter <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/190128/fact-sheet-ccs-ccus-the-americas.pdf> (zuletzt abgerufen am 27.06.2025).

83 Vgl. U.S. Department of Energy / Global CCS Institute, Projektinformationen zu Petra Nova, Illinois Industrial CCS, Baytown CCS, Project Tundra und San Juan Generating Station, abrufbar unter: <https://www.energy.gov> und <https://www.globalccsinstitute.com> (zuletzt abgerufen am 27.06.2025).

84 Vgl. Environmental Protection Agency, Repeal of Greenhouse Gas Emissions Standards for Fossil Fuel-Fired Electric Generating Units, 11.06.2025, abrufbar unter https://www.epa.gov/system/files/documents/2025-06/12674-01-oar_carbon-pollution-standards-repeal-nrpm_proposal_20250611_clean_v3_0.pdf (zuletzt abgerufen am 27.06.2025).

85 Vgl. Thielges, Sonja, Die Resilienz der Klimapolitik der Biden-Administration, SWP-Aktuell, Nr. 38, Berlin 2024, S. 2.

86 Vgl. Shell Canada, Quest Carbon Capture and Storage Projekt, 19.03.2025, abrufbar unter https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html (zuletzt abgerufen am 12.06.2025).

Quest gilt als erstes kommerzielles CCS-Projekt, das gezielt in der Ölsandindustrie eingesetzt wurde. Die CO₂-Emissionen im sog. *Scotford Upgrader*⁸⁷ konnten dadurch um die Hälfte gesenkt werden.

Ein weiteres groß angelegtes CCS-Projekt befindet sich an der *Boundary Dam Power Station*, einem 824-Megawatt-Kohlekraftwerk in Estevan, Saskatchewan. Der Betreiber SaskPower nahm die Anlage im Oktober 2014 in Betrieb und reduziert damit rund 1 Mio. t CO₂ pro Jahr.⁸⁸ Das CO₂ wird mit der *Cansolv-Technologie*⁸⁹ abgeschieden und dann in Aquiferen gespeichert sowie für das EOR im Ölfeld Weyburn verwendet.

CCS in China

China gehört zu den Ländern, die frühzeitig damit begonnen haben, CCS- und CCUS-Technologien strategisch zu entwickeln. Seit Mitte der 2000er-Jahre verfolgt das Land das Ziel, diese Technologien als festen Bestandteil seiner Energie- und Klimapolitik zu etablieren. Dabei spielen staatlich unterstützte Forschungseinrichtungen ebenso eine Rolle wie große Energieunternehmen, die Pilot- und Demonstrationsprojekte realisieren.

Zu den zentralen Akteuren zählen die Unternehmen China Huaneng und China Energy, die sowohl bei der technischen Weiterentwicklung als auch bei der praktischen Umsetzung von CCS und CCUS eine wichtige Rolle einnehmen. China Huaneng gründete 2006 das Clean Energy Research Institute (CERI) zur Entwicklung und Kommerzialisierung fortschrittlicher Technologien zur Kohlenstoffabscheidung sowie anderer Energietechnologien. 2007 führte China Huaneng die erste CO₂-Abscheidung aus einem Kohlekraftwerk durch. Das Unternehmen arbeitet mit inländischen und ausländischen Universitäten und Forschungsinstituten zusammen, um diese Technologien zu fördern und eine kohlenstoffarme Industriekette aufzubauen. CERI nutzt mehrere Forschungslabore, darunter das *Clean Energy State Key Lab*

und das *Beijing Key Lab* für CO₂-Abscheidung und -Prozesse, sowie eine CCUS-Pilotanlage in Shanghai.

2025 ging mit der Longdong-Anlage die weltweit größte CO₂-Abscheideanlage an einem Kohlekraftwerk in Betrieb.

Neben dem *Jinjie*-CCUS-Projekt mit einer Kapazität von 150.000 t CO₂ pro Jahr hat China Energy das *Taizhou Carbon Capture Demonstration Project* mit einer Kapazität von 500.000 t pro Jahr entwickelt. Die Anlage befindet sich am Taizhou-Kraftwerk in der Provinz Jiangsu und wurde 2023 in Betrieb genommen. Während der Entwicklung stellte insb. die langfristige Nutzung des abgeschiedenen CO₂ eine Herausforderung dar. Um den kontinuierlichen Betrieb sicherzustellen, prüft China Energy daher Optionen zur Markterweiterung und investiert in die Forschung zur Speicherung, zur *Enhanced Oil Recovery*-Methode und zur chemischen Nutzung, bspw. für die Herstellung von Methanol oder nachhaltigem Flugbenzin.

Im Mai 2025 nahm China Huaneng mit der Longdong-Anlage die weltweit größte CO₂-Abscheideanlage an einem Kohlekraftwerk in Betrieb, mit einer jährlichen Kapazität von 1,5 Mio. t CO₂ zur Abscheidung und Speicherung. Dies zeigt, dass China einen Fokus auf den Einsatz von CCS-Technologien zur Emissionsminderung in Kohle- und Gaskraftwerken legt, die im Land weiterhin eine bedeutende Rolle im Energiesektor einnehmen.

⁸⁷ Ein sog. Upgrader wandelt Bitumen dabei in synthetisches Rohöl um, indem er leichtere Fraktionen abtrennt, schwere Moleküle entfernt, lange Molekülketten kürzt und Schwefel sowie Stickstoff reduziert.

⁸⁸ Vgl. Power Technology, SaskPower Boundary Dam and Integrated CCS, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.power-technology.com/projects/sask-power-boundary-dam/> (zuletzt abgerufen am 26.05.2025).

⁸⁹ Vgl. Shell Global, Shell CANSOLV CO₂ Capture System, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.shell.com/business-customers/catalysts-technologies/licensed-technologies/emissions-standards/tail-gas-treatment-unit/cansolv-co2.html> (zuletzt abgerufen am 26.05.2025).

1.6. Fazit und Ausblick

CCS-Technologien können in Deutschland und Europa eine wichtige Rolle bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen spielen. Insb. in Industriezweigen, in denen Emissionen nur schwer vermeidbar sind, wie bspw. in der Zement- und Kalkproduktion, der chemischen Industrie oder der Abfallverwertung. In diesen Bereichen bietet CCS die Möglichkeit, CO₂ effizient abzutrennen und langfristig zu speichern.

Trotz der Potenziale und der technologischen Fortschritte gibt es mit Blick auf die Implementierung von CCS jedoch eine Reihe von Herausforderungen, u.a. hinsichtlich der hohen Kosten für den Bau und den Betrieb der Anlagen sowie fehlender Rechtsgrundlagen. Derzeit herrscht unter Investoren etwa Unsicherheit mit Blick auf die Preisentwicklung, aber auch die Kostenverteilung. Eine aktuelle DNV-Analyse geht davon aus, dass sich die durchschnittlichen Kosten für den Einsatz von CCS-Technologien im Zuge von Skalierungseffekten bis 2050 um ca. 40 % reduzieren werden.⁹⁰ Dennoch bleibe CCS eine kapitalintensive Lösung, deren Wirtschaftlichkeit nicht zuletzt vom regulatorischen Kontext abhängt.

Laut Studien des Global CCS Institute und des BDI liegen die Kosten für die Onshore-Speicherung dabei gegenüber der Offshore-Option deutlich niedriger, insb. dann, wenn bereits bestehende Öl- und Gasfelder genutzt werden können. Dem gegenüber steht, dass die Onshore-Speicherung von CO₂ aufgrund von Bedenken hinsichtlich der Sicherheit und Umweltverträglichkeit zu gesellschaftlichen Konflikten führen kann. Die Akzeptanz von CCS-Anwendungen sowie eine transparente Kommunikation der Potenziale und möglichen Risiken spielen daher eine wichtige Rolle beim Aufbau einer CCS-Wirtschaft in Europa.

Deutschland zählt derzeit nicht zu den Vorreitern beim Einsatz von CCS-Technologien. Dies liegt u.a. an den bisher fehlenden notwendigen rechtlichen Voraussetzungen für den Transport und die Speicherung von CO₂. Länder wie Dänemark, die Niederlande und Norwegen in Europa sowie China, Kanada und die USA haben die CCS-Nutzung hingegen bereits seit vielen Jahren als Geschäftsmodell etabliert und als Bestandteil ihrer Strategien zur Erreichung der Klimaneutralität verankert. Ausschlaggebend dafür war nicht zuletzt der politische Wille, frühzeitig gesetzliche Grundlagen für ein effektives Carbon Management zu schaffen und umzusetzen.

Während in den USA und in China sowohl in Anlagen zur Stromerzeugung als auch in industriellen Anwendungen in CCS investiert wird, liegt in Europa, und dort v. a. in Deutschland, der Fokus auf der Senkung ansonsten schwer vermeidbarer Emissionen in industriellen Prozessen. Inwieweit die USA ihre Vorreiterrolle im CCS-Bereich weiter ausbauen können, bleibt derzeit offen: Zwar bleiben die Steuergutschriften für die CO₂-Abscheidung und -Speicherung erhalten, jedoch droht die Pflicht zur Nutzung von CCS bei bestehenden Kohle- und neuen Gaskraftwerken ab 2032 gestrichen zu werden.

Wenn CCS in Deutschland eine Rolle spielen soll, ist eine Anpassung der Rahmenbedingungen erforderlich, um die Nutzung rechtlich zu ermöglichen und planungssicher zu gestalten. Dies umfasst u.a. die Schaffung klarer regulatorischer Bedingungen und finanzieller Anreize, wie sie bspw. durch die Klimaschutzverträge in Aussicht gestellt werden sollen. Entscheidend für den Markthochlauf von CCS in Deutschland und Europa ist der Aufbau einer umfassenden CO₂-Infrastruktur. Dies umfasst sowohl den Transport von CO₂ über Pipelines, Schiffe, Schienen oder auf der Straße als auch die Infrastruktur für die dauerhafte Speicherung in geologischen Formationen, wie erschöpften Öl- und Gasfeldern oder salinen Aquiferen. Derzeit sind die Kapazitäten der laufenden CCS-Projekte begrenzt und es besteht ein erheblicher Bedarf an Investitionen in den Ausbau der Infrastruktur.

Bereits bestehende Projekte wie Northern Lights in Norwegen, Aramis und Porthos in den Niederlanden und Polaris in Kanada verdeutlichen die Rolle internationaler Kooperationen und technologischer Innovation bei der Implementierung von CCS. Sie zeigen, dass sowohl staatliche als auch private Akteure an der Entwicklung und dem Betrieb solcher Projekte beteiligt sind. Für die weitere Entwicklung von CCS-Technologien sind kontinuierliche technologische Verbesserungen und internationale Zusammenarbeit relevante Faktoren.

Internationale Partnerschaften bieten den Vorteil, dass grenzüberschreitende Infrastruktur gemeinsam geplant, Technologien zusammen weiterentwickelt und Projektrisiken minimiert werden können. Der Delta-Rhine-Corridor kann als Beispiel für eine grenzüberschreitende Strukturinitiative zwischen Deutschland und den Niederlanden zum Aufbau eines CO₂- und H₂-Pipelinenetzes angeführt werden. In Analogie zu anderen Infrastrukturplanungen wäre es darüber hinaus sinnvoll, die Infrastrukturplanung möglichst frühzeitig europäisch zu denken, um von der nationalen hin zu einer übergeordneten europäischen Planung zu gelangen und Synergien zu nutzen.

⁹⁰ Vgl. DNV AS, ENERGY TRANSITION OUTLOOK CCS TO 2050. Carbon capture and storage: from turning point in 2025 to scale by mid-century, Høvik 2025, S. 2.

Energie in der Welt

- 2.1 Zahlen & Fakten
- 2.2 Quo vadis Klima- und Energiepolitik in den USA
- 2.3 Wasserstoff und nachhaltige Brennstoffe für den Einsatz in Gasturbinen
- 2.4 CO₂-Bepreisung im internationalen Vergleich



2.1 Zahlen und Fakten

- Im Jahr 2024 stieg der Energieverbrauch in den G20-Ländern, trotz der immer noch hohen Öl-, Kohle- und Gaspreise, schneller als im Zeitraum 2010-2019.
- Der Kohleverbrauch wuchs zwar langsamer als 2023, übertraf aber den historischen Trend, insb. in China und Indien. In der Europäischen Union und den USA ging die Kohlenachfrage weiter zurück.
- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöhte sich um 14 %, angetrieben durch Rekordinstallationen von Solar- und Windkraftanlagen in China.
- Die CO₂-Emissionen in den G20-Staaten stiegen 2024 erneut an und kehrten damit zu ihrem durchschnittlichen Trend von +1 %/Jahr im Zeitraum 2010-2019 zurück. Auf China und Indien entfielen zusammen 52 % der CO₂-Emissionen der G20-Gruppe und der größte Teil des Anstiegs im Jahr 2024.

Im Jahr 2024 stieg der Energieverbrauch in den G20-Staaten¹ um 2 %.² Dies war langsamer als das Wirtschaftswachstum, das 2024 ca. 3 % betrug, aber schneller als der historische Trend von +1 %/Jahr im Zeitraum 2010-2019. Trotz des massiven Zubaus an erneuerbaren Energien (EE) und des Anstiegs des Strom-

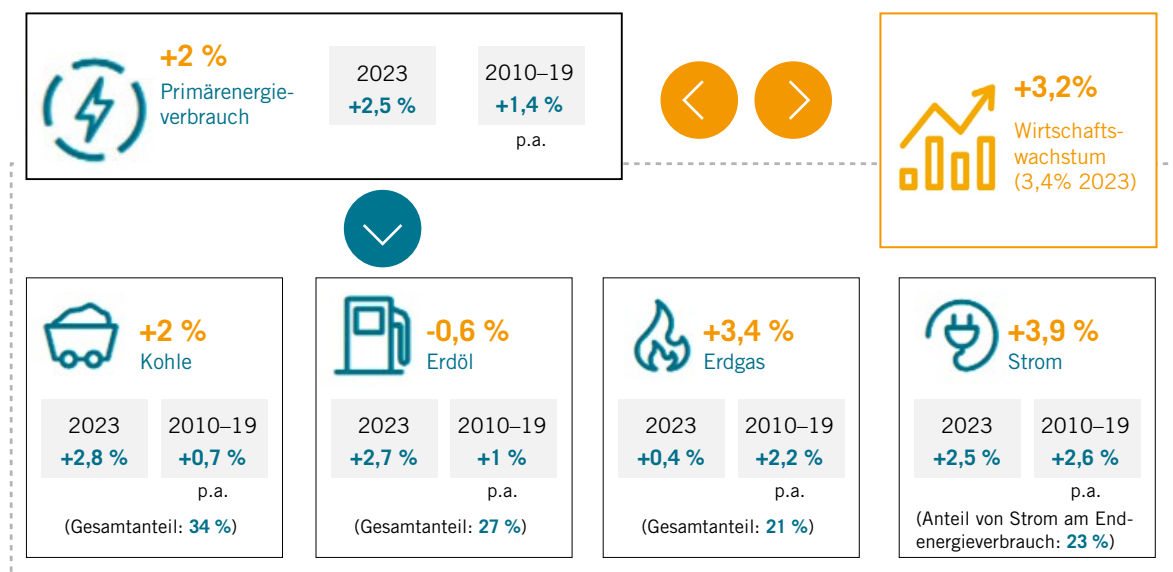
verbrauchs trug der höhere Kohle- und Gasverbrauch zu einem Anwachsen der CO₂-Emissionen um 1 % im Jahr 2024 bei.

2024 ist das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der G20-Gruppe mit der historischen Rate von 3 % pro Jahr gewachsen. In China verlangsamte sich das Wirtschaftswachstum leicht, während es in den USA und Indien dynamisch blieb und sich in Europa beschleunigte. Der Primärenergieverbrauch in den G20-Ländern (gemessen in Terajoule, TJ) stieg erneut um 2 %/Jahr – was deutlich über dem Trend vor Ausbruch der COVID-19-Pandemie von +1 %/Jahr im Zeitraum 2010-2019 lag. Dieses Wachstum wurde v. a. von China und Indien angetrieben.

1 Die G20-Staaten umfassen Argentinien, Australien, Brasilien, China (einschließlich Hongkong), Deutschland, die Europäische Union (EU27), Frankreich, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Kanada, Mexiko, die Russische Föderation (Russland), Saudi-Arabien, Südafrika, Südkorea, die Türkei, das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland (Vereinigtes Königreich) und die Vereinigten Staaten von Amerika (USA). Sie decken fast 80 % des weltweiten Energieverbrauchs ab.

2 Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln der *Energie für Deutschland* ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

Abbildung 2.1: Eckdaten des Energieverbrauchs der G20-Staaten im Jahr 2024



Quelle: Enerdata

Nach drei Jahren des Aufschwungs ging der Ölverbrauch 2024 um ca. 1 % zurück, v.a., weil er in China und der Europäischen Union (EU) sank und sich in den USA abschwächte. Der Gasverbrauch stieg 2024 hingegen um 3 %, nachdem er 2023 stagniert hatte. Dies ist auf einen steigenden Verbrauch in den USA, Russland und China zurückzuführen, insb. in den Sektoren Strom und Verkehr. Das Wachstum des Kohleverbrauchs verlangsamte sich 2024 leicht auf etwa +2 %, was auf einen langsameren Anstieg des Verbrauchs in China und Indien sowie einen anhaltenden Rückgang in den OECD-Märkten³ zurückzuführen ist. Im Jahr 2024 stieg der Stromverbrauch um 4 %, angetrieben von China, Indien und den USA. Dieser Anstieg war wesentlich höher als im Jahr 2023 oder im Zeitraum 2010-2019, als er im Durchschnitt etwa 2,6 %/Jahr betrug.

Die globalen Rohölpreise gingen 2024 im Durchschnitt leicht um 2,5 % zurück, lagen aber 28 % höher als in 2019. Die globalen Gaspreise sanken 2024 weiter um durchschnittlich 15 %, blieben aber in Europa und Asien deutlich über dem Vorkrisenniveau. Wie beim Öl, stabilisierten sich die weltweiten Kohlepreise 2024, lagen aber immer noch 47 % bis 75 % über ihren Durchschnittswerten von 2019.

Wie in den Vorjahren, stieg die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie auch 2024 um 8 % bzw. 29 % und erreichte damit einen Anteil von insg. 16 % an der Stromerzeugung der G20-Länder. China steht weiterhin an der Spitze der weltweiten EE-Installationen und ist für 64 % des gesamten Zubaus an erneuerbaren Kapazitäten verantwortlich, darunter für 62 % des weltweiten Zubaus an Solarkapazität, 2/3 des weltweiten Zubaus an Windenergie und dem größten Teil des Zubaus an Wasserkraft.

Wirtschaftswachstum

Wie in den Jahren 2022 und 2023 stabilisierte sich das globale Wirtschaftswachstum auch 2024 bei ca. +3 %. Nach starken Schwankungen in den Jahren 2020 und 2021 von -3 % aufgrund der COVID-19-Krise entsprach es damit wieder seinem langfristigen Trend der Jahre 2010 bis 2019. In China hat sich das Wirtschaftswachstum leicht verlangsamt. 2024 stieg es, ebenso wie 2023, um 5 %, verglichen mit +7 %/Jahr im Zeitraum 2010-2019. Dies ist eine Folge des schwächelnden Immobili-

enmarkts⁴ und eines gesunkenen Verbrauchervertrauens, trotz einer Erholung der Exportmärkte und der Industrieproduktion, insb. im Hightech-Bereich. Chinas Anteil am BIP der G20-Gruppe entsprach 2024 weiterhin 25 %.

Das BIP-Wachstum der G20-Länder entsprach 2024 seinem historischen Trend von +3 %.

In den USA, die im Jahr 2024 19 % des BIP der G20 ausmachten, blieb das Wirtschaftswachstum stabil bei fast 3 % (ebenso wie im Jahr 2023, aber über dem historischen Trend). Dies ist auf starke Konsumausgaben sowie öffentliche Ausgaben und Investitionen zurückzuführen. In der EU stieg das Wirtschaftswachstum 2024 dank eines höheren privaten Verbrauchs auf 1 %. Dies entsprach einer Verdoppelung der Wachstumsrate von 2023, lag aber immer noch unter dem Durchschnitt der Jahre 2010-2019. Ihr Anteil am G20-BIP entsprach 17 %. In Deutschland stagnierte das BIP das zweite Jahr in Folge vor dem Hintergrund einer geringeren Industrieproduktion, die teilweise durch höhere öffentliche Ausgaben ausgeglichen wurde. Im Gegensatz dazu kehrte Frankreich zu seinem historischen Trend von +1 %/Jahr zurück. Im Vereinigten Königreich hat sich das Wirtschaftswachstum nach einer Stagnation im Jahr 2023 dank höherer Ausgaben der privaten Haushalte und der öffentlichen Hand um 1 % erhöht.

Nach einem Wachstum um 8 % im Jahr 2023 kehrte die indische Wirtschaft dagegen zu ihrer historischen Wachstumsrate von mehr als 6 %/Jahr zurück und erreichte 2024 einen Anteil von 10 % am BIP der G20. Dieses Wachstum wurde durch öffentliche und private Investitionen und den privaten Verbrauch angekurbelt – ebenso wie in Indonesien, das (seinem historischen Trend entsprechend) ein Wirtschaftswachstum von 5 %/Jahr verzeichnete.

³ Die OECD ist die Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung, eine zwischenstaatliche Organisation mit weltweit 38 Mitgliedsländern.

⁴ Im Jahr 2020 verschärfte die chinesische Regierung die Bedingungen für den Kreditzugang von Bauträgern, um den rasant wachsenden Immobilienmarkt, der bis 2020 25 bis 30 % des chinesischen BIPs ausmachte, zu regulieren und die Verschuldung der Bauträger zu verringern. Viele große Projektträger gingen daraufhin bankrott oder waren vom Konkurs bedroht. Neue Bauvorhaben kamen zum Stillstand, was das Vertrauen der Kunden und das BIP-Wachstum beeinträchtigte. Die Krise im Bausektor wirkte sich auch auf den Energieverbrauch aus, da die Inlandsnachfrage nach energieintensivem Zement und Stahl sowie nach Haushaltsprodukten (Geräte, Möbel usw.) zurückging. Die inländische Zementproduktion sank im Jahr 2023 um 4,5 % und im Jahr 2024 um 9,5 %, was zu einem Rückgang der Kohlenachfrage und der CO₂-Emissionen führte.

Nach drei Jahren des Aufschwungs stagnierte das japanische BIP 2024. In Russland blieb das Wirtschaftswachstum konstant: +4 % im Jahr 2024 (wie im Jahr 2023, aber deutlich über dem Durchschnitt der Jahre 2010-2019). Ein Grund für diese Entwicklung waren die gestiegenen Haushaltsausgaben für den militärisch-industriellen Bereich infolge des russisch-ukrainischen Kriegs. In Südkorea stieg das BIP um 2 %. Auch in Brasilien wuchs das BIP das dritte Jahr in Folge um 3 %, verglichen mit +0,7 %/Jahr im Zeitraum 2010-2019. In Kanada stieg das BIP leicht um 1,5 %, gegenüber einer Steigerung von 1 % im Jahr 2023. Im Gegensatz dazu verlangsamte sich das mexikanische Wirtschaftswachstum auf +1 % gegenüber +3 % in 2023. In Argentinien schrumpfte die Wirtschaft das zweite Jahr in Folge um 2 %, gekennzeichnet durch eine hohe – wenn auch rückläufige – Inflation und ein drastisches öffentliches Sparprogramm.

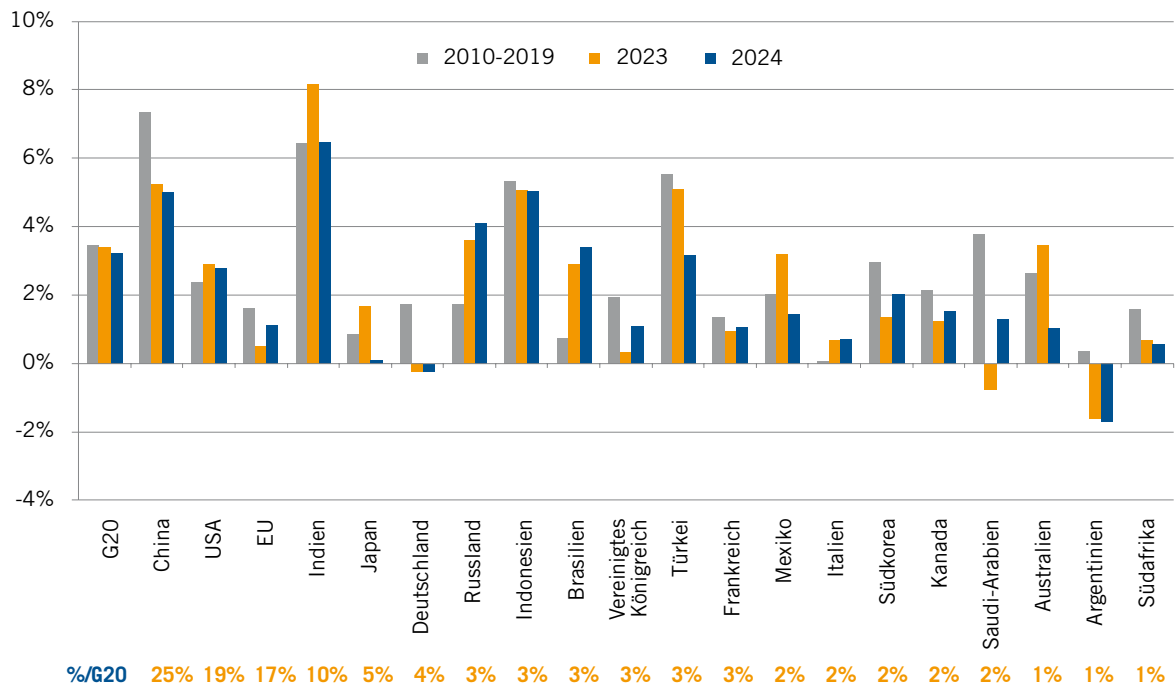
Nach einem Aufschwung um 11 % im Jahr 2021 verlangsamte sich das Wirtschaftswachstum in der Türkei im dritten Jahr in Folge. Es stieg 2024 zwar um 3 %, lag jedoch unter dem historischen Trend von +5,5 %. Dies

ist v.a. auf die immer noch hohe Inflation zurückzuführen. Sowohl in Saudi-Arabien als auch in Südafrika wuchs das BIP um 1 % – in Saudi-Arabien insb. dank einer positiven Entwicklung in Nicht-Öl-Sektoren, wie den Bereichen Handel, Finanzen und Immobilien. Mit einem Plus von 1 % im Jahr 2024 verlangsamte sich in Australien das Wirtschaftswachstum das zweite Jahr in Folge.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch der G20 stieg 2024 das dritte Jahr in Folge um 2 % und damit schneller als im Trend der Jahre 2010-2019 (ca. 1 %/Jahr). Nach einem Wachstum von 7 % im Jahr 2023 verlangsamte sich der Energiekonsum Chinas im Jahr 2024: zwar stieg er um 4 %, was über dem Durchschnitt der Jahre 2010-2019 von +3 %/Jahr lag. Der Verbrauch wuchs jedoch langsamer als Chinas BIP-Wachstum. Mit einem Anteil von 35 % am Energieverbrauch der G20-Gruppe blieb China der größte Energiekonsument der Welt. Das Land verbrauchte doppelt so viel Energie wie die USA, deren Energiebedarf 2024 wieder um 1 % anstieg ist.

Abbildung 2.2 Wirtschaftswachstum in ausgewählten G20-Staaten (in % p.a.)



Quelle: Enerdata, Datenquelle: Internationaler Währungsfonds (IWF)

Wie in den Jahren 2022 und 2023, stieg der Gesamtenergieverbrauch der G20-Länder im Jahr 2024 um 2 %, angetrieben durch Nicht-OECD-Länder.

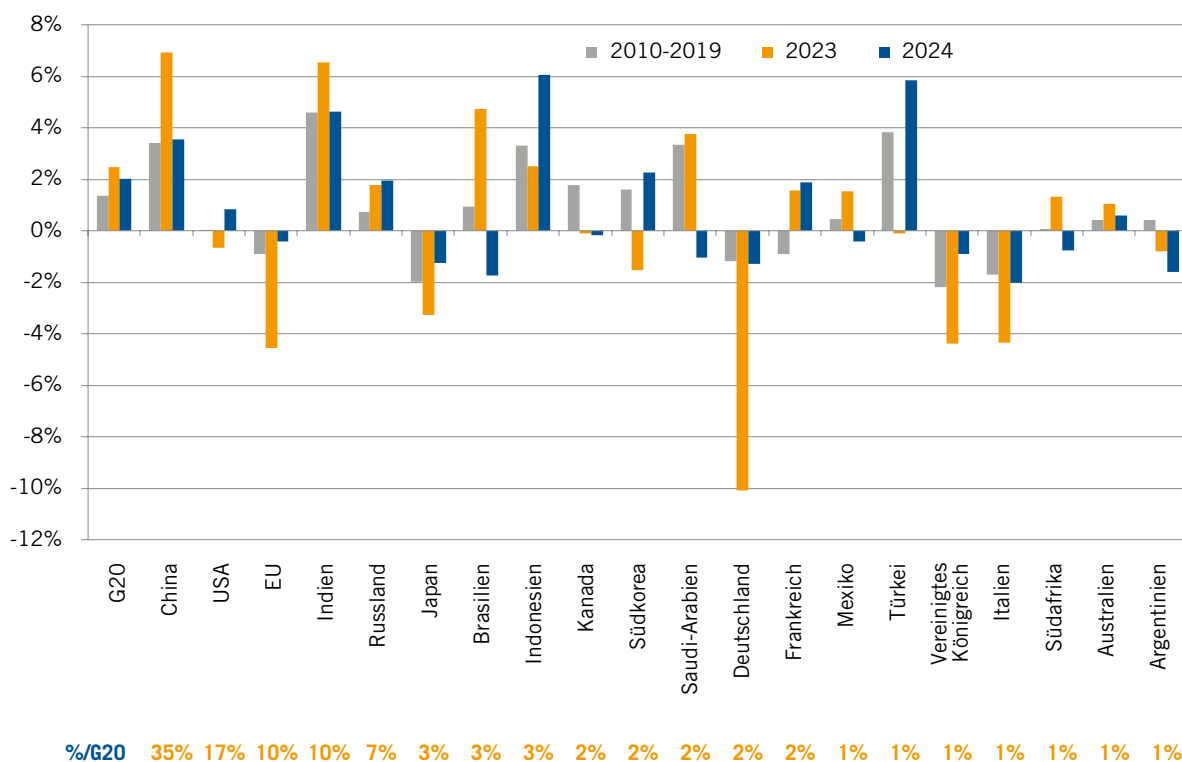
Auch in Indien stieg der Primärenergieverbrauch um 5 % – wenn auch langsamer als in den letzten drei Jahren (+7 %/Jahr). Auf Indien entfallen nun fast 10 % des gesamten Energieverbrauchs der G20-Staaten und damit fast so viel Energie wie die EU27 im Jahr 2024 verbrauchte. In der EU hingegen blieb der Energiebedarf im Jahr 2024 stabil. In Deutschland sank er um 1 % und in Italien um 2 %, während er in Frankreich um 2 % anstieg. In Indonesien wuchs der Energieverbrauch um 6 % an, in Russland (trotz der westlichen Sanktionen) um 2 %, in Südkorea um 2 % und in Australien um 1 %.

In Kanada blieb er stabil, während er in Brasilien um 2 % und in Japan um 1 % zurückging.

Fossile Brennstoffe dominieren nach wie vor den globalen Energiemix. Sie deckten 2024 über 80 % des Primärenergieverbrauchs der G20-Länder. Der Anteil der Kohle ist seit 2010 stabil geblieben. 2024 lag er bei 34 %. Der Anteil von Öl ist leicht von 30 % auf 27 % zurückgegangen, zugunsten von Gas (+1 Prozentpunkt auf 21 %) und Primärstrom⁵ (+2 Prozentpunkte auf 11 %). Die anderen Energieträger (Biomasse und erneuerbare Wärme) sind mit 7 % stabil geblieben.

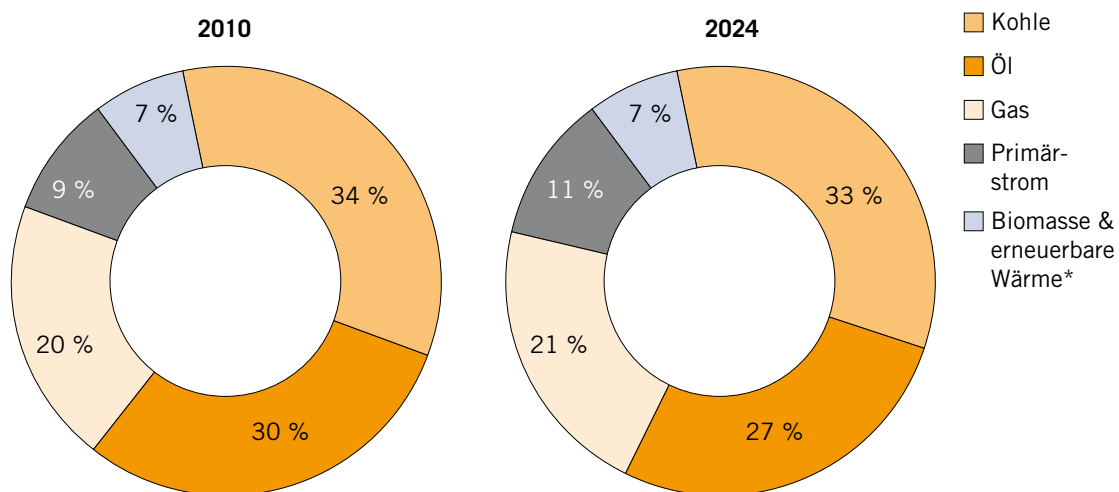
5 Unter Primärstrom wird Primärenergie zur Stromerzeugung verstanden: Kernkraft, Wasserkraft, Windenergie, Solarenergie und Geothermie.

Abbildung 2.3: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs ausgewählter G20-Staaten (in % p.a.)



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.4: Primärenergiemix der G20-Staaten in den Jahren 2010 und 2024



* 95 % Biomasse-Anteil; mit erneuerbarer Wärme ist Solar- und Erdwärme gemeint.

Quelle: Enerdata

Kohle

Der Kohleverbrauch der G20-Länder hat sich 2024 mit einem Plus von 2 % leicht verlangsamt. Dies ist auf ein langsames Wachstum in den beiden größten Märkten zurückzuführen, nämlich China, das 63 % des G20-Kohleverbrauchs absorbiert, und Indien (14 %). In den OECD-Märkten ging die Kohlenachfrage weiter zurück, insb. in den USA, in der EU und in Südkorea. Dennoch war der Kohleverbrauch der G20 2024 doppelt so hoch wie im Jahr 2000.

Der Kohleverbrauch Chinas wuchs um 3 %. Das war langsamer als im Vorjahr (+6 %), dennoch erreichte das Land damit mengentechnisch ein Allzeithoch. Die höhere Nachfrage des Energiesektors vor dem Hintergrund intensiver Hitzewellen und eines steigenden Stromverbrauchs wurde teilweise durch einen geringeren Verbrauch im Zementsektor ausgeglichen, der von der anhaltenden Immobilienkrise betroffen war. Auch in Indien stieg der Konsum langsamer an: um +5 % gegenüber +10 % im Jahr 2023, was jedoch dem historischen Trend entspricht. Die Erholung der Wasserkrafterzeugung und ein erneuter Anstieg der Solarenergieproduktion trugen zur Drosselung der Nachfrage im Energiesektor bei.

Im Gegensatz dazu trugen Politiken in Richtung Kohleausstieg dazu bei, den Verbrauch in den USA 2024 um

7 % und in der EU um 13 % zu senken – allerdings langsamer als in 2023. Damals sank die Kohlenachfrage um -15 % in den USA und um -23 % in der EU. 2024 war der Kohleverbrauch der USA insg. um 65 % und derjenige der EU um 60 % niedriger als im Jahr 2000. Deutschland war 2024 für 1/3 des gesamten Kohleverbrauchs in der EU verantwortlich. Durch den beschlossenen Kohleausstieg, die geringere Stromnachfrage und die höhere Stromerzeugung aus Erneuerbaren sank der Kohleverbrauch 2024 um 10 %.

Auch in Kanada, wo Kohlekraftwerke zunehmend auf Erdgas umgestellt werden, ging er um 27 % zurück. Im Vereinigten Königreich hat sich der Kohleverbrauch fast halbiert (-47 %), da das letzte Kohlekraftwerk des Landes im Laufe des letzten Jahres 2024 abgeschaltet wurde. In Südkorea ging der Verbrauch um 5 % zurück, was jedoch auf eine Rekorderzeugung in der Kernenergie zurückzuführen ist. In Japan blieb er stabil, da dort die ineffizienten Kohlekraftwerke bis 2030 abgeschaltet werden sollen und die Stromerzeugung aus Kernenergie und Erneuerbaren zunimmt.

Der Kohleverbrauch in China und Indien stieg 2024 weiter an, während er in den USA und der EU zurückging.

Der Kohleverbrauch Australiens, der in den letzten Jahren rückläufig war (-4 % im Jahr 2023), stieg 2024 wieder um +2 %, was auf eine geringere Stromerzeugung aus Wasserkraft und Windkraft zurückzuführen ist. Durch den gestiegenen Einsatz von Kohle in Kraftwerken wuchs auch der Kohleverbrauch Südafrikas das zweite Jahr in Folge (um +2 % im Jahr 2024).

Nach drei Jahren starken Wachstums der Kohleproduktion und der Lagerbestände verlangsamte sich die Kohleproduktion Chinas im Jahr 2024 erheblich. Während die Erzeugung im Jahr 2023 um 3 % und im Jahr 2022 sogar um 11 % gestiegen war, wuchs sie im Jahr 2024 nur noch um 1,5 %. Niedrigere internationale Kohlepreise trugen ebenfalls dazu bei, dass China seine heimische Versorgung durch Kohleimporte ersetzte. Chinas Importe stie-

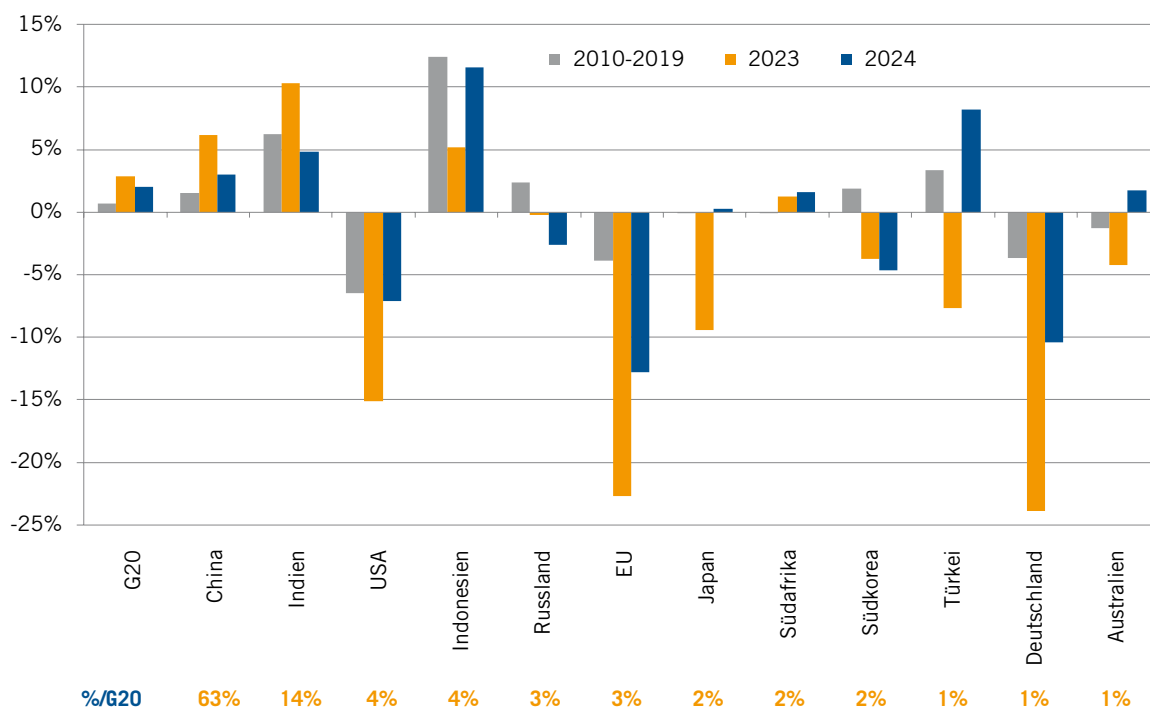
gen 2024 um 14 %. Die Kohleproduktion in den USA ging das zweite Jahr in Folge zurück, und zwar um 11 %, womit sie sich stärker an den Rückgang der Nachfrage anpasste. In Europa ging die Kohleerzeugung in Deutschland im Zuge des schrittweisen Kohleausstiegs um 10 % und im Vereinigten Königreich um 79 % zurück.

Nach dem sprunghaften Anstieg im Zeitraum 2021-2022 und dem drastischen Rückgang im Jahr 2023 stabilisierten sich die weltweiten Kohlepreise im Jahr 2024. Zu erklären ist dies mit einer fortgesetzten *Normalisierung* der Märkte. Die Preise näherten sich ihrem Durchschnitt von 2021 an, lagen aber immer noch deutlich über ihrem Durchschnitt von 2019 (etwa +75 % in Australien und +47 % in Südafrika).

Erdöl

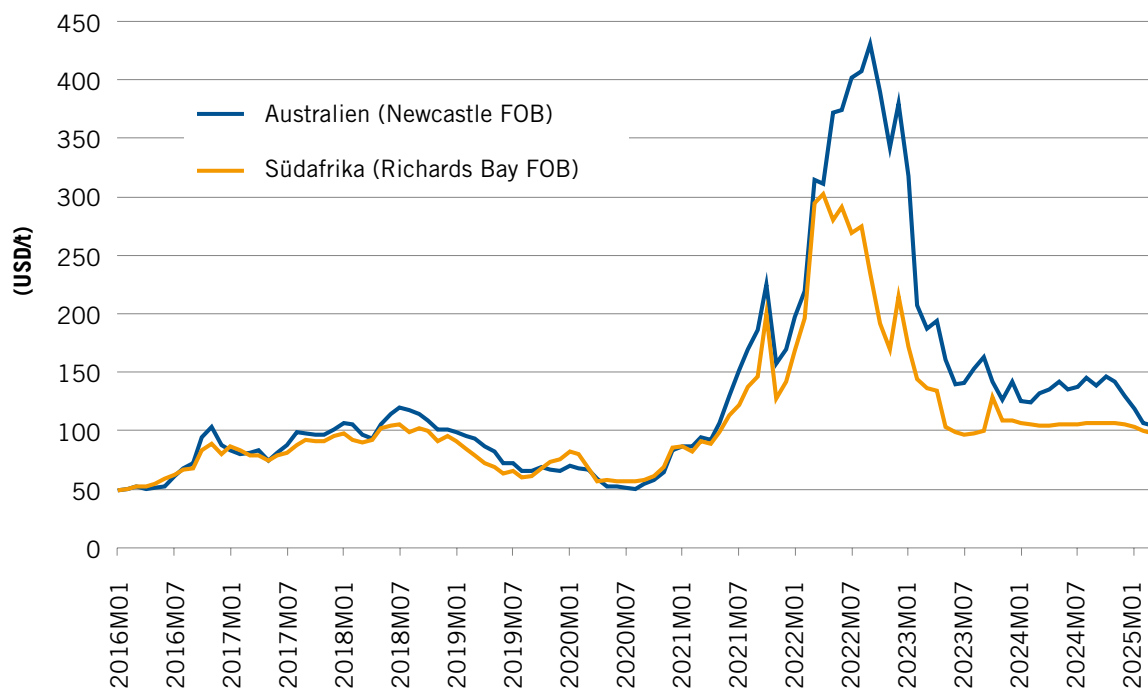
Der Ölverbrauch in den G20-Ländern, der sich seit dem COVID-19-bedingten Rückgang im Jahr 2020 wieder erholt hatte, ging 2024 leicht um knapp 1 % zurück. Dies lässt sich u.a. auf eine verminderte Nachfrage in den

Abbildung 2.5: Entwicklung des Kohleverbrauchs ausgewählter G20-Staaten (in % p.a.)



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.6: Entwicklung der Kohlepreise (in USD/t)



Quelle: Enerdata, Datenquelle: Weltbank-Gruppe

USA, China und der EU erklären. In den USA, dem größten Ölverbraucher der G20 mit einem Anteil von 23 % im Jahr 2024, stieg der Ölverbrauch nur um 1 % (+2 % im Jahr 2023). Die höhere Nachfrage aus dem petrochemischen Sektor wurde durch einen leichten Rückgang des Verbrauchs von Erdölprodukten im Verkehrssektor ausgeglichen, welcher auf einen geringeren Pendlerverkehr und Verbesserungen der Energieeffizienz zurückzuführen ist.

Während der Ölverbrauch sich in den USA verlangsamte, war er in China leicht rückläufig.

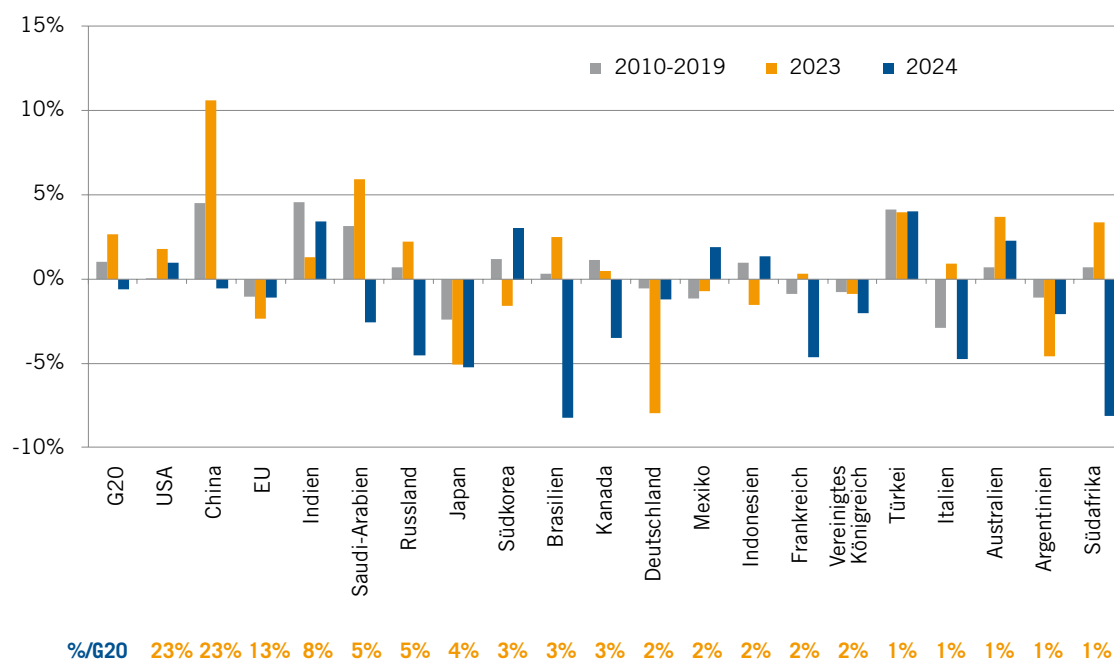
Nach einem Anstieg um 11 % im Jahr 2023, als die COVID-19-Beschränkungen vollständig aufgehoben wurden, der inländische Luftverkehr wieder anstieg und die weltweiten Ölpreise fielen, ging der chinesische Ölverbrauch 2024 leicht zurück (um knapp -1 %). Alternative Mobilitätsformen, wie der Einsatz von Elektroautos und von mit Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) betriebenen Lastkraftwagen und Hochgeschwindigkeits-

zügen, sowie das stabile Wirtschaftswachstum haben die inländische Ölnachfrage gedrosselt. China ist nun fast gleichauf mit den USA als der größte Ölverbraucher weltweit.

Auch in Europa ging der Ölkonsum zurück: In Deutschland sank er, trotz höherer Lieferungen an die chemische Industrie im Vergleich zum Vorjahr, um etwa 1 % – entsprechend dem historischen Trend, aber langsamer als 2023. Auch in Frankreich und Italien ging er um ca. 5 % und im Vereinigten Königreich um 2 % zurück.

Auch in Saudi-Arabien ging der Ölverbrauch um 3 % zurück, und zwar aufgrund des stagnierenden industriellen Bedarfs, einer schwachen Nachfrage in der Petrochemie, der geringeren Ölproduktion sowie der Umstellung von Öl auf Gas im Energiesektor. In Japan sank der Ölverbrauch aufgrund der stagnierenden Wirtschaft, ebenso wie im Vorjahr, um ca. 5 %. In Argentinien sank er infolge einer geringeren Wirtschaftstätigkeit sowie einer hohen Inflation um 2 %. In Brasilien ging der Rohölkonsum um 8 % zurück, vor dem Hintergrund steigender Preise, einem starken Anstieg des Biokraftstoffverbrauchs, einer geringeren Inlandsproduktion und

Abbildung 2.7: Entwicklung des Erdölverbrauchs in den G20-Staaten (in % p.a.)



Quelle: Enerdata

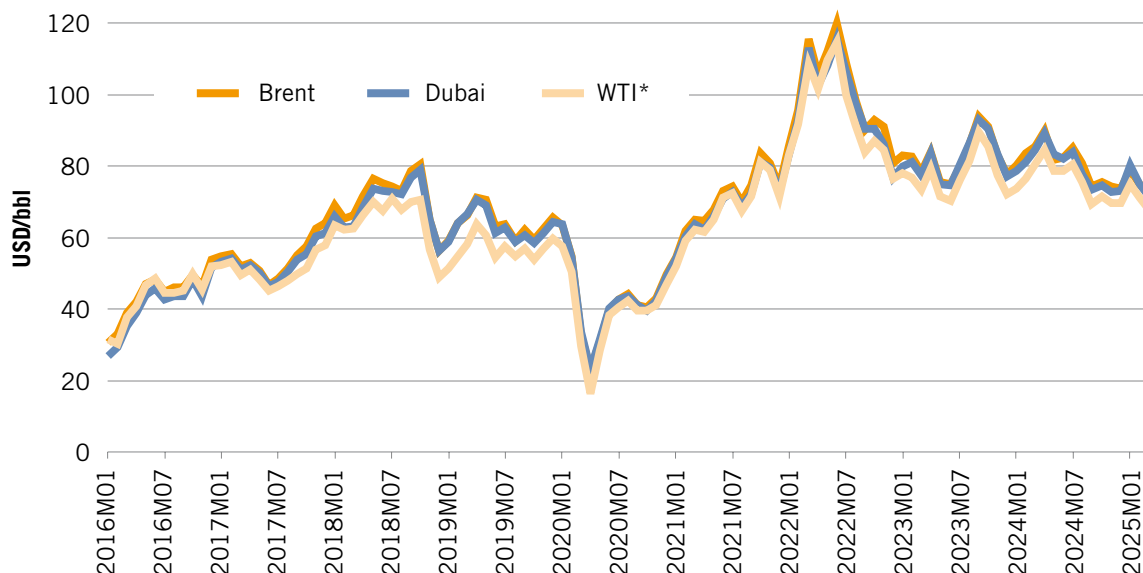
Rohölausfuhren in Rekordhöhe. Auch in Südafrika ging er um 8 % zurück, was auf eine geringere Nachfrage aus dem Energiesektor zurückzuführen ist. In Russland sank die Nachfrage um 5 % und in Kanada um 4 %. Im Gegensatz dazu stieg der Ölverbrauch in Indien um mehr als 3 %, angetrieben durch das Wirtschaftswachstum und den zunehmenden Autobesitz der Bevölkerung. In Australien, Mexiko, Südkorea und der Türkei stieg der Ölverbrauch leicht an.

Vor dem Hintergrund sinkender Ölpreise kündigte die OPEC+ eine Kürzung der Ölproduktion um 2 Mio. Barrel (mb) pro Tag zwischen November 2022 und Ende 2023 sowie eine zusätzliche Kürzung um 1,65 mb/d im Zeitraum Mai-Dezember 2023 an. Diese Produktionskürzungen wurden schrittweise von Ende 2023 bis Ende 2026 ausgedehnt. Im August 2023 kündigten Saudi-Arabien und Russland ebenfalls freiwillige Kürzungen bis Ende 2023 an: 1 mb/d bzw. 500 Kilobarrel (kb) pro Tag. Im November 2023 einigten sich acht OPEC+-Erzeuger auf freiwillige Produktionskürzungen von insg. etwa 2,2 mb/d (einschließlich der Kürzungen Saudi-Arabiens und Russlands). Die Maßnahme wurde schrittweise bis zum ersten Quartal 2025 verlängert.

Trotz dieser seit 2022 durchgeführten OPEC+-Produktionskürzungen trug die steigende Ölproduktion in Nicht-OPEC+-Ländern wie den USA dazu bei, die Ölproduktion der G20 in den Jahren 2023 und 2024 zu erhöhen. Im Jahr 2024 stieg die Rohölproduktion in den USA weiter um 4 %, wenn auch langsamer als in den Jahren 2022 und 2023 (durchschnittlich +7 %/Jahr). Auch in China stieg die Erdölproduktion um 2 % und in Argentinien um 10 %, während sie in Brasilien nach einer Rekordförderung im Jahr 2023 (+12 %) stabil blieb.

Nach Angaben der Weltbank-Gruppe sanken die globalen Rohölpreise 2024 leicht um 2,5 % auf durchschnittlich 80 USD/Barrel Öl (bbl) und blieben damit deutlich über dem Niveau der Vor-COVID-19-Zeit: +28 % im Vergleich zu 2019. Die sukzessiven Verlängerungen der OPEC+-Förderkürzungen begrenzten den Rückgang der globalen Ölpreise, der auf den rückläufigen Ölverbrauch und die relativ hohe Förderung außerhalb der OPEC+-Länder zurückzuführen ist.

Abbildung 2.8: Entwicklung der Rohölpreise (in USD/bbl)



* Western Texas Intermediate

Quelle: Enerdata, Datenquelle: Weltbank-Gruppe

Erdgas

Nach einer Stagnation im Jahr 2023 stieg der Erdgasverbrauch in den G20-Ländern im Jahr 2024 mit einem Plus von über 3 % wieder stark an. Er lag damit über dem Trend von 2010 bis 2019 in Höhe von +2 %/Jahr. Dies ist u. a. auf einen erhöhten Konsum in den drei größten Verbrauchsländern zurückzuführen, nämlich in den USA, in Russland und China, welche zusammen einen Anteil von 61 % am Erdgasverbrauch der G20 haben. In den USA stieg der Erdgasverbrauch bis 2024 um 2 %, was aus einer starken Nachfrage im Energiesektor resultiert, während der industrielle Verbrauch stabil blieb und die Nachfrage von Privathaushalten und Unternehmen leicht zurückging. Dieses Wachstum von 2 % im Jahr 2024 blieb jedoch unter dem durchschnittlichen Wachstum von +3 %/Jahr im Zeitraum 2010 bis 2019. Der Gasverbrauch Russlands stieg 2024 um rund 6 %, da das Land seine heimische Gasinfrastruktur ausbaut und seine Häfen auf Pipelinegas und LNG umstellt.

➤ In China, Indien, Indonesien und Südkorea stieg der Gasverbrauch mit einem Plus von jeweils 7 % erneut stark.

Der Erdgasverbrauch Chinas stieg mit einem Plus von über 7 %, wie im Vorjahr, weiterhin erheblich an, unterstützt durch eine höhere Nachfrage des Stromsektors und durch wettbewerbsfähige inländische LNG-Preise, welche die Entwicklung des mit LNG betriebenen Verkehrs beschleunigten. Insg. stiegen die Erdgaseinfuhren Chinas via Pipeline um 10 % und die LNG-Einfuhren um 7,5 %.

Auch in Deutschland stieg der Erdgasverbrauch um 4 %, da die niedrigeren Preise dazu beitrugen, den Verbrauch in der Industrie und im Energiesektor zu erhöhen. In anderen europäischen Ländern schrumpfte die gasbefeuerte Stromerzeugung, wodurch die Gasnachfrage in Frankreich um 6 % und im Vereinigten Königreich um 1 % zurückging. Insg. blieb der Gasverbrauch in der EU im Jahr 2024 nach zwei Jahren des Rückgangs stabil.

Der Wettbewerb mit alternativen Energiequellen für die Stromerzeugung führte auch in Japan zu einem Rückgang des Gasverbrauchs um 0,5 %, v. a. aufgrund eines

Anstiegs der Stromerzeugung aus Kernenergie und Wasserkraft. Die zunehmende Stromproduktion aus Sonnenenergie verminderte den Konsum in Australien ebenso um 4 %. In Mexiko ging der Verbrauch um über 1 % zurück, nachdem er im Vorjahr um fast 8 % gestiegen war. Im Jahr 2023 war die Stromerzeugung aus Wasserkraft um 42 % zurückgegangen, was den Gasverbrauch im mexikanischen Energiesektor in die Höhe getrieben hatte.

Im Gegensatz dazu stieg der Erdgasverbrauch angesichts der geringeren Wasserkrafterzeugung in Kanada um 4 % und in Brasilien um 6 %. In Saudi-Arabien nahm der Konsum aufgrund einer höheren inländischen Gasproduktion um 2 % zu. In Südkorea wuchs er um 7 %, da Gas die Kohle in der Stromerzeugung ersetzte. Auch der indische und der indonesische Erdgasverbrauch wuchsen um 7 %. In Indien resultierte dies v.a. aus einer starken Nachfrage aus dem Stromsektor vor dem Hintergrund eines stetigen Wirtschaftswachstums. In der Türkei bewirkte eine starke Nachfrage seitens der Haushalte und der Industrie einen Anstieg der Gasnachfrage um 5 %.

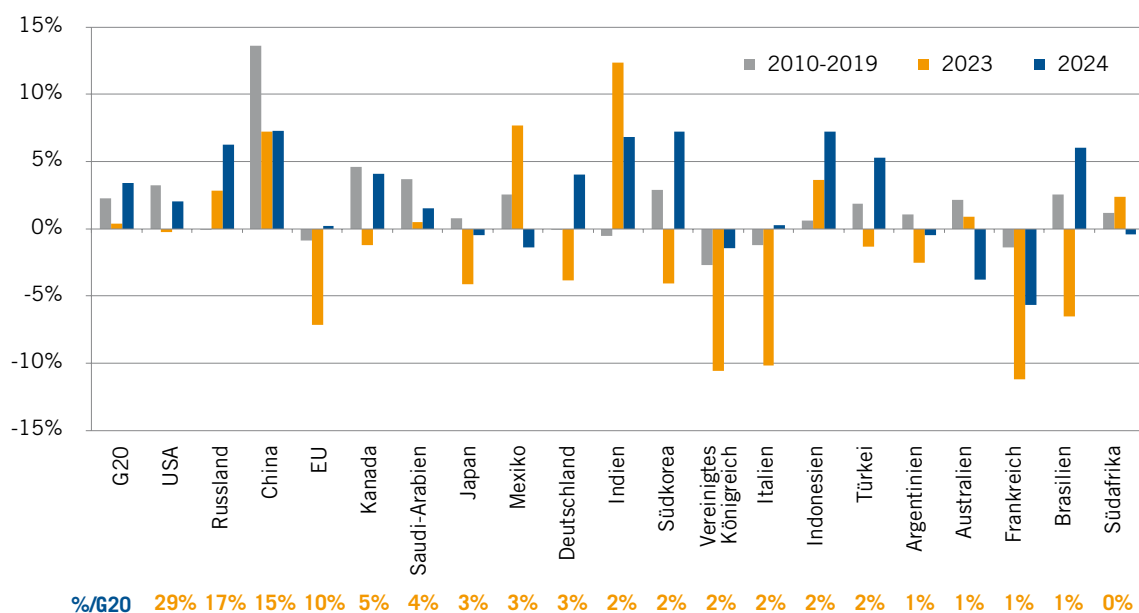
Nach dem Erreichen eines Rekordniveaus im Jahr 2022 und einem Rückgang um über 60 % im Jahr 2023 sanken die weltweiten Gaspreise 2024 weiter um durchschnittlich 15 %, wobei sie in Europa und Asien nach wie

vor deutlich über dem Vorkrisenniveau lagen. Auf den europäischen und asiatischen LNG-Märkten trug der geringere Erdgasverbrauch dazu bei, die Gaspreise zu senken: um 16 % in Europa und um 11 % in Japan. Die Preisvolatilität war jedoch weiterhin hoch. In den USA schwankten die Erdgaspreise, wie im Jahr 2023, im Jahresverlauf, gingen aber insg. durch eine konstante inländische Gasproduktion und milde Wintertemperaturen um fast 14 % zurück und lagen damit 15 % unter dem Niveau von 2019.

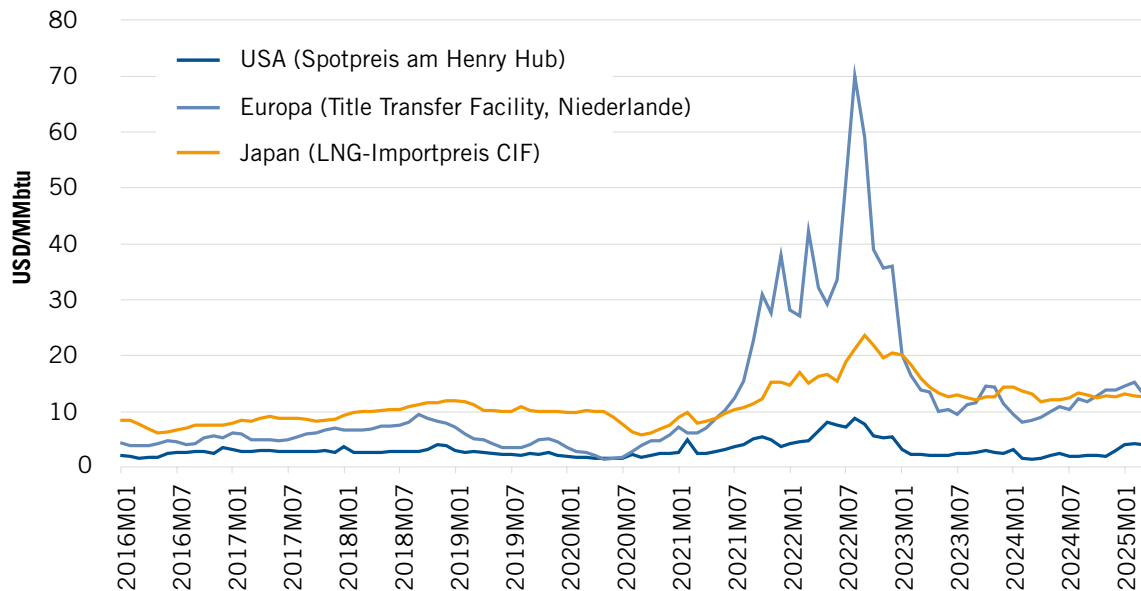
Elektrizität

Im Jahr 2024 nahm der Stromverbrauch der G20-Staaten um ca. 4 % zu. Er lag damit deutlich über dem historischen Trend von 2,6 %/Jahr. In den beiden größten Verbraucherländern China und den USA wurde die Stromnachfrage durch eine höhere Stromnachfrage der Industrie, der Rechenzentren, der Haushalte und der gewerblichen Verbraucher zur Gebäudekühlung und zum Laden von Elektrofahrzeugen angekurbelt. China ist für etwa 39 % des Stromverbrauchs der G20 verantwortlich, die USA halten einen Anteil von 18 %. Beide Länder wurden 2024 von Hitzewellen heimgesucht, wobei die Zahl der Kühltage im Vergleich zum Vorjahr in China um 9 % und in den USA um 10 % angestiegen ist.

Abbildung 2.9: Entwicklung des Erdgasverbrauchs in den G20-Staaten (in % p.a.)



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.10: Entwicklung des Erdgaspreises (in USD/Million British thermal units, MMBtu)

Quelle: Enerdata, Datenquelle: Weltbank-Gruppe

➤ Im Vergleich zu 2023 stieg die Zahl der Kühltage in China um 9 % und in den USA um 10 %.

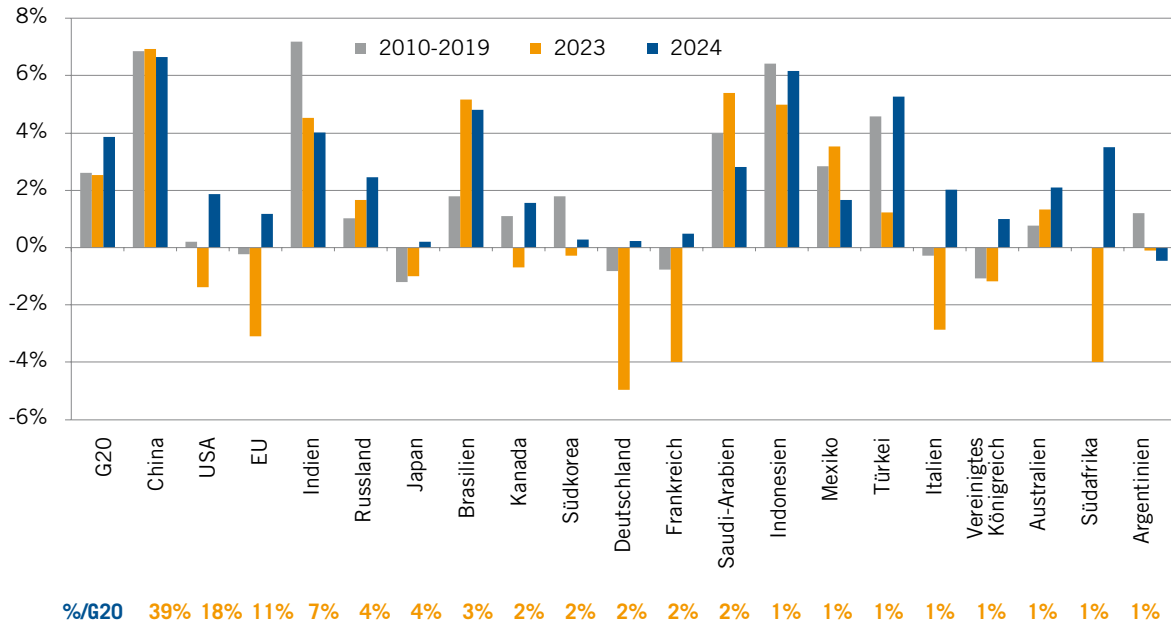
Infolgedessen stieg der Stromverbrauch in China um fast 7 %, ebenso wie in 2023 sowie im Zeitraum 2010-2019. Während der Stromverbrauch der vier größten energieintensiven Branchen deutlich langsamer anstieg als im Vorjahr, war die Stromnachfrage der Industrie, insb. in den Fertigungsbranchen, der Hauptfaktor für das Wachstum. In den USA trugen die gleichen Faktoren wie in China zu einem Anstieg des Stromverbrauchs um 2 % bei. Im Jahr 2023 war der Verbrauch aufgrund milderer Temperaturen und einer Verlangsamung im verarbeitenden Gewerbe zum Vergleich um 1 % gesunken.

In Europa hat sich der Stromverbrauch nach einem Rückgang von 3 % in der EU im Jahr 2023 infolge einer reduzierten Industrietätigkeit 2024 mit einem Anstieg von 1 % leicht erholt. Er blieb in Deutschland und Frankreich, vor dem Hintergrund einer geringen industriellen Nachfrage, stabil, während er im Vereinigten Königreich, wo sich der private und gewerbliche Konsum aufgrund der sinkenden Strompreise erholt, um 1 % und in Italien um 2 % zunahm. Der Stromverbrauch blieb in Japan und Südkorea stabil, da die Wirtschaft im Jahr 2024 stagnierte.

Das starke Wirtschaftswachstum, die fortschreitende Elektrifizierung und Hitzewellen trugen dazu bei, dass der Stromverbrauch in Indien 2024 um 4 % anstieg, wenn auch langsamer als im Jahr 2023 und im Zeitraum 2010-2019. Auch in Russland stieg der Stromverbrauch um 2 % und damit etwas schneller als im Jahr 2023, was auf eine höhere Nachfrage aus der Industrie und in Gebäuden infolge von Hitzewellen bzw. kälteren Wintertemperaturen zurückzuführen ist. In Brasilien stieg die Stromnachfrage vor dem Hintergrund eines starken Wirtschaftswachstums und eines hohen Kühlbedarfs erneut um 5 %. Auch in Mexiko und in Kanada stieg sie erneut um jeweils 2 %.

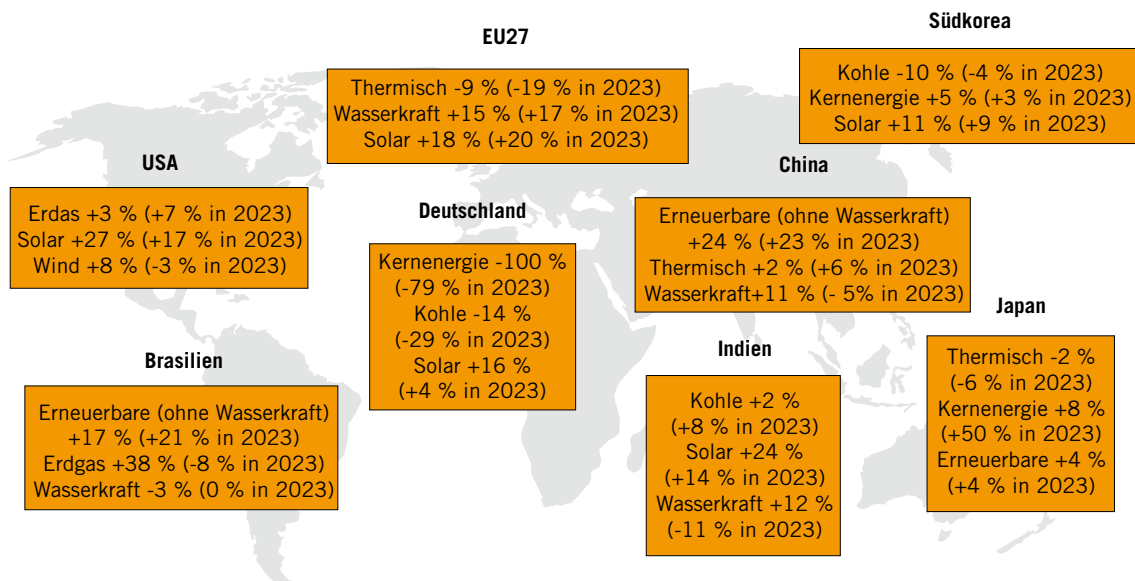
Nach Angaben der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (International Renewable Energy Agency, IRENA) hat sich der weltweite Zubau an Erneuerbaren im Jahr 2024 mit 585 Gigawatt (GW) erneut beschleunigt (gegenüber 473 GW im Jahr 2023 und 295 GW im Jahr 2022). Er liegt nun bei über 4.400 GW. Ebenso wie im Jahr 2023, wurde dieses Wachstum durch einen starken Anstieg der Solarkapazität um 452 GW auf fast 1.900 GW angetrieben, gefolgt von einem Anstieg der Windkapazität um 113 GW auf über 1.100 GW. Die Wasserkraftkapazität stieg um 15 GW, die Bioenergiekapazität um 4,6 GW und die Geothermiekapazität um rund 400 MW.

Abbildung 2.11: Entwicklung des Stromverbrauchs der G20-Staaten (in % p. a.)



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.12: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes zwischen 2023 und 2024 in ausgewählten Staaten



G20: Erneuerbare (ohne Wasserkraft) +14 % in 2024 (+13 % in 2023), Thermisch +0,8 % (+1,1 % in 2023)

Quelle: Enerdata

Wie in den Vorjahren, war China mit 64 % des gesamten EE-Zubaus (374 GW von 585 GW) weiterhin führend. Das Land war für ca. 62 % des weltweiten Zubaus an Solarkapazität (+278 GW), 2/3 des weltweiten Zubaus an Windkraft (+80 GW) sowie den größten Teil des Zubaus an Wasserkraft (14 GW) verantwortlich. Der Zubau an erneuerbaren Kapazitäten in China nimmt dabei weiter zu: 126 GW im Jahr 2021, 148 GW im Jahr 2022, 303 GW im Jahr 2023 und 374 GW im Jahr 2024, womit das Land nun die Hälfte der Solar- und Windkapazitäten der G20 auf sich vereint.

Neben China wuchsen die EE-Kapazitäten in der EU, in den USA und in Indien. In der EU verlangsamten sich die Installationen von 53 GW Solaranlagen im Jahr 2023 auf 38 GW im Folgejahr und von 15 GW Windanlagen im Jahr 2023 auf 6,3 GW im Jahr 2024. In den USA wuchsen sie mit einem Plus von 30 GW an Solar- und 3,7 GW Windkraft im Jahr 2024. Auch Indien konnte 2024 einen Rekordzubau von 25 GW Solar- und 3,4 GW Windkraft verzeichnen.

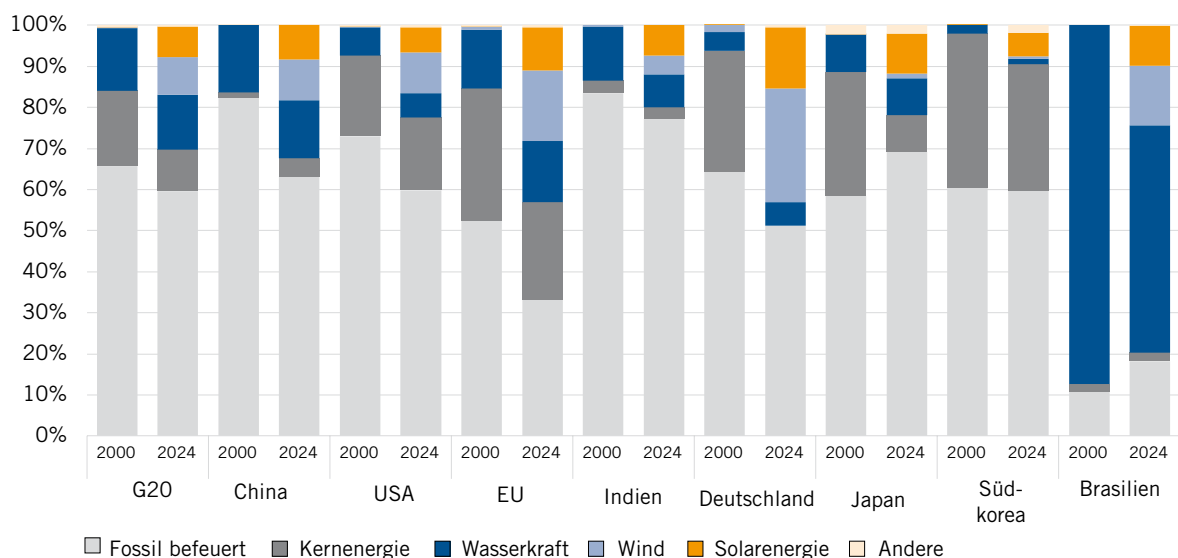
CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen aus der Energieverbrennung sowie aus industriellen Prozessen der G20-Staaten sind 2024 weiter angestiegen, wenn auch langsamer als in den Vorjahren.

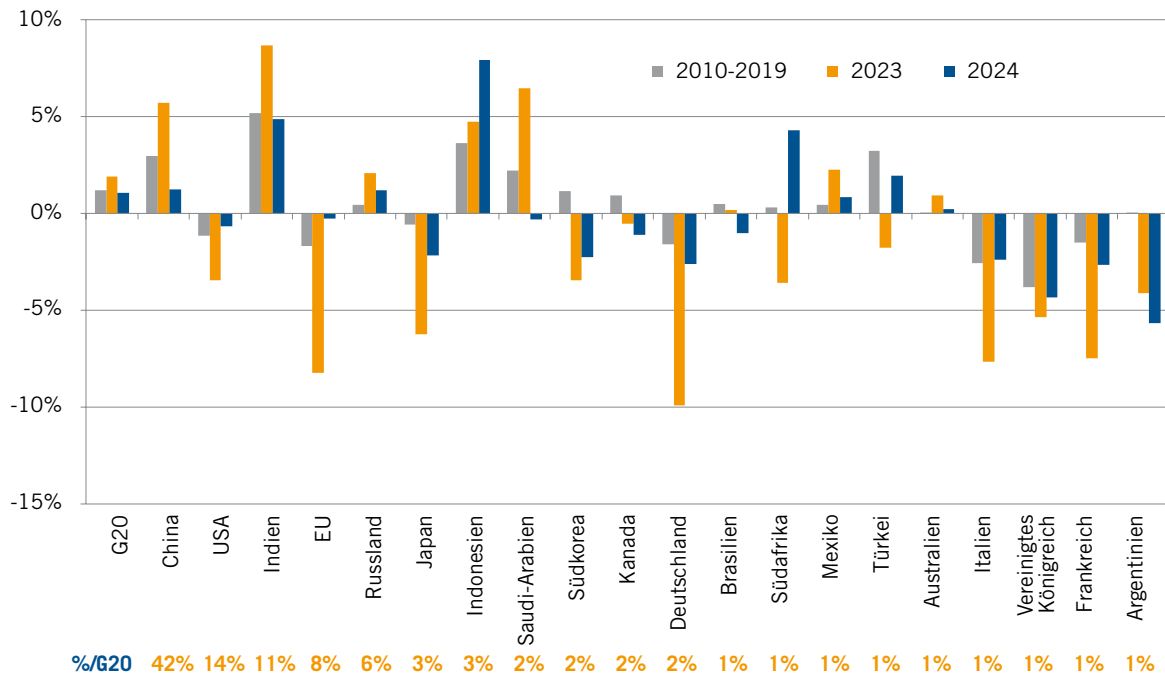
➤ Auf China und Indien entfielen etwa 52 % der G20-Emissionen und der größte Teil des CO₂-Anstiegs im Jahr 2024.

Sie sind damit zu ihrem durchschnittlichen Wachstum von 1 %/Jahr im Zeitraum 2010-2019 zurückgekehrt. Den größten Beitrag zum CO₂-Wachstum leisteten China und Indien, auf die zusammen 52 % der G20-Emissionen entfielen. Das Wachstum der CO₂-Emissionen hat sich in China deutlich verlangsamt: +1 % im Jahr 2024, gegenüber +6 % im Jahr 2023. Dieser Anstieg der Emissionen ist einerseits auf einen steigenden Gasverbrauch für die Stromerzeugung und den Verkehr zurückzuführen. Andererseits wurde er teilweise durch ein schnelles Wachstum der CO₂-freien Stromerzeugung, v.a. durch Solar-, Wasser-, Wind- und Kernkraft, und durch geringere Emissionen aus industriellen Prozessen ausgeglichen. Letzteres resultiert aus den anhaltenden Auswirkungen der Krise im Immobiliensektor, die zu einem Rückgang der Zement- und Stahlproduktion führte. Da der Anteil Chinas an den CO₂-Emissionen der G20-Staaten im Jahr 2024 jedoch 42 % betrug, macht dieser Anstieg um 1 % fast die Hälfte des Anstiegs der gesamten CO₂-Emissionen aus.

Abbildung 2.13: Entwicklung des Stromerzeugungsmixes in ausgewählten G20-Staaten



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.14: Entwicklung der CO₂-Emissionen in ausgewählten G20-Staaten

Quelle: Enerdata

Das Wachstum der indischen CO₂-Emissionen verlangsamte sich 2024 ebenfalls, und zwar von +9 % im Jahr 2023 auf +5 % im Jahr 2024. Das entspricht der durchschnittlichen Wachstumsrate der indischen Emissionen im Zeitraum 2010-2019. Der CO₂-Ausstoß wurde durch das Wirtschaftswachstum, die steigende Energienachfrage und die dominierende Kohleverstromung angetrieben, die 2024 immer noch 70 % des Strommixes ausmachte. Die indischen und chinesischen Emissionen trugen zu fast der Hälfte des gesamten Anstiegs der CO₂-Emissionen in den G20-Staaten bei. In den USA gingen die CO₂-Emissionen erneut um 1 % zurück – langsamer als im Jahr 2023, aber im Einklang mit ihrem Trend von 2010 bis 2019. Der geringere Kohleverbrauch und die steigende EE-Stromerzeugung wurden teilweise durch einen höheren Gasverbrauch ausgeglichen. In der EU stabilisierten sich die Emissionen mit einem Minus von ca. -0,3 %, nachdem sie 2023 um 8 % gesunken waren. In Deutschland und Frankreich sanken sie um jeweils 3 % und in Italien um über 2 %.

Die CO₂-Emissionen verlangsamten sich in Russland (+1 %), stiegen aber in Indonesien um fast 8 % und in Südafrika um 4 %, was auf einen höheren Kohleverbrauch zurückzuführen ist. In Saudi-Arabien (ca. -0,3 %)

blieben sie stabil, im Gegensatz zu drei Jahren mit starkem Wachstum, in Australien mit einem Plus von ca. 0,2 % ebenso. In Japan gingen die Emissionen vor dem Hintergrund eines geringeren Ölverbrauchs für den Verkehr und eines stabilen Kohle- und Gaskonsums um 2 % und in Brasilien um 1 % zurück, was auf eine höhere Wind-, Solar- und Atomstromerzeugung sowie einen Rekordverbrauch an Biokraftstoffen zurückzuführen ist, die den Ölverbrauch reduzierten. In Südkorea (-2 % im Jahr 2024) und in Kanada (-1 %) sanken die CO₂-Emissionen schneller als ihr historischer Trend, was in beiden Fällen auf eine geringere Kohleverstromung zurückzuführen ist, die jedoch teilweise durch eine höhere Gaserzeugung ausgeglichen wurde.

2.2 Quo vadis Klima- und Energiepolitik in den USA

- **Joe Biden kurbelte während seiner Amtszeit die nationale Energie- und Klimapolitik der USA an, v. a. mit der Gesetzesbasis des Inflation Reduction Act (IRA).**
- **Donald Trump wendet sich seit seinem Amtsantritt Anfang 2025 vom Klimaschutz ab und fokussiert sich auf das Narrativ der Energiedominanz durch die Produktion fossiler Energien.**
- **Die USA hinterlassen derzeit eine Führungslücke in der internationalen Klimapolitik.**

Die Klima- und Energiepolitik hat in den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) erhebliche Auf- und Abschwünge erlebt, die entscheidend von den jeweiligen Präsidentschaften geprägt wurden. So erschien nach der klimawandelskeptischen und für ihre Verweigerung des Kyoto-Protokolls bekannt gewordenen Präsidentschaft George W. Bushs (2001-2009) Barack Obama (2009-2017) deutlich progressiver in der Klimapolitik. Herbe Rückschläge erlitt die U.S.-Klimapolitik dann unter der ersten Präsidentschaft von Donald Trump (2017-2021). Mit Joe Biden (2021-2025) kam wieder viel Schwung in die Klimaschutzbemühungen der USA. Die im Jahr 2025 begonnene zweite Amtszeit Donald Trumps verursacht nun erneut Gegenwind für die globale Klimapolitik und richtet sich auf *Energiedominanz*, basierend auf fossilen Energieträgern, aus.

Das klimapolitische Erbe Joe Bidens

Joe Biden legte während seiner Amtszeit in exekutiven Verfügungen eine Reihe von Klimazielen fest. Im Zuge des Wiedereintritts der USA in das Pariser Klimaabkommen 2021 setzte er das Ziel, die U.S.-Treibhausgasemissionen bis 2030 um 50 % bis 52 % unter das Niveau von 2005 zu senken und bis 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen. Hinzu kamen weitere sektorale Ziele. Bspw. sollten bis 2030 die Hälfte der Neuwagenverkäufe auf Nullemissionsfahrzeuge entfallen und bis 2035 die Dekarbonisierung des Stromsektors verwirklicht werden. Noch einen Monat vor seinem Amtsende verkündete Präsident Biden im Rahmen des neuen Klimaschutzbeitrags der USA für das Pariser Klimaabkommen ein Minderungsziel von 61 % bis 66 % für das Jahr 2035.⁶

Um seine Ziele zu erreichen, setzte der demokratische Präsident Biden auf die Kaufkraft der U.S.-Bundesregierung bei der Beschaffung, bspw. von *sauberem*⁷

Stahl oder CO₂-armen Baustoffen. Zudem führte er über die U.S.-Umweltschutzbehörde (Environmental Protection Agency, EPA) Regulierungen zur Emissionsminderung von Kohle- und Gaskraftwerken, strenge Effizienzstandards für Fahrzeuge sowie Grenzwerte für Methanemissionen in der Öl- und Gasproduktion ein.

Während Joe Bidens Präsidentschaft etablierte der U.S.-Kongress erstmalig eine Gesetzesbasis für den Klimaschutz.

Auch schaffte er mithilfe des U.S.-Kongresses erstmalig eine Gesetzesbasis für den Klimaschutz. Eines der prominentesten Gesetze ist in diesem Zusammenhang der Inflation Reduction Act (IRA). Das Gesetz sah ursprünglich finanzielle Mittel in der Höhe von 370 Mrd. USD für die Energiewende und Klimatransformation vor – zwischenzeitlich wurden die Kosten aber sogar auf bis zu 1,2 Bio. USD geschätzt.⁸ Der IRA fördert u. a. erneuerbare Energien (EE), Wasserstoff, Elektrofahrzeuge, CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) sowie -Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU). Weitere wichtige Klimaschutz- und energierelevante Gesetze sind zum einen der *Infrastructure Investment and Jobs Act*, welcher eine Dekarbonisierung des Stromsektors sowie den Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität fördert, und zum anderen der *CHIPS and Science Act*, der eine Förderung der Halbleiterproduktion und -forschung zum Ziel hat.

Erfolge bei der Minderung von CO₂-Emissionen verzeichnete während Joe Bidens Amtszeit der Stromsektor, bedingt durch die Substitution von Kohle durch erneuerbare Energien und Erdgas. Die EE-Produktion stieg stetig an, doch auch die Öl- und Gasförderung in den USA erzielte neue Rekordwerte. Doch auch die Politik Joe Bidens wurde von internationalen Partnern allerdings nicht uneingeschränkt begrüßt. Denn gerade der IRA beinhaltete neue *Domestic Content*-Anforderungen, die

6 Vgl. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), THE UNITED STATES OF AMERICA NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION, 2024, abrufbar unter: <https://unfccc.int/sites/default/files/2024-12/United%20States%202035%20NDC.pdf> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

7 Sauberer Stahl ist in Joe Bidens Maßnahmen Stahl mit signifikant reduzierten CO₂-Emissionen, etwa durch Elektrifizierung der Produktionsprozesse, Wasserstoffnutzung und ggf. weiterer innovativer Methoden der Erzeugung und Veredelung von Stahl.

8 Vgl. U.S. Department of the Treasury, The Inflation Reduction Act's Benefits and Costs, 01.03.2024, abrufbar unter <https://home.treasury.gov/news/featured-stories/the-inflation-reduction-acts-benefits-and-costs> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

Firmen in den USA bevorzugen. Dies sorgte zeitweise für Unmut unter den europäischen Handelspartnern.⁹

Trump 2.0

Bereits während seines Wahlkampfs 2024 machte der republikanische Präsident Donald Trump klar, dass von seiner Regierung erheblicher Widerstand gegen Klimaschutz und den Einsatz *grüner* Technologien, wie erneuerbaren Energien oder Elektroautos, zu erwarten sei. Diese Ankündigungen nahmen bereits in den ersten Tagen seiner neuen Amtszeit Gestalt an.

Während dieser hatte sich Donald Trump bereits skeptisch dem Klimawandel gegenüber gezeigt. Er wendete sich von der Klimapolitik ab und strich ihn von der Liste der nationalen Sicherheitsbedrohungen. Die Klimaregulierung seines Vorgängers Barack Obama lockerte er oder schaffte sie ganz ab und setzte v. a. auf Energiepolitik mit einem Fokus auf fossile Energieproduktion. Er trat aus dem Pariser Klimaabkommen aus, strich sämtliche nationalen und internationalen Klimaschutz-Fördermaßnahmen und beschränkte die Handlungsmacht der EPA, indem er deren Klimaschutzabteilungen auflöste. Diese klimaskeptische Grundhaltung zeigt sich 2025 in noch erheblich stärkerem Ausmaß – zum einen, da Donald Trump dieses Mal besser vorbereitet in seine Amtszeit startete und zum anderen, da Joe Biden sehr viel mehr Klimaschutzmaßnahmen hinterließ, die abgeschafft werden können.

Erleichtert wird ihm dies durch die Mehrheit der republikanischen Partei in beiden Kammern des Kongresses. Sie ermöglichte es Präsident Trump bspw., im Rahmen des sog. *Congressional Review Act* Regulierungen wie die Methangebühr für Emissionen bei der Öl- und Gasproduktion, die in den letzten Monaten der Amtszeit Joe Bidens eingeführt wurde, per Resolution zu streichen.¹⁰ Auch die konservative Mehrheit im Obersten Gerichtshof und in den Bundesgerichten ist Donald Trump wohlge-

sonnen – ein Zustand, der ihm bei Klagen gegen seine Maßnahmen zugutekommen könnte.¹¹

Donald Trumps zweite Amtszeit markiert eine Abkehr der USA von den erneuerbaren Energien und der Klimapolitik.

Abschaffung und Entkräftung von Zielen, Gesetzen und Vorschriften

Bereits am Tag seiner Amtseinführung unterzeichnete Donald Trump eine Reihe von Dekreten, die eine Abkehr der USA von den Erneuerbaren und der Klimapolitik markieren. Außer Kraft gesetzt hat Präsident Trump in diesem Zuge bereits die Klimaziele, die von Präsident Biden gesetzt worden waren.¹² Donald Trump möchte auch den IRA abschaffen. Nach seinem Amtsantritt wies er zunächst die U.S.-Behörden an, die Vergabe sämtlicher Mittel des IRA zu pausieren. Die Zahlungspause zog Klagen aus verschiedenen Empfängergruppen des IRA nach sich, so dass die Zahlungen – zumindest in Teilen – wieder aufgenommen wurden. Im Rahmen des Schlichtungsverfahrens der U.S.-Haushaltsverhandlungen konnte die Republikanische Partei Änderungen und Kürzungen am IRA vornehmen. So wurden bspw. sämtliche Steuergutschriften für Elektrofahrzeuge gestrichen. Wind- und Solarenergieprojekte, die nach 2027 in Betrieb genommen werden, sind nicht mehr förderfähig. Der Großteil der verbleibenden Gutschriften wurde mit restriktiven Bedingungen hinsichtlich chinesischer Komponenten und Unternehmen ausgestattet.¹³ Gewissheit besteht bereits jetzt darüber, dass die USA ihre (ehemaligen) Klimaschutzziele für 2030 verfehlen werden.¹⁴

⁹ Vgl. für nähere Informationen *Energie für Deutschland 2023*, Art. 2.2. Der Beitrag befasste sich ausführlich mit dem IRA und den internationalen Reaktionen auf dieses Gesetzespaket.

¹⁰ Vgl. United States Environmental Protection Agency (EPA), Waste Emissions Charge, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.epa.gov/inflation-reduction-act/waste-emissions-charge> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025); sowie Thielges, Sonja, Die Resilienz der Klimapolitik der Biden-Administration. Über die Gefahr einer klimapolitischen Kehrtwende unter einer zweiten Amtszeit Donald Trumps. SWP-Aktuell Nr. 38, Berlin 2024.

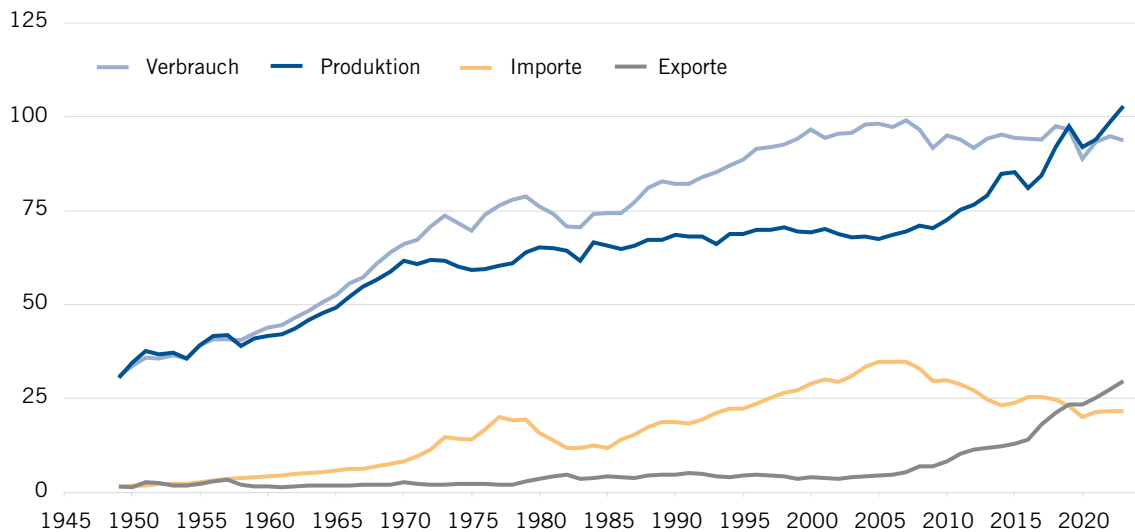
¹¹ Vgl. POLITICO, Federal judge orders immediate thaw of climate, infrastructure funds, 15.04.2025, abrufbar unter <https://www.politico.com/news/2025/04/15/judge-orders-immediate-thaw-of-ira-infrastructure-funds-00292111> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

¹² Vgl. The White House, Unleashing American Energy, 20.01.2025, abrufbar unter <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/01/unleashing-american-energy/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

¹³ Vgl. Plumer, Brad, How the G.O.P. Bill Will Reshape America's Energy Landscape, 03.07.2025, abrufbar unter <https://www.nytimes.com/2025/07/03/climate/congress-bill-energy.html> (abrufbar unter 08.07.2025).

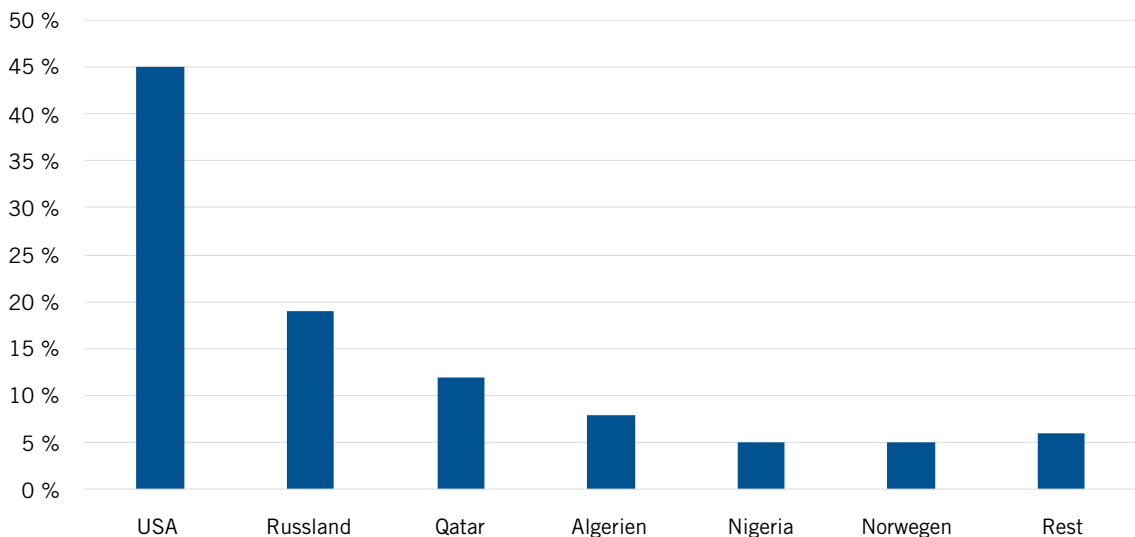
¹⁴ Vgl. Rhodium Group, Trump 2.0: What's in Store for US Energy and Climate?, abrufbar unter <https://rhg.com/research/trump-2-0-whats-in-store-for-us-energy-and-climate/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025); Carbon Brief, Analysis: Trump election win could add 4bn tonnes to US emissions by 2030, abrufbar unter <https://www.carbonbrief.org/analysis-trump-election-win-could-add-4bn-tonnes-to-us-emissions-by-2030/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

Abbildung 2.15: Verhältnis von Primärenergieverbrauch, -produktion, -importen und -exporten in den USA 1949–2023 (in British thermal units, Btu)



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Daten der U.S. Energy Information Administration¹⁵

Abbildung 2.16: Herkunftsländer für LNG-Importe in die EU 2024



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf European LNG Tracker¹⁶

¹⁵ Vgl. EIA, Total Energy, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.eia.gov/totalenergy/data/browser/?tbl=T01.01#/?f=A> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

¹⁶ Vgl. Institute for Energy Economics and Financial Analysis, European LNG Tracker, Februar 2025, abrufbar unter <https://ieefa.org/european-lng-tracker-2025> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

Energiepolitik: Freie Fahrt für fossile Brennstoffe

Präsident Trump fokussiert sich erneut auf fossile Energien. Er benutzt ein Narrativ der Energiedominanz, der Importunabhängigkeit und Expansion der (fossilen) amerikanischen Energieproduktion: Den Slogan „Drill, baby, drill“¹⁷ setzte er dafür bereits während des Wahlkampfes ein und wiederholte ihn seit Amtsantritt bei vielen Anlässen. Im technologieoffenen anmutenden Ansatz zur Förderung von U.S.-Ressourcen und -Energien sind Wind- und Solarkraft explizit ausgenommen. Insb. die Produktion von Erdgas, Rohöl und Ölprodukten soll steigen, um im Inland die Energiepreise zu senken und die Exporte zu erhöhen. Die USA sind jedoch bereits heute der weltweit größte Exporteur von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) und rangierten 2024 auf Rang vier der größten Erdölexporteure.¹⁸ Die Europäische Union (EU) importierte 2024 45 % ihres LNGs aus den USA.¹⁹ Für die USA wiederum ist Europa, inkl. Türkei sowie dem Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland, der größte Zielmarkt für LNG-Exporte.

Bereits am ersten Tag seiner zweiten Amtszeit rief Donald Trump den nationalen *Energienotstand* im Rahmen des *National Emergencies Act* aus. So erhoffte er sich wohl, Notstandsvollmachten aus verschiedenen bestehenden Gesetzen zu nutzen, um z. B. die Freigabe von Bundesgebieten für Bohrprojekte und Minen und das Aussetzen oder Beschleunigen von Genehmigungsverfahren für Energieprojekte durchzusetzen. Die Ausweitung der Energieproduktion macht er damit zur Frage der nationalen und wirtschaftlichen Sicherheit der USA.²⁰ Er setzt auf Deregulierungsmaßnahmen und die Öffnung vormals geschützter Gebiete in Alaska für mögliche Öl- und Gasbohrungen.

Das U.S.-Energieministerium revidierte ein von Joe Biden erlassenes Moratorium für neue LNG-Exportlizenzen und genehmigte seit Amtsantritt bereits weitere Projekte im Rekordtempo. Bei Infrastrukturprojekten – und auch in der öffentlichen Beschaffung – soll v.a. die Wirtschaftlichkeit Entscheidungen leiten, während Umwelt- und Klimaschutz keine Rolle mehr spielen sollen. Auch die Flotten- bzw. Fahrzeugemissionsgrenzen sowie die Methanregulierung für die Öl- und Gasindustrie seines Vorgängers plant Präsident Trump außer Kraft zu setzen. Die EPA hat bereits damit begonnen, Abgasgrenzen für Kraftwerke abzuschaffen. Schließlich hat er vor, auch mehr Kernenergieleistung über den Bau neuer Kernkraftwerke in den USA zu installieren.²¹ Die Kernenergie genießt in den USA überparteiliche Unterstützung.

Anders als in seiner ersten Amtszeit, wendet Präsident Trump sich dieses Mal nicht nur implizit, sondern auch explizit gegen erneuerbare Energien. Einer der an Tag eins von ihm unterzeichneten Erlasse stoppt die Lizenzvergabe für neue Windenergieprojekte bis auf Weiteres. Einzig Geothermie und Biokraftstoffe finden in seinem Energiedominanz-Vorhaben Erwähnung.²² Wie sich Donald Trumps Pläne tatsächlich auf den Energiemix der USA auswirken werden, ist derzeit noch nicht absehbar.

Zurückrudern bei Clean Tech

Mit dem *Big Beautiful Bill Act* wurden Anreize für grüne Technologien nun weitgehend abgeschafft. Lediglich die Kernenergie, Geothermie, Batteriespeicher und CO₂-Abscheidung und -Speicherung erhalten weiterhin etwas Förderung. Zu erwarten ist nun, dass sich die angekündigten Änderungen negativ auf grüne Investitionen und den Markthochlauf von grünen Technologien auswirken werden: Zuschüsse beim Kauf von Elektroautos und Steuererleichterungen für Automobilhersteller waren bspw. ein wichtiger Treiber der steigenden Verkaufszahlen von Elektrofahrzeugen in den USA. Eine nachlassende Dynamik bei der Elektromobilität hätte gleichsam negative Folgen für den Batteriemarkt – einen Industriezweig,

17 2024 Republican Party Platform, 2024 GOP PLATFORM. MAKE AMERICA GREAT AGAIN!, ohne Datum, S. 4, abrufbar unter <https://rncplatform.donaldjtrump.com/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

18 Vgl. Energy Institute, Statistical Review of World Energy. 2025 | 74th edition, London 2025, S. 33.

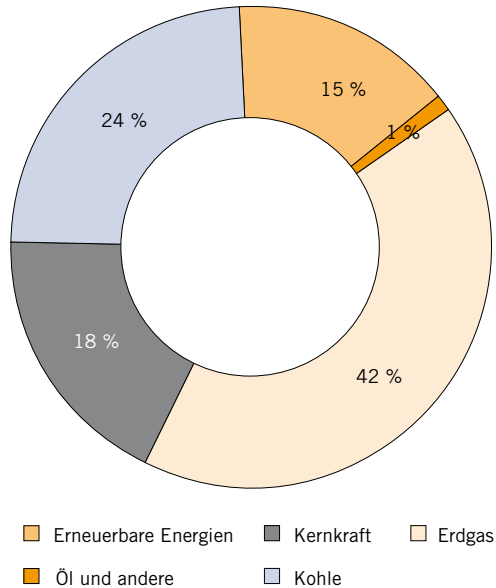
19 Vgl. Institute for Energy Economics and Financial Analysis, European LNG Tracker, Februar 2025, abrufbar unter <https://ieefa.org/european-lng-tracker-2025> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

20 Vgl. The White House, DECLARING A NATIONAL ENERGY EMERGENCY, 20.01.2025, abrufbar unter <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/01/declaring-a-national-energy-emergency/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

21 Vgl. The White House, UNLEASHING ALASKA'S EXTRAORDINARY RESOURCE POTENTIAL, 20.01.2025, abrufbar unter <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/01/unleashing-alaskas-extraordinary-resource-potential/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

22 The White House, Temporary Withdrawal of All Areas on the Outer Continental Shelf from Offshore Wind Leasing and Review of the Federal Government's Leasing and Permitting Practices for Wind Projects, 20.01.2025, abrufbar unter <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/01/temporary-withdrawal-of-all-areas-on-the-outer-continental-shelf-from-offshore-wind-leasing-and-review-of-the-federal-governments-leasing-and-permitting-practices-for-wind-projects/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

Abbildung 2.17:
Energiequellen im Strommix der USA 2024



Quelle: Eigene Darstellung,
basierend auf Daten von Ember²³

der seit Verabschiedung des IRA explosionsartigen Aufschwung erfahren hat.^{24 25}

Behörden und Personalien

Grundsätzlich zielt Präsident Trump darauf ab, den Klimaschutz aus der Arbeit aller exekutiven Behörden zu entfernen. Dies erreicht er auch über den Einsatz von seinen Befürwortern sowie die Umstrukturierung und inhaltliche Neuausrichtung von Exekutivbehörden. Der neue Chef der Umweltbehörde EPA ist der ehemalige republikanische New Yorker Kongressabgeordnete Lee Zeldin. Unter Lee Zeldin soll die Behörde sich nur noch

auf Umweltschutz und öffentliche Gesundheit konzentrieren. Nach Möglichkeit soll ihr die rechtliche Grundlage (das sog. „Endangerment finding“²⁶) entzogen werden, um den Ausstoß von Treibhausgasen zu regulieren. Donald Trump hat bereits damit begonnen, die wissenschaftlichen Beratungsgremien zum Klimaschutz auszusetzen und die Gelder für die Klimaforschung zu stoppen.

Dem U.S.-Energieministerium (Department of Energy, DOE) steht nun Chris Wright, ehemaliger CEO des Konzerns Liberty Energy, vor. Er hat den Auftrag erhalten, Präsident Trumps *Drill Baby Drill*-Agenda voranzutreiben. Das DOE ist ebenfalls für LNG-Exportlizenzen verantwortlich sowie für Grundlagenforschung, für Demonstrationsprojekte für industrielle Dekarbonisierung und die Unterstützung von Technologiehochläufen wie sauberem Wasserstoff. Doug Burgum, ehemaliger Gouverneur von North Dakota, leitet das Innenministerium (Department of the Interior) und den neu geschaffenen Nationalen Energiedominanzrat. Er ist u. a. verantwortlich dafür, dass mehr öffentliches Land, wie etwa Naturschutzgebiete oder Offshore-Gewässer, für Bergbau und Bohrungen genutzt werden kann. Im Rahmen des Nationalen Energiedominanzrates soll er behördenübergreifend darauf hinwirken, dass Hindernisse für fossile Energieträger, wie lange Genehmigungsverfahren, abgebaut werden.²⁷

Neuer Minister im Außenministerium (Department of State) ist Marco Rubio, ehemaliger Senator von Florida. Er leugnet den Klimawandel zwar nicht, setzt nach aktuellem Stand jedoch nicht auf Emissionsreduktionen, sondern ausschließlich auf die Anpassung an die Auswirkungen des Klimawandels. Howard Lutnick wurde zum neuen Wirtschaftsminister berufen. Da mehr als die Hälfte des Budgets des Wirtschaftsministeriums an die National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) geht, hat es erheblichen Einfluss auf die Klima- und Energiepolitik der USA. Denn die nationale Wetterbehörde liefert u. a. Daten zum Klimawandel und zu Extremwetterereignissen. Donald Trump hat bereits damit begonnen, die NOAA auf eine Minimalgröße zu reduzieren, die Finanzierung erheblich zu kürzen und die Erhebung

23 Vgl. Ember, US Electricity 2025 Special Report, 12.03.2025, abrufbar unter <https://ember-energy.org/app/uploads/2025/03/US-Electricity-2025-Special-Report.pdf> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

24 Vgl. Plumer, Brad, How the G.O.P. Bill Will Reshape America's Energy Landscape, 03.07.2025, abrufbar unter <https://www.nytimes.com/2025/07/03/climate/congress-bill-energy.html> (abrufbar unter 08.07.2025).

25 Vgl. Rhodium Group & MIT CEEPR (Center for Energy and Environmental Policy Research), Clean Investment Monitor: Q3 2024 Update, 21.11.2024, abrufbar unter https://cdn.prod.website-files.com/64e31ae6c5fd44b10ff405a7/6740efdaf61924a3fc272b75_Clean_Investment_Monitor_Q32024.pdf, (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

26 EPA, Endangerment and Cause or Contribute Findings for Greenhouse Gases Under Section 202(a) of the Clean Air Act, 27.02.2025, abrufbar unter <https://www.epa.gov/climate-change/endangerment-and-cause-or-contribute-findings-greenhouse-gases-under-section-202a> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

27 Vgl. Associated Press (AP), Donald Trump's call for 'energy dominance' is likely to run into real-world limits, 29.11.2024, abrufbar unter <https://apnews.com/article/trump-energy-dominance-burgum-oil-council-24529ef90795fb854e4eb35f75c18247> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

wissenschaftlicher Daten, wie z. B. für die nationale Wetterdatenbank, zu stoppen.²⁸

Außenpolitik

An Tag eins seiner zweiten Amtszeit unterschrieb Donald Trump den erneuten Austritt der USA aus dem Pariser Klimaabkommen, der im Jahr 2026 vollzogen sein wird. Für die internationale Klimapolitik hat sein Ausscheiden zum einen symbolische Relevanz und könnte zu Nachahmern unter den anderen Ländern führen. Zum anderen aber hat der Präsident die Streichung von dringend benötigten – und versprochenen – Finanzmitteln für den internationalen Klimaschutz angeordnet. Weder Klimafinanzierung noch Gelder für die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (*United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC*) sollen fließen.²⁹ Der Milliardär Michael Bloomberg hat angekündigt, zumindest die fälligen UNFCCC-Beiträge der USA zu zahlen.³⁰ Trump hat zudem sämtliche Entwicklungsgelder der U.S.-Behörden ausgesetzt³¹ und die beinahe vollständige Auflösung der U.S.-Entwicklungsbehörde USAID, die im Ausland auch Klimaschutzprojekte durchführte, veranlasst.³² Gelder für klima- und energiepolitische Projekte weltweit und insb. in Entwicklungsländern sind daher gestoppt und werden wahrscheinlich auch zukünftig ausbleiben. Dies ist besonders brisant, da viele Klimaschutzversprechen und -maßnahmen in Ländern des globalen Südens an Mittel aus den Industrieländern geknüpft sind.

Präsident Trumps Energiedominanz-Strategie ist außenpolitisch von Drohgebärden geprägt.

Präsident Trumps Energiedominanz-Strategie nimmt mehr und mehr auch außenpolitisch Gestalt an und ist hier von Drohgebärden geprägt. Wiederholt forderte Donald Trump die EU auf, durch vermehrte Importe von Öl und Gas ihren Handelsbilanzüberschuss mit den USA auszugleichen.³³ Donald Trump setzte bereits Zölle in verschiedenen Bereichen und für alle Handelspartner an; z. B. 25 % auf Stahl und Aluminium und auf im Ausland hergestellte Autos. Ein Handelskonflikt eskalierte bereits im Frühjahr 2025 mit China, indem Donald Trump zeitweise Zölle bis zu 145 % auf chinesische Waren durchsetzen wollte. Auch mit der EU begann eine Auseinandersetzung um die Höhe und das Ausmaß von Donald Trumps geplanten sog. *reziproken* Zöllen. Derzeit sind deren letztendliche Einführung, Höhe und Auswirkungen noch unklar. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Zölle einen wichtigen Einfluss auf das produzierende Gewerbe, etwa auf *saubere* Technologien und Elektromobilität innerhalb der USA haben, sich aber auch in der EU gesamtwirtschaftlich negativ – und damit auch auf die Klima- und Energiepolitik – auswirken werden. Durch Präsident Trumps Zollpolitik sind auch für Exporteure fossiler Energie Unsicherheiten entstanden.

Zusätzlich könnten sich auch weitere Elemente von Donald Trumps Außenpolitik auf die Klima- und Energiepolitik der EU auswirken. Bspw. eine von ihm geforderte Erhöhung der Verteidigungsausgaben der North Atlantic Treaty Organization (NATO)-Mitglieder auf 5 % des Bruttoinlandsprodukts (BIP)³⁴ oder eine Reduzierung der Unterstützung für die Ukraine, wie die Regierung Donald Trumps dies im Rahmen ihrer Verhandlungen mit Russland zur Beendigung des Krieges bereits angedroht hat. Dies könnte negative Folgen für die europäische Klimapolitik haben, denn die Haushaltsmittel, die für den Klimaschutz aufgebracht werden könnten, wären damit weiter begrenzt.

28 Vgl. CNN Climate, Trump admin ends extreme weather database that has tracked cost of disasters since 1980, 08.05.2025, abrufbar unter <https://edition.cnn.com/2025/05/08/climate/noaa-ends-disaster-database> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

29 Vgl. The White House, PUTTING AMERICA FIRST IN INTERNATIONAL ENVIRONMENTAL AGREEMENTS, 20.01.2025, abrufbar unter <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/01/putting-america-first-in-international-environmental-agreements/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

30 Vgl. ZEIT ONLINE, Unternehmer Bloomberg will Beiträge an UN-Klimasekretariat zahlen, 23.01.2025, abrufbar unter <https://www.zeit.de/wissen/umwelt/2025-01/trump-pariser-klimaabkommen-un-klimabehoerde-finanzierung-bloomberg> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

31 Vgl. The White House, REEVALUATING AND REALIGNING UNITED STATES FOREIGN AID, 20.01.2025, abrufbar unter <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/01/reevaluating-and-realigning-united-states-foreign-aid/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

32 Vgl. Shao, Elena/Wu, Ashley, The Federal Workforce Cuts so Far, Agency by Agency, 12.05.2025, abrufbar unter <https://www.nytimes.com/interactive/2025/03/28/us/politics/trump-doge-federal-job-cuts.html> (zuletzt abgerufen am 23.05.2025).

33 Vgl. Sheftalovich, Zoya, Trump says EU must buy \$350B of US energy to get tariff relief, 08.04.2025, abrufbar unter <https://www.politico.eu/article/donald-trump-says-eu-must-buy-350b-of-us-energy-to-get-tariff-relief/> (zuletzt abgerufen am 22.05.2025).

34 Vgl. tagesschau.de, Fünf Prozente für Verteidigung – und wieder Drohungen, 07.01.2025, abrufbar unter <https://www.tagesschau.de/ausland/amerika/trump-usa-nato-oelbohrungen-groenland-panama-kanal-100.html> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

Gesamteinschätzung

Die ersten 100 Tage in Donald Trumps Amtszeit haben eine drastische Kehrtwende von der Klima- und Energiepolitik seines Vorgängers gezeigt. Präsident Trump schafft seit seinem Amtsantritt Anfang 2025 erheblich mehr Unsicherheit. Er bremst die USA deutlich in ihrem bisherigen klima- und energiepolitischen Kurs und hinterlässt auf internationaler Ebene eine Führungslücke. Nichtsdestotrotz bleibt abzuwarten, welchen Erfolg seine Politik tatsächlich haben wird. Donald Trumps Führungs- und Kommunikationsstil zeigen, wie schwierig es vorherzusagen ist, was er als Präsident wirklich umsetzt und welche Interessen sich letztlich durchsetzen.

Der internationale Kontext ist dieses Mal jedoch anders als noch zu seiner ersten Amtszeit. Donald Trump ist mit seinem neuen Kurs zwar besser vorbereitet in diese Amtszeit gestartet, doch in den vergangenen Jahren sind auch weltweit enorme Investitionen in erneuerbare Technologien geflossen. Mittlerweile stehen starke wirtschaftliche Interessen dahinter und der Konkurrenzdruck (v. a. aus China) ist groß. Erneuerbare Energien haben weitere Preissenkungen erfahren und machen damit ein Festhalten an fossilen Energien finanziell unattraktiver. Grundsätzlich sind viele Expertinnen und Experten auch skeptisch, ob der Markt überhaupt eine noch stärkere Produktion aus fossilen Energien begünstigt.³⁵

Nicht zu vernachlässigen sind außerdem die klimapolitischen Ambitionen vieler U.S.-Bundesstaaten. Bspw. haben fast die Hälfte der Bundesstaaten spezifische Treibhausgasreduktionsziele.³⁶ Viele Entscheidungen, z. B. zu Planungs- und Genehmigungsverfahren für Produktionsstätten oder Energieeffizienzstandards für Gebäude und Erneuerbare Energie-Quoten für lokale Energieerzeuger, werden auf bundesstaatlicher Ebene getroffen. So plant Kalifornien eine 100 % CO₂-neutrale Stromversorgung sowie CO₂-Neutralität bis 2045. Illinois, Minnesota und Michigan verabschiedeten vor kurzem fortschrittliche Energiegesetze. Doch auch in republikanischen Bundesstaaten wird auf *sauberere* Technologien gesetzt. Texas hat etwa die USA-weit größte installierte Kapazität an Er-

neuerbaren und Batterien.³⁷ Georgia entwickelte sich in den letzten Jahren zu einem Knotenpunkt für Elektroauto- und Batterietechnologien. Präsident Trump versucht, auch die Aktivitäten der Bundesstaaten zu beschränken³⁸, bislang zeigten sich die U.S.-Bundesstaaten jedoch tendenziell als Stabilitätsanker für die Klimapolitik.

35 Vgl. Tollefson, Jeff, Drill, baby, drill? Trump policies will hurt climate but US green transition is under way, 04.02.2025, abrufbar unter <https://www.nature.com/articles/d41586-025-00243-8> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

36 Vgl. Center for Climate and Energy Solutions, State Climate Policy Maps, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.c2es.org/content/state-climate-policy/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

37 Vgl. Reuters, Texas tops US states for renewable energy and battery capacity, 09.01.2025, abrufbar unter <https://www.reuters.com/business/energy/texas-tops-us-states-renewable-energy-battery-capacity-maguire-2025-01-09/> (zuletzt abgerufen am 19.05.2025).

38 Vgl. The White House, Protecting American Energy from State Overreach, 08.04.2025, abrufbar unter <https://www.whitehouse.gov/presidential-actions/2025/04/protecting-american-energy-from-state-overreach/> (zuletzt abgerufen am 23.05.2025).

2.3 Wasserstoff und nachhaltige Brennstoffe für den Einsatz in Gasturbinen

- *Gasturbinen können ein integraler Bestandteil des zukünftigen Energiesystems sein aufgrund ihrer Flexibilität, Effizienz und der Fähigkeit, sowohl die Residuallast im Stromnetz als auch den großstädtischen Wärmebedarf im Winter abzudecken.*
- *Verschiedene nachhaltige Brennstoffe wie Wasserstoff, Biogas/-methan, Ammoniak oder Methanol können grundsätzlich zum treibhausgasneutralen Betrieb von Gasturbinen verwendet werden. Außerdem ist die Kombination mit Carbon Capture, Storage and Utilization (CCSU) möglich.*
- *Die Auswahl des besten Transformationspfads hängt von der Verfügbarkeit, den Kosten, den Anforderungen an die Verbrennungstechnologie und der Infrastruktur ab. Wasserstoff und synthetische Brennstoffe bieten vielversprechende Lösungen, erfordern jedoch oft eine eigene Infrastruktur.*

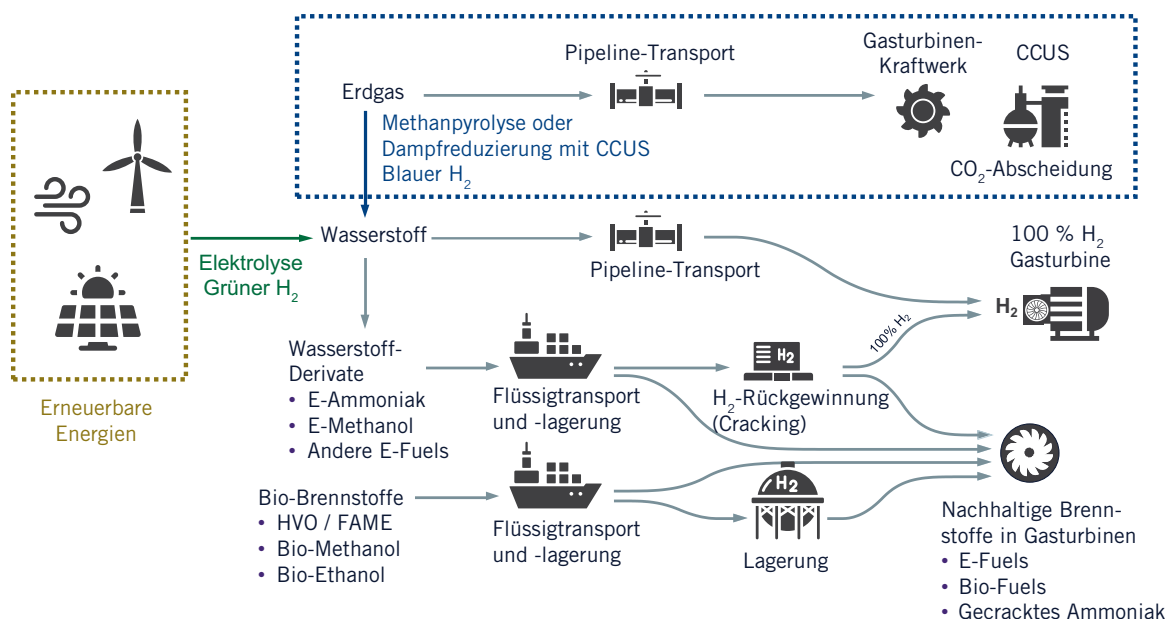
Die Transformation hin zu einer treibhausgasneutralen Energieerzeugung ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Gasturbinen können in der zukünftigen Energielandschaft eine wichtige Rolle spielen, da sie flexibel und effizient sind und eine wichtige Ergänzung zu den volatilen erneuerbaren Energien (EE) darstellen können. Gasturbinen können auf unterschiedliche Art und Weise treibhausgasneutral betrieben werden. Dabei sind sowohl technische als auch wirtschaftliche Aspekte entscheidend für die Bewertung und Umsetzung der verschiedenen Optionen.

Die Rolle von Gasturbinen in der zukünftigen Energielandschaft

Gasturbinen sind bereits heute ein integraler Bestandteil des Energiesystems zur Sicherstellung der Stromversorgung auch zu Zeiten, in denen fluktuierende erneuerbare Stromquellen wie Photovoltaik (PV) und Windkraft den Strombedarf nicht decken können. Der Bedarf an steuerbarer Stromerzeugung zeigte sich in Deutschland bspw. am 12.12.2024 zwischen 17:00 und 18:00 Uhr, als der Großhandelspreis für Strom auf 936 € pro Megawattstunde anstieg und mehr als 10 Gigawattstunden aus dem Ausland importiert wurden.

Gasturbinen zeichnen sich durch niedrige Investitionskosten, hohe Effizienz und lange Betriebsdauer aus und können kurzfristig ins Stromnetz einspeisen. In Kombina-

Abbildung 2.18: Mögliche Technologiepfade für den treibhausgasneutralen Betrieb von Gasturbinen



Quelle: Siemens Energy, 2025

tion mit einer Wärmenutzung (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) können sie auch den Wärmebedarf decken. Ein treibhausgasneutraler Betrieb von Gasturbinen kann auf verschiedene Weise erreicht werden, insb. durch den Einsatz nachhaltiger Brennstoffe. Außerdem ist die Kombination mit *Carbon Capture, Storage and Utilization (CCSU)*-Technologien möglich.³⁹

➤ Gasturbinen sind integraler Bestandteil eines treibhausgasneutralen Energiesystems.

Nachhaltige gasförmige Brennstoffe

Es gibt verschiedene gasförmige Brennstoffe, die sowohl untereinander als auch mit fossilen Brennstoffen für den Betrieb von Gasturbinen gemischt (*blended*) werden können, was die Transformation beschleunigen kann, und die Versorgungssicherheit erhöht.

1. **Wasserstoff:** Klimafreundlich erzeugter Wasserstoff hat sich in den letzten Jahren als führender Kandidat für die Dekarbonisierung des Energiesektors etabliert. Er kann aus verschiedenen Quellen CO₂-neutral gewonnen werden, z. B. über erneuerbare Energien und Elektrolyse. Die Produktion von diesem sog. *grünen* Wasserstoff durch Elektrolyse und die Nutzung des Wasserstoffs in Gasturbinen kann eine nachhaltige Lösung für die Zukunft bieten. Beispiele für die erfolgreiche Demonstration von 100 % grünem Wasserstoff in Gasturbinen sind das *HYFLEX-POWER-Projekt* in Saillat-sur-Vienne in Frankreich oder der *Micro Mix-Brenner*. Es sind aber auch andere Methoden denkbar, um Wasserstoff mit einem im Vergleich zum konventionellen Äquivalent geringeren CO₂-Fußabdruck zu produzieren, z. B. über die Methanpyrolyse.
2. **Biogas:** Durch die anaerobe Vergärung organischer Stoffe wird Biogas erzeugt, das in kleinen bis mittelgroßen Gasturbinen genutzt werden kann. Es bietet eine nachhaltige Alternative zu fossilen Brennstoffen und trägt zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen bei. Biogas hat typischerweise einen Methangehalt von 40 bis 75 % und kann teilaufbereitet direkt

oder nach Aufbereitung auf Erdgasqualität (Biomethan) in Gasturbinen eingesetzt werden.

3. **Biomethan:** Durch die Aufbereitung von Biogas kann der Methangehalt auf bis zu 98 % erhöht werden. Dabei entsteht ein hochwertiger, dem Erdgas vergleichbarer Brennstoff, der gut für bestehende Gasturbinensysteme geeignet ist. Dieses Biomethan bietet eine kosteneffiziente Möglichkeit zur Nutzung bestehender Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Erdgas.
4. **Synthetisches Methan (Synthetic Natural Gas, SNG):** Synthetisches Methan wird durch Methanisierung von Wasserstoff und CO₂ hergestellt und kann ohne Anpassungen in Gasturbinen verbrannt werden. Ebenso lässt sich SNG durch die thermochemische Aufbereitung von holzartiger Biomasse gewinnen. Es bietet eine kohlenstoffarme Alternative zu fossilen Brennstoffen und ist klimaneutral, sofern der Wasserstoff grün und das CO₂ biogenen Ursprungs ist oder aus der Luft abgeschieden wurde (*Direct Air Capture, DAC*).

➤ Eine Vielzahl nachhaltiger Brennstoffe stehen für den Einsatz in Gasturbinen zur Verfügung.

Nachhaltige flüssige Brennstoffe

Gasturbinen können grundsätzlich auch flüssige Brennstoffe verbrennen, wobei technisch ein flüssiger Brennstoff immer erst von dem Brenner zerstäubt wird, verdampft und dann als Gas verbrannt wird.

1. **Biodiesel:** Biodiesel, auch als erneuerbarer Diesel bekannt, wird aus pflanzlichen Ölen (z. B. Raps- oder Sonnenblumenöl) hergestellt.
2. **Hydrotreated Vegetable Oil (HVO100):** HVO100 ist ein in Raffinerien hergestellter Brennstoff, der auf Basis von unspezifischer pflanzlicher und tierischer Biomasse, Ölen und Fetten unter erheblichen Treibhausgaseinsparungen produziert wird. Seine Eigenschaften ähneln denen von Biodiesel, wobei er in Gasturbinen verwendet werden kann und ähnliche Eigenschaften wie herkömmlicher Diesel aufweist. Ein Beispiel für die erfolgreiche Demonstration von

³⁹ Vgl. für nähere Informationen zum Thema CC(U)S das Schwerpunktkapitel der *Energie für Deutschland 2025*.

HVO100 in einer Gasturbine ist das *Rya KVV* (KWK) Werk im schwedischen Göteborg.

3. **Ammoniak:** Ammoniak, ein Stoff ganz ohne Kohlenstoff, kann als Energieträger in einer Wasserstoffwirtschaft verwendet werden. Er zeichnet sich durch eine hohe Energiedichte aus und ist leicht zu lagern und zu transportieren. Die Verbrennung von Ammoniak in Gasturbinen bedarf jedoch weiterer Forschung und Entwicklung, insb. hinsichtlich der Reduzierung von Stickstoffoxid-Emissionen und zur Verbesserung der Verbrennungseffizienz. Eine vielversprechende Lösung hierfür ist die Verbrennung von *gecracktem* Ammoniak (in Wasserstoff und Stickstoff dissoziiertes Ammoniak) in Gasturbinen.
4. **Methanol:** Methanol wird heute hauptsächlich als Rohstoff für die chemische Industrie verwendet, gewinnt aber zunehmend an Bedeutung als universeller, nachhaltiger Brennstoff sowie als Grundstoff für die Herstellung anderer Brennstoffe, wie Benzin oder Kerosin. Es kann aus Biomasse oder durch Elektrolyse von Wasserstoff und nachhaltigem CO₂ hergestellt werden. Methanol bietet eine hohe Energiedichte und kann in verschiedenen Anwendungen, einschließlich der Schifffahrt, genutzt werden.
5. **Ethanol:** Bioethanol ist der am weitesten verbreitete Biokraftstoff. Es kann aus verschiedenen Rohstoffen wie Zuckerrohr und Mais hergestellt werden. Es bietet eine weitgehend kohlenstoffneutrale Alternative zu fossilen Brennstoffen und kann in Gasturbinen verwendet werden. Allerdings wird heutiges Bioethanol, welches mit der Lebensmittelproduktion konkurriert, langfristig nicht als nachhaltig eingestuft. Neue Verfahren für nachhaltiges Ethanol basieren auf elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff und nachhaltigem CO₂.
6. **Nachhaltiger Flugkraftstoff (*Sustainable Aviation Fuel, SAF*):** SAF ist ein kerosinidentischer Kohlenwasserstoff, dessen Einsatz zur Dekarbonisierung des Luftverkehrs beiträgt. Darüber hinaus kann er auch in Gasturbinen verwendet werden und er bietet eine nachhaltige Alternative zu herkömmlichem Kerosin.
7. **Dimethylether (DME):** DME ist ein sauber verbrennendes, synthetisches Gas, das aus Synthesegas und Methanol hergestellt wird. Es bietet eine vielversprechende Alternative zu herkömmlichen Kohlenwasserstoffen und kann ebenfalls in Gasturbinen verwendet werden.

Technische und wirtschaftliche Aspekte

Die Auswahl des geeigneten Brennstoffs hängt von verschiedenen Faktoren ab, darunter v. a. dessen Verfügbarkeit und Kosten, aber auch den Anforderungen an die Verbrennungstechnologie und die Infrastruktur für den Transport und die Speicherung der Brennstoffe. Wasserstoff und synthetische Brennstoffe bieten vielversprechende Lösungen, erfordern jedoch teilweise erhebliche Investitionen in die Infrastruktur und die Weiterentwicklung der Verbrennungstechnologie. Biogas und Biomethan bieten regional wirksame, kosteneffiziente Alternativen, sofern diese zur Verfügung stehen.

Die Nutzung von Wasserstoff und synthetischen Brennstoffen erfordert Investitionen in die Infrastruktur und die Weiterentwicklung der Verbrennungstechnologie.

Ausblick

Gasturbinen und kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke sind eine effiziente Möglichkeit, die Residuallast in einem treibhausgasneutralen Energiesystem bereitzustellen. Sie bieten hohe betriebliche Flexibilität und können auch treibhausgasneutrale Wärme liefern. Die Nutzung von nachhaltigen Brennstoffen in Gasturbinen wird, je nach Region, unterschiedlich sein. Entscheidend sind neben der verfügbaren Infrastruktur die lokalen Bedingungen wie z. B. EE-Potenzial (Höhe der Residuallast), die Stromnachfragekurve über das Jahr, der potenzielle Wärmebedarf für Raumwärme und Industrie, lokal erzielbare Preise für Wasserstoff, die Kosten für Erdgas sowie die Verfügbarkeit anderer Möglichkeiten (große Pumpspeicher-Wasserkraftwerke, CO₂-Infrastruktur). Eine Zusammenarbeit von Industrie, Wissenschaft und Regierungen wäre vorteilhaft, um die Transformation voranzutreiben und eine rasche Implementierung in die Praxis zu gewährleisten.

2.4. CO₂-Bepreisung im internationalen Vergleich

- Die Bepreisung von CO₂ spielt weltweit eine zunehmend wichtige Rolle bei der angestrebten Begrenzung der Treibhausgas (THG)-Emissionen.
- Gegenwärtig sind 12,8 Milliarden Tonnen CO₂-Äquivalente (Mrd. t CO₂-Äq), entsprechend knapp einem Viertel der weltweiten THG-Emissionen, von einer Bepreisung erfasst. Davon entfallen 19 Prozentpunkte auf Emissionshandelssysteme (ETS) und 6 Prozentpunkte auf CO₂-Steuern.
- Die Spannweite der bestehenden Preise reicht von 0,46 bis 167 USD/tCO₂-Äq. Nur 1 % der globalen Emissionen sind oberhalb des zum Erreichen der THG-Neutralität nötigen Niveaus bepreist.
- 2023 wurden weltweit 104 Mrd. USD staatliche Einnahmen aus der Bepreisung von THG-Emissionen erzielt. Davon entfielen 75 Mrd. USD auf ETS und 29 Mrd. USD auf CO₂-Steuern.

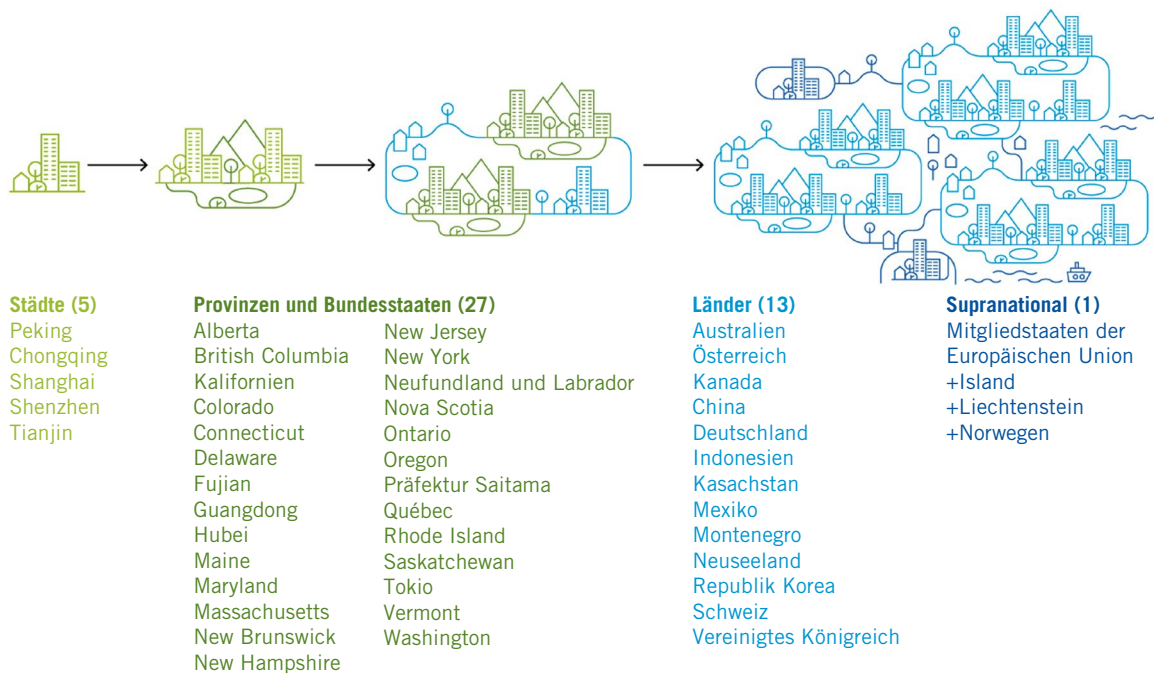
Die Bepreisung von CO₂ gehört weltweit zu den entscheidenden Schlüsseln, um die angestrebten Klimaziele möglichst kosteneffizient zu erreichen. Zudem eröffnet dieser marktwirtschaftliche Ansatz die Möglichkeit, Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Staaten aufgrund einer fehlenden Internalisierung der mit dem Ausstoß von Treibhausgasen verbundenen externen Effekte zu vermeiden bzw. zumindest zu begrenzen. Das bereits im Jahr 2005 eingeführte EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS 1) hat die Wirksamkeit dieses Instruments unter Beweis gestellt.

CO₂-Bepreisungssysteme weltweit

Die Weltbank-Gruppe zählte in ihrem Bericht aus dem Jahr 2024 zum Stand der globalen CO₂-Bepreisung 75 CO₂-Preisinstrumente, die bereits umgesetzt sind.⁴⁰ Dazu zählen 36 Emissionshandels- und 39 CO₂-Besteuerungssysteme. Erfasst von entsprechenden Mechanismen sind sowohl nationale als auch supranationale (EU-ETS 1)

40 Vgl. World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2024, Washington DC 2024.

Abbildung 2.19: Übersicht über die regionale Zuordnung der 38 bestehenden Treibhausgas-Emissionshandelssysteme



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf International Carbon Action Partnership (ICAP), Emission Trading Worldwide: Status Report, 2025

und subnationale Rechtsräume, wie u.a. Bundesstaaten in den USA oder Provinzen in Kanada. Die bestehenden Systeme erstreckten sich im Jahr 2024 auf 12,8 Mrd. t CO₂-Äq. Das entspricht knapp einem Viertel der weltweiten THG-Emissionen. Davon entfallen 19 Prozentpunkte auf Emissionshandelssysteme und sechs Prozentpunkte auf CO₂-Steuern. Zum Vergleich: Im Jahr 2014 waren erst rund 5 Mrd. t CO₂-Äq, entsprechend knapp 10 % der gesamten THG-Emissionen, von den genannten Instrumenten erfasst.

Nach Angaben der *International Carbon Action Partnership (ICAP)* gab es im Januar 2025 insg. 38 Emissionshandelssysteme, zwei mehr als 2024. Dazu gehören – neben einem supranationalen ETS der 27 Mitgliedstaaten der Europäischen Union (EU) zuzüglich Island, Liechtenstein, und Norwegen – Emissionshandelssysteme in 13 Staaten, 27 Provinzen und Bundesstaaten sowie außerdem in fünf chinesischen Städten.⁴¹ Das schweizerische Emissionshandelssystem ist mit dem EU-ETS verknüpft.

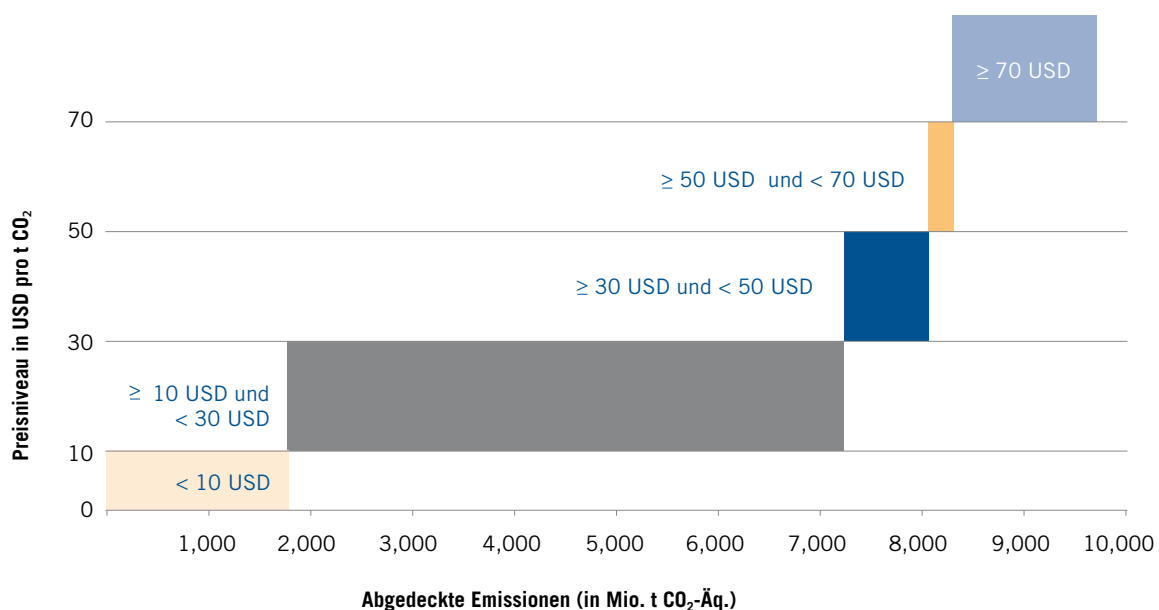
⁴¹ Vgl. International Carbon Action Partnership (ICAP), Emissions Trading Worldwide – Status Report 2025, Berlin 2025.

Ein entsprechendes Abkommen zwischen der Schweiz und der EU ist am 1. Januar 2020 in Kraft getreten. Nach dem Brexit entstand 2021 das UK ETS, dessen Verknüpfung mit dem EU-ETS immer wieder thematisiert wird.

➤ **Das Mindestniveau zur Erreichung des 2°-Ziels sieht die Weltbank bei 63 USD/tCO₂-Äq im Jahr 2030.**

Die weltweit abgefragten Preise für CO₂ weisen eine große Bandbreite auf. Die Weltbank benennt für das Jahr 2024 eine Spanne von 0,46 bis 167 USD/tCO₂-Äq. Die Mehrheit der Bepreisungssysteme ist jedoch nicht ambitioniert genug, um das Pariser Klimaziel zu erreichen. Im Jahr 2024 deckten laut den Analysen der Weltbank nur sieben CO₂-Preissysteme, die auf weniger als 1 % der weltweiten Treibhausgas-Emissionen zur Anwendung kamen, das mit 63 USD/tCO₂-Äq bezifferte inflationsbereinigte Mindestniveau (ausgedrückt in 2024er USD) ab, das im Jahr 2030 zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf unter

Abbildung 2.20: Durchschnittspreise und erfasster Anteil der Emissionen in den weltweit bestehenden ETS-Systemen, Durchschnittlicher Zertifikate-Preis im Jahr 2024 in USD pro t CO₂-Äq



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf International Carbon Action Partnership (ICAP), Emission Trading Worldwide: Status Report, 2025

2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau gemäß den Empfehlungen der *High-Level Commission on Carbon Prices* benötigt wird. Um das 1,5 °C-Ziel einzuhalten, das 2024 erstmals überschritten wurde, wird im Jahr 2030 ein Preisniveau von mind. 226 USD/t CO₂-Äq (ausgedrückt im Geldwert des Jahres 2024) für erforderlich gehalten.

Staatliche Einnahmen aus den CO₂-Bepreisungssystemen

Die staatlichen Einnahmen aus den bestehenden direkten CO₂-Bepreisungssystemen werden für das Jahr 2023 weltweit auf 104 Mrd. USD beziffert. Davon entfallen 75 Mrd. USD auf Emissionshandelssysteme und 29 Mrd. USD auf CO₂-Steuern. In diesen Zahlen nicht enthalten sind indirekte Bepreisungssysteme in Form eines Abbaus von Subventionen oder mittels Energie- und Stromsteuern. In Deutschland leisten die Einnahmen aus der Bepreisung von CO₂ im internationalen Vergleich den größten finanziellen Beitrag zum staatlichen Finanzbudget. Das Aufkommen aus dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS), in dem die CO₂-Bepreisung für Wärme und Verkehr geregelt ist, sowie aus dem EU-ETS 1 belief sich 2023 auf 18,4 Mrd. € und 2024 auf 18,5 Mrd. €. ⁴²

In der Mehrzahl der Rechtsräume, in denen eine direkte Bepreisung von CO₂ praktiziert wird, werden die Einnahmen genutzt, um klimabezogene Programme zu finanzieren oder den generellen Staatshaushalt zu stützen. Weltweit betrachtet, machen die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung aber bisher erst einen geringen Anteil am Gesamtbudget der jeweiligen Staaten aus.

Ausweitung der CO₂-Bepreisung auf weitere Sektoren

Die CO₂-Bepreisungssysteme beziehen sich weltweit hauptsächlich auf die Stromerzeugung und die Industrie. Darüber hinaus kommt aber – neben dem Flug- und dem Schiffsverkehr – auch eine Anwendung auf den Straßenverkehr und den Gebäudesektor zunehmend zum Tragen. In Deutschland gilt dies bspw. bereits seit dem Jahr 2021 und in der EU ist dies ab 2027 mit dem EU-ETS 2 geplant.

In dem in Deutschland 2021 gestarteten nationalen Emissionshandelssystem gelten bis 2025 steigende Festpreise, die sich für 2021 auf 25 €/t CO₂, für 2022 und 2023 auf 30 €/t CO₂ und für 2024 auf 45 €/t CO₂ beliefen. Der für 2025 gültige Festpreis von 55 €/t CO₂ wird 2026 durch eine Versteigerungsphase abgelöst. Die nEHS-Zertifikate werden 2026 in einem Preiskorridor mit einem Mindestpreis (55 € pro nEHS-Zertifikat) und einem Höchstpreis (65 € pro nEHS-Zertifikat) auktioniert. Innerhalb dieser vorgegebenen Spanne bildet sich der Preis je nach Nachfrage am Markt.

Bis 2022 waren zunächst nur die wichtigsten Brenn- und Treibstoffe – Benzin, Diesel, Heizöl, Flüssig- und Erdgas – Teil des nEHS. Ab 2023 kamen alle weiteren Brennstoffe, darunter auch Kohle hinzu. Seit 2024 sind auch die CO₂-Emissionen von Abfallverbrennungsanlagen erfasst. Im Gegensatz zum EU-ETS 1 sind im nEHS nicht die Emittenten, sondern die Inverkehrbringer von Brenn- und Treibstoffen berichts- und abgabepflichtig (*Upstream-Prinzip*).

Mit dem *Fit for 55-Paket* wird in der EU ein neuer eigenständiger Emissionshandel für Gebäude, den Straßenverkehr und weitere Sektoren eingeführt (EU-ETS 2, in Abgrenzung zum bereits bestehenden Europäischen Emissionshandel 1, EU-ETS 1). Der EU-ETS 2 soll nach einer dreijährigen Berichtsphase für die teilnehmenden Unternehmen im Jahr 2027 vollumfänglich (das heißt mit Abgabeverpflichtung) starten. Analog zum nEHS ist der EU-ETS 2 ein Upstream-System. Zur Teilnahme sind somit also nicht die Nutzer von fossilen Brennstoffen (z. B. für Pkw oder Heizungen) verpflichtet, sondern die Unternehmen, die Brennstoffe im Anwendungsbereich des EU-ETS 2 in Verkehr bringen (z. B. Gashändler). ⁴³ Ein großer Teil der Emissionen, die in Deutschland vom nEHS abgedeckt sind, wird künftig durch den EU-ETS 2 reguliert – der Anwendungsbereich des nEHS ist jedoch umfassender. Über ein *Opt-in* ⁴⁴ dieser Emissionen in das EU-ETS 2 könnte auch deren Einbeziehung geregelt werden.

Für die internationale Seeschifffahrt ist die International Maritime Organization (IMO) auch für Umweltfragen zuständig.

⁴² Vgl. Schiffer, Prof. Dr. Hans-Wilhelm, Deutscher Energiemarkt 2024, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 75. Jahrgang, 03/2025.

⁴³ Vgl. Umweltbundesamt (UBA)/Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Einführung eines Emissionshandelssystems für Gebäude, Straßenverkehr und zusätzliche Sektoren in der EU. Fact Sheet 07/2025.

⁴⁴ Beim Opt-in kann der nationale Emissionshandel in Deutschland (nEHS) durch das europäische System ETS-2 ab dem Jahr 2027 ersetzt werden.

Der Ausschuss für den Schutz der Meeresumwelt (MEPC) der IMO hat auf seiner 83. Sitzung vom 7. bis 11. April 2025 die sog. „mittelfristigen Maßnahmen zur Reduzierung von Treibhausgasen (THG)“⁴⁵ verabschiedet: einen neuen Treibstoffstandard und einen globalen Bepreisungsmechanismus. Diese Maßnahmen sind Teil des Netto-Null-Rahmens der IMO, der darauf abzielt, die in der IMO-Strategie zur Reduzierung der THG-Emissionen von Schiffen aus dem Jahr 2023 dargelegten Ziele zur Verringerung der THG zu erreichen und so den Übergang der internationalen Schifffahrtsindustrie zu Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis oder um das Jahr 2050 zu erleichtern. Die auf der 83. Tagung verabschiedeten mittelfristigen Maßnahmen werden voraussichtlich im Oktober 2025 formell angenommen. Sie würden dann im Jahr 2027 in Kraft treten. Mehrere Akteure, darunter auch die International Chamber of Shipping (ICS) sehen dabei eine Bandbreite zwischen 18 und 150 USD je t THG als sinnvoll an.

Zu den vorgeschlagenen mittelfristigen Maßnahmen zur Reduzierung der THG-Emissionen gehören eine zielorientierte Norm für Schiffskraftstoffe, welche die schrittweise Einführung von Kraftstoffen mit geringerer Treibhausgasintensität vorschreibt, sowie ein globaler Preismechanismus für THG-Emissionen im Seeverkehr. Zu den wichtigsten Bestandteilen dieser Strategie gehört die Einführung wirtschaftlicher Maßnahmen, wie eine Kohlenstoffabgabe oder eine Kraftstoffsteuer auf Schiffs-kraftstoffe, die im Verhältnis zu den von ihnen ausgestoßenen Treibhausgasen stehen. Dadurch sollen Anreize für die Verwendung kohlenstoffärmerer Alternativen geschaffen werden.

Fazit

Entscheidende Schlüssel zum Erreichen der Klimaziele sind die beschleunigte Verbesserung der Energieeffizienz, der fortgesetzte Ausbau erneuerbarer Energien, die breite Umsetzung der Technologie zur Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO₂ sowie der Fokus auf Wasserstoff in denjenigen Sektoren, die sich nur schwer elektrifizieren lassen. In einer Reihe von Staaten – nicht so in Deutschland – wird der Kernenergie eine wichtige Rolle bei der Transformation der Energieversorgung beigemessen. Wie schnell und wie stark sich der Wandel vollzieht, hängt von verschiedenen Faktoren ab: der energie- und klimapolitischen Ausrichtung der Regierungen, der technologischen Entwicklung und dem Verbrau-

cherverhalten. Richtschnur für die Anstrengungen sollte die Senkung der Emissionen an Treibhausgasen sein.

› Eine breite und offene Nutzung aller Technologien ist wesentlich zur nachhaltigen Treibhausgasminderung.

Beschlüsse zur Abkehr von fossilen Energien, wie sie bei den letzten Weltklimakonferenzen getroffen wurden, stellen jedoch nur einen indirekten Hebel dar. Soweit mit dieser Strategie Erfolge erzielt werden, könnte als Konsequenz einer dadurch ausgelösten Abschwächung der Preise auf dem Weltmarkt sogar ein Marktanreiz für eine vergrößerte Nachfrage nach fossilen Energien in Teilen der Welt entstehen. Vor diesem Hintergrund könnte es sinnvoll sein, dass sich die Verhandlungen bei den bevorstehenden Klimakonferenzen stärker auf eine Abschaffung klimaschädlicher Verbraucherpreis-Subventionen für Energie und auf die Bepreisung von CO₂ fokussieren, als um Formulierungen zur Begrenzung des Verbrauchs fossiler Energien zu ringen.

⁴⁵ Marine Environment Protection Committee (MEPC 83), Meeting Summaries 7 to 11 April 2025, London 2025.

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen & Fakten
- 3.2 Schwerpunkte der neuen EU-Kommission
- 3.3 Einführung eines europäischen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus – Stand der Umsetzung



3.1 Zahlen und Fakten

- **Angesichts einer stagnierenden Wirtschaft wuchs der Gesamtenergieverbrauch der Europäischen Union im Jahr 2024 nur leicht um 0,5 %.**
- **Mehr als 50 % des Energiebedarfs der EU27 mussten 2024 durch Importe gedeckt werden.**
- **Erneuerbare Energien waren die größte Einsatzquelle für die Stromerzeugung mit einem Anteil von über 47 %.**

Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Entwicklung

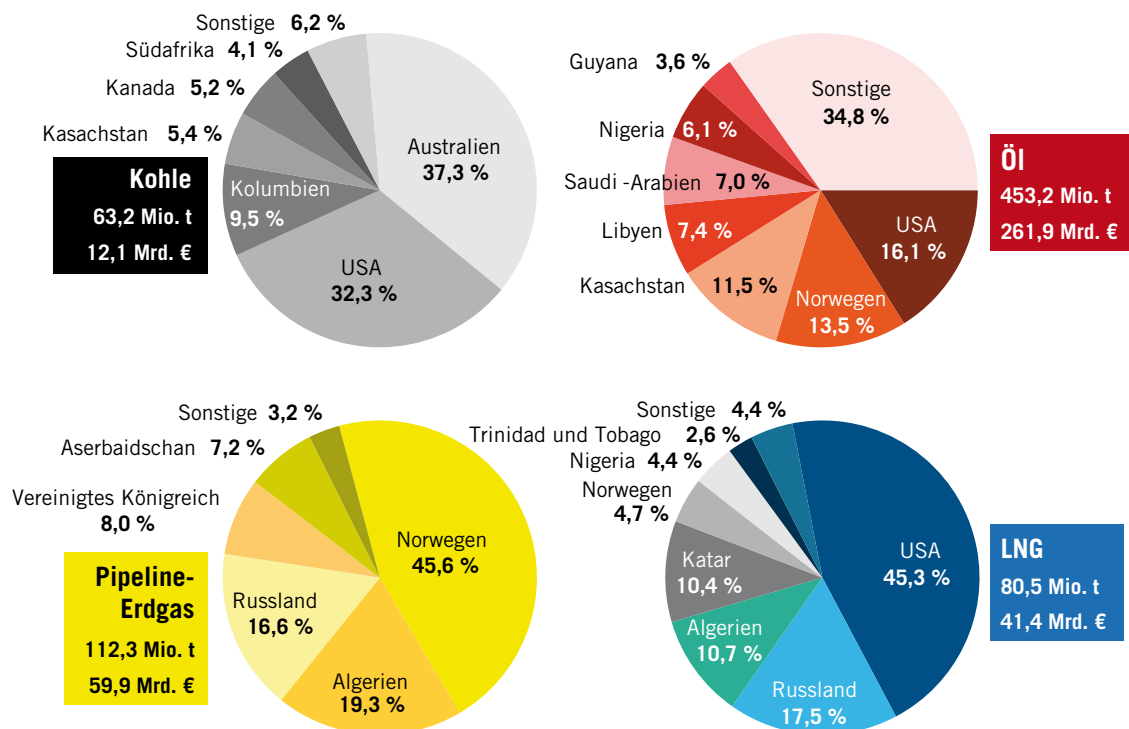
Die Einwohnerzahl der Europäischen Union (EU) belief sich 2024 auf 449,3 Millionen (Mio). Das entsprach 5,5 % der Weltbevölkerung. Die Wirtschaftstätigkeit im Jahr 2024 erholte sich moderat, vor dem Hintergrund mehrerer Zinssenkungen der Europäischen Zentralbank und einer im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen Inflationsrate von 2,6 %. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der EU legte gegenüber den jeweiligen Vorjahresquartalen leicht zu (Q1: +0,6 %; Q2: +0,8 %; Q3: +1,0 %; Q4: +1,1 %). Mit einem BIP von 17,94 Bio. € lag die EU27 2024 im globalen Vergleich hinter den USA und noch knapp vor China auf dem zweiten Platz. Damit

machte das BIP der EU gut ein Sechstel der globalen Wirtschaftsleistung aus.

2024 war die EU mit 8 % am globalen Energieverbrauch und mit knapp 9 % an der weltweiten Stromerzeugung beteiligt.¹ Der gesamte Energieverbrauch der EU27 hat – bei einem Anstieg der Wirtschaftsleistung um 1 % im Vergleich zum Vorjahr – nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA) nur um etwa 0,5 % auf 52,4 Exajoule (EJ), entsprechend 1.788 Mio. Tonnen Steinkohleneinheiten (Mio. t SKE), zugenommen.

¹ Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln der *Energie für Deutschland* ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

Abbildung 3.1: Energieimporte der EU nach Herkunftsländern 2024



Anteile gemessen am Handelswert (share of trade in value)

Quelle: Eurostat

Hohe Abhängigkeit von Energieimporten

Die EU muss zur Deckung ihres Energiebedarfs zu mehr als 50 % auf Importe zurückgreifen. Im Jahr 2023 belief sich die Importabhängigkeit der EU27 laut Eurostat, dem Statistischen Amt der EU, auf 58 %.² Grund dafür sind die vergleichsweise geringen Energievorkommen in der EU. Dies begrenzt die Förderung an fossilen Energien. So mussten in dem genannten Jahr 96 % des Bedarfs an Öl und 89 % des Verbrauchs an Erdgas durch Importe aus Drittstaaten gedeckt werden. Der Einfuhranteil bei Steinkohle wird mit 64 % angegeben.

Im Jahr 2021 war Russland der größte Lieferant für die EU, sowohl bei Öl und Erdgas als auch bei Steinkohle. Seit Beginn des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine hat sich die Struktur der Lieferungen von Energie-Rohstoffen nach Herkunftsländern stark verändert.

Am 05. Dezember 2022 war das Verbot von seewärtigen Einfuhren an Rohöl aus Russland in die EU in Kraft getreten – gefolgt von einem Embargo auf Ölprodukte ab dem 05. Februar 2023. Diese Maßnahmen haben sich erheblich auf die Zusammensetzung der Importe von Öl ausgewirkt. In den Jahren 2023 und 2024 gehörte Russland nicht mehr zu den sieben größten Lieferländern. Stattdessen rückten die Vereinigten Staaten von Amerika (USA) auf den ersten Platz. In der Rangliste des Jahres 2024 stehen Norwegen an zweiter und Kasachstan an dritter Stelle. Die weiteren Plätze werden von Libyen, Saudi-Arabien, Nigeria und dem Irak belegt.

Für Erdgas, das per Pipeline bezogen wurde, hat sich Norwegen 2024 mit einem Anteil von 45,6 % (gemessen am Handelswert) zum dominierenden Lieferanten entwickelt. An zweiter Stelle steht Algerien mit 19,3 %. Russland kam noch auf einen Beitrag von 16,6 %. Damit stand Russland an dritter Stelle der Pipeline-Erdgas-Lieferanten der EU – gefolgt vom Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland sowie Aserbaidschan. Bei der Einfuhr von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) haben die USA mit einem Anteil von 45,3 % eine vergleichbare Position gehalten wie Norwegen bei Pipeline-Erdgas. An zweiter Stelle im Ranking bei LNG stand aber auch 2024 noch Russland. Die nächstwichtigen Lieferanten waren Algerien, Katar, Norwegen und Nigeria.

Russland, das 2021 noch wichtigster Energielieferant der EU war, wurde durch die USA und Norwegen abgelöst.

Im vierten Quartal 2021 war Russland mit einem Anteil von knapp 48 % das wichtigste Ursprungsland für in die EU importierte Kohle. Aufgrund des fünften Sanktionspakets der EU, das den Kauf, den Import und den Transfer von Kohle und anderen festen Brennstoffen in die EU untersagte, war der Anteil der Kohleimporte aus Russland im vierten Quartal 2022 auf Null gesunken. 2024 waren die zwei größten Lieferanten in die EU bei Kohle Australien und die USA. Allein auf diese beiden Länder entfielen rund 70 % der Gesamteinfuhren an Kohle in die EU. Des Weiteren trugen vor allem Kolumbien, Kasachstan, Kanada und Südafrika zur Versorgung der EU mit Kohle bei.

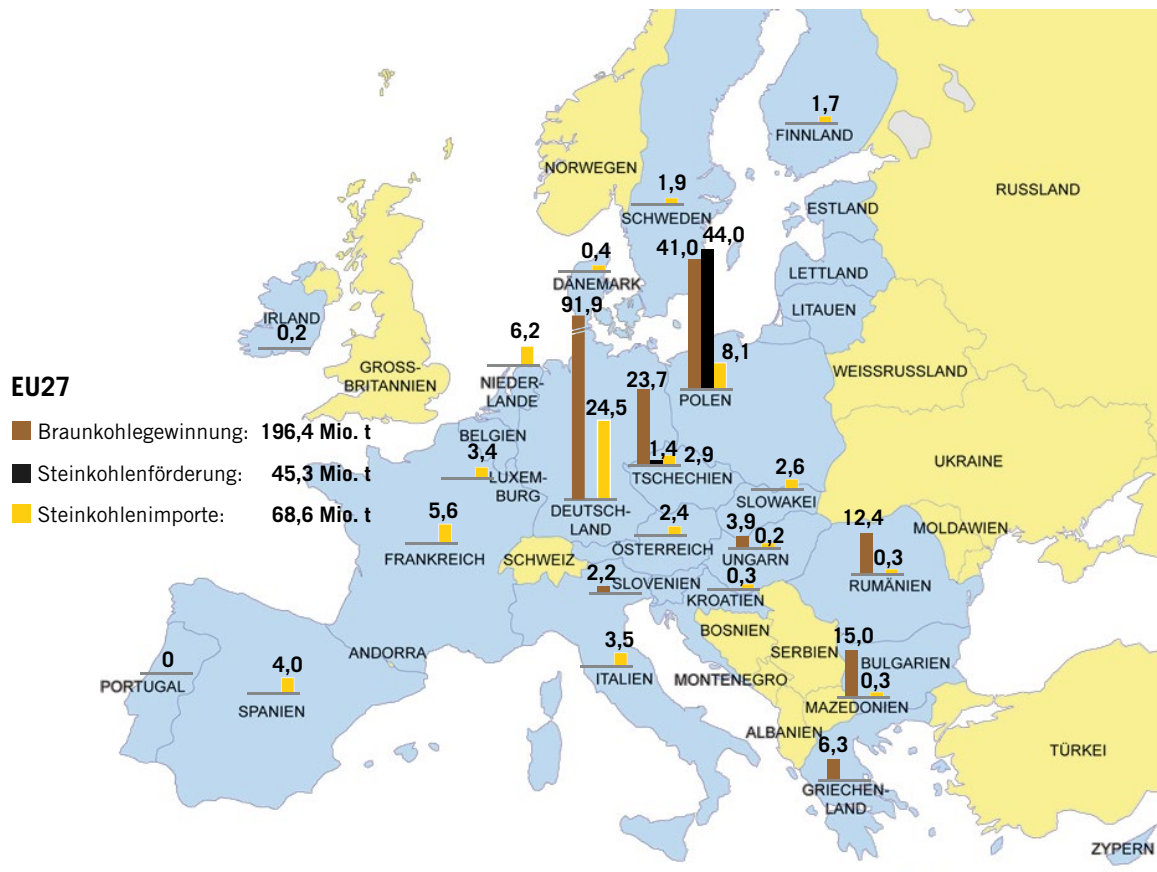
Die gesamten Steinkohleimporte in die EU beliefen sich 2024 auf 68,6 Mio. t. Die Förderung innerhalb der EU betrug 196,4 Mio. t Braunkohle und 45,3 Mio. t Steinkohle. Die Gewinnung von Kohle konzentriert sich v.a. auf Deutschland, Polen und Tschechien sowie auf einige Balkan-Staaten und in begrenztem Umfang auch Griechenland. Braunkohle wird vollständig in Ländern gefördert, in denen dieser Energieträger genutzt wird. Demgegenüber ist der Anteil der Inlandsgewinnung am gesamten Verbrauch von Steinkohle auf 36 % begrenzt.

Kernenergie wird in zwölf der 27 Mitgliedstaaten der EU zur Stromerzeugung genutzt.³ 2024 befanden sich innerhalb der EU insg. 100 Kernkraftwerke mit einer Kapazität von 98 Gigawatt (GW) in Betrieb. Von dieser Gesamtleistung entfallen mit 63 GW etwa 64 % auf Frankreich. Im Bau ist ein Kernkraftwerk in der Slowakei (0,47 GW). In sechs EU-Staaten ist die Errichtung von Kernkraftwerken geplant. Das sind Tschechien (5,27 GW), Polen (3,75 GW), Bulgarien und Schweden (jeweils 2,5 GW), Ungarn (2,4 GW) und Rumänien (1,44 GW).

² Für das Jahr 2024 liegt (Stand: Juni 2025) noch keine verfügbare amtliche Zahl zur Energie-Importabhängigkeit der EU vor.

³ Da der Kernenergie unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit der gleiche Stellenwert einzuräumen ist wie im Inland gewonnenen Energien, wird die Kernenergie entsprechend internationalen Gepflogenheiten den heimischen Energien zugerechnet.

Abbildung 3.2: Kohleversorgung in der EU im Jahr 2024 (Braunkohlegewinnung, Steinkohleförderung und Steinkohleimporte in Mio. t)



Quelle: EURACOAL, Market Report 2025

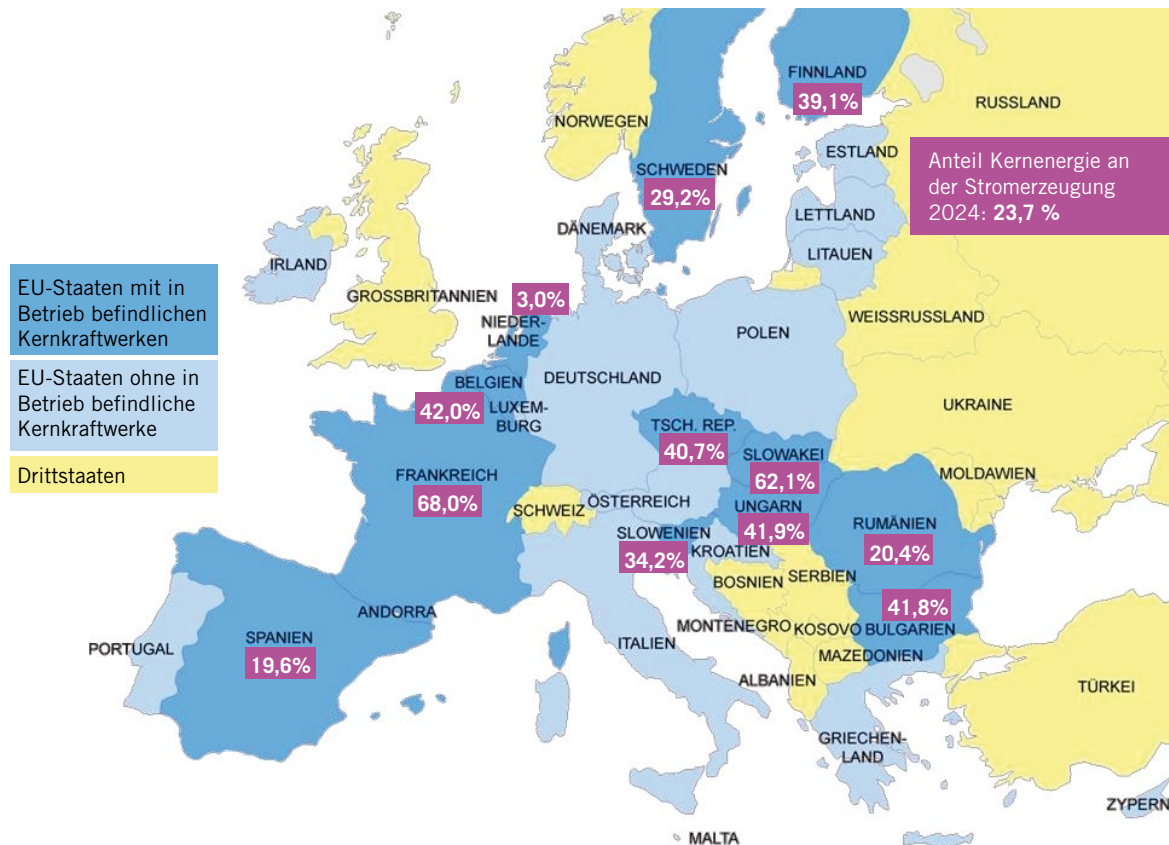
Die Erneuerbaren haben sich zur dritt wichtigsten Energiequelle für die Versorgung der EU entwickelt.

Als zu praktisch 100 % heimische Energien sind die Windkraft, Solarenergie, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie einzustufen. Auf diese erneuerbaren Energien (EE) entfielen im Jahr 2024 gut 21 % des gesamten Energieverbrauchs der EU. Damit haben sich die Erneuerbaren – hinter Erdöl und Erdgas – zur dritt wichtigsten Energiequelle für die Versorgung der EU entwickelt.

Entwicklung des Energieverbrauchs nach Energieträgern

Im Vorjahresvergleich hat der gesamte Energieverbrauch der EU im Jahr 2024 um 0,5 % zugenommen. Der stärkste Anstieg war für erneuerbare Energien und für Kernenergie zu verzeichnen. Der Verbrauch an Erdgas und Erdöl blieb nahezu konstant. Der Ölverbrauch in der EU ist 2024 wieder leicht um 0,4 % angestiegen, nach einem Rückgang im Vorjahr von 2,4 %. Im Jahresverlauf war die Nachfrage an Ölprodukten und an Kohle vergleichsweise stabil. Dies gilt für Öl auch in Bezug auf die Höhe des Verbrauchs in den einzelnen Monaten des Jahres im Vergleich zu den Jahren 2019 bis 2023.

Abbildung 3.3: EU-Staaten mit Stromerzeugung auf Basis von Kernenergie



Quelle: Ember, European Electricity Review 2025

Tabelle 3.1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs der EU27 nach Energieträgern

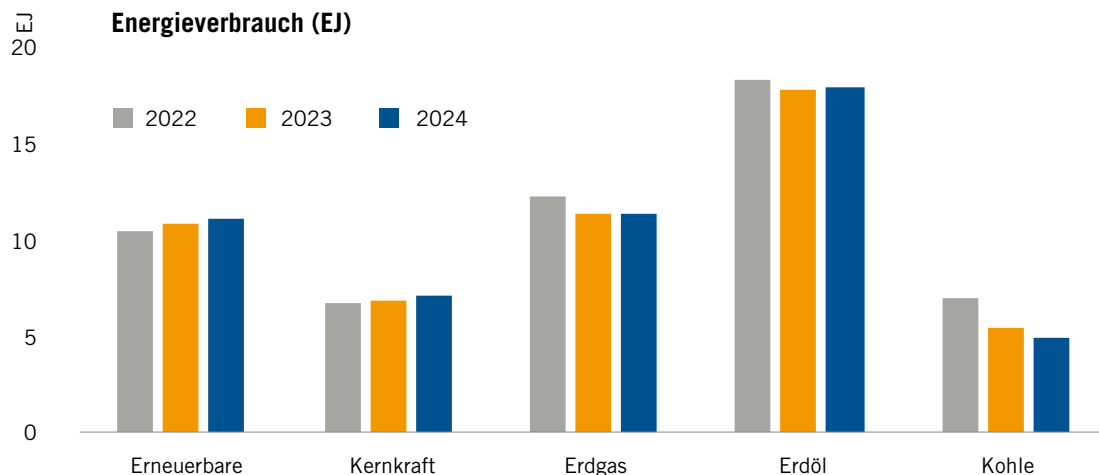
Energieträger	Energieverbrauch in Exajoule (EJ)			Veränderungsrate	
	2022	2023	2024	2023/2022	2024/2023
Erneuerbare	10,4	10,8	11,1	+ 3,5 %	+ 3,4 %
Kernenergie	6,7	6,8	7,1	+ 1,7 %	+ 5,0 %
Erdgas	12,3	11,4	11,4	- 7,3 %	+ 0,1 %
Erdöl	18,3	17,8	17,9	- 2,4 %	+ 0,4 %
Kohle	7,0	5,4	4,9	- 22,5 %	- 10,1 %
Insgesamt	54,6	52,2	52,4	- 4,5 %	+ 0,5 %

Quelle: IEA, Global Energy Review 2025

Demgegenüber war der Verbrauch an Kohle 2024 durchgängig deutlich niedriger als im Zeitraum 2019 bis 2023. Im Vorjahresvergleich 2024/2023 hatte die Kohle Einbußen in Höhe von über 10 % zu verzeichnen. Damit stand

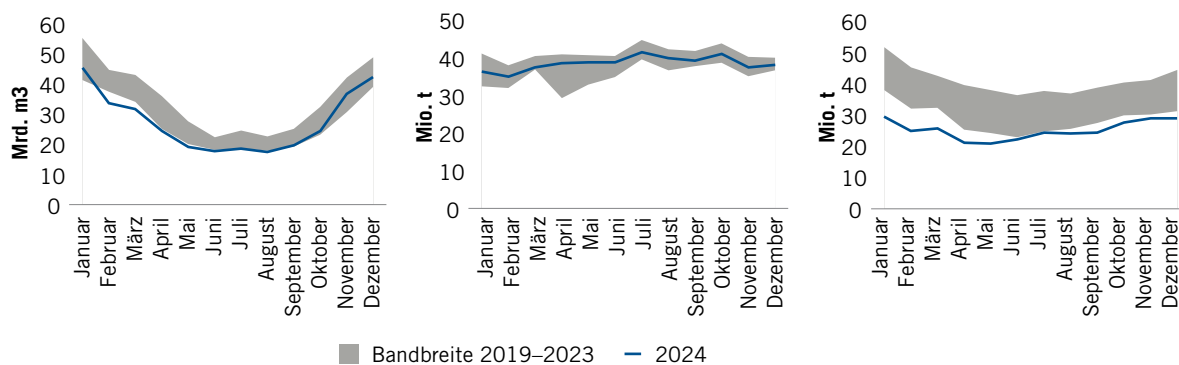
sie in der Rangliste der verschiedenen Energieträger zur Deckung des Verbrauchs im Jahr 2024 hinter der Kernenergie an fünfter Stelle.

Abbildung 3.4: Energieverbrauch in der EU nach Energieträgern



Quelle: IEA, Global Energy Review 2025

Abbildung 3.5: Erdgas-, Öl- und Kohleverbrauch der EU im Jahresverlauf 2024 und gegenüber dem Zeitraum 2019 bis 2023



Quelle: Eurostat; Independent Commodity Intelligence Services (ICIS)

Der Gasverbrauch ist in der EU stark saisonal geprägt. Im Winter ist der Verbrauch im Wärmesektor der Haupttreiber für die Gesamtnachfrage. Die Gasnachfrage im Industriesektor erholte sich 2024 leicht um 0,1 %, lag allerdings noch fast 15 % unter dem Niveau des Jahres 2019.⁴ Im Vergleich zu dem Fünfjahres-Zeitraum 2019 bis 2023 konnte der Gasverbrauch in der EU deutlich gesenkt werden. Dies hat mit dazu beigetragen, dass eine starke Reduktion der Bezüge von Erdgas aus Russland erreicht werden konnte.

4 Vgl. IEA, Global Energy Review 2025, Paris 2015, S. 18.

Stromversorgung nach Energieträgern

Der Stromverbrauch der EU wuchs 2024 um 1,5 %⁵ bei einer Steigerung der Stromerzeugung um knapp 2 %. Nach stagnierenden Verbrauchszahlen über fast zwei Dekaden gab es somit erste Anzeichen für eine Erholung, auch wenn die Elektrifizierung des Verkehrsmarkts und des Gebäudesektors noch nicht so stark fortgeschritten ist, wie dies politisch beabsichtigt war. Mit etwa 3 Mio. verkauften Elektrofahrzeugen ging der Absatz 2024 erstmals um 6 % gegenüber dem Vorjahr zurück. Die Strei-

5 Vgl. IEA, Global Energy Review 2025, Paris 2025, S. 22.

chung von Kaufprämien seitens der deutschen Bundesregierung wird europaweit als maßgeblicher Treiber gesehen. Das Vereinigte Königreich überholte erstmals Deutschland als Hauptabsatzmarkt in Europa.⁶

Auch der Absatz von Wärmepumpen ging 2024 in der EU um 21 % im Vorjahresvergleich zurück.⁷ Dies erklärt sich v.a. durch die Entwicklung in Deutschland. Dort ist der Wärmepumpenabsatz sogar um 50 % im Vergleich zum Vorjahr gesunken. Als Gründe hierfür sind die schwache Konjunktur im Wohnungsneubau sowie die Unsicherheiten rund um die Änderung der Förderlandschaft im Wärmesektor im Zuge der Reform des Gebäudeenergiegesetzes 2024 zu nennen.

Die Erneuerbaren machten 2024 fast die Hälfte der EU-weiten Stromversorgung aus.

Bei der Stromerzeugung setzte sich der Trend der vorherigen Jahre fort. Die Erneuerbaren sind weiter auf dem Vormarsch und machten 2024 fast die Hälfte der EU-weiten Stromversorgung aus. Unter den konventionellen Kraftwerken dominierte die Kernkraft mit einem Anteil von

24 % an der Stromerzeugung, vor Gas mit 16 % und Kohle mit 10 %. Die Gasverstromung ging 2024 um 5 % zurück, trotz eines Wachstums der Stromnachfrage um 1,5 %.⁸ Dies ist hauptsächlich auf den EE-Ausbau zurückzuführen. Die fossilen Energien zusammen machten rund 29 % der Stromerzeugung aus – ein neuer Tiefstand.

Überdurchschnittlicher Niederschlag führte 2024 in der EU zu einer deutlichen Steigerung der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Erstmals überstieg 2024 der kombinierte Anteil von Solar- und Windkraft denjenigen von Kohle und Gas – obwohl 2024 ein windschwaches Jahr war. 57,5 GW an neuen Solaranlagen zur Stromerzeugung wurden 2024 installiert. Das überschreitet die Zubauleistung des Jahres 2023 um 9 % und des Jahres 2022 um 71 %. Allerdings war der Ausbau der Solarenergie stark auf Deutschland, Italien und Spanien konzentriert. In vielen anderen Ländern der EU hat sich das Tempo des Solarausbaus 2024 verlangsamt.⁹

Der Ausbau der Windkraft im Stromsektor schreitet weiter voran. Der Windkraftausbau erreichte im Jahr 2024 eine Neubaukapazität von 12,4 GW, davon 85 % an Land. 1,9 GW an neuer Windkraftkapazität entstanden auf See. Mit einem Ausbau von 3,3 GW ist Deutschland dabei mit Abstand der Spitzenreiter unter allen EU-Staaten. Zum Ende des Jahres 2024 hatte die EU damit insg. 231,4 GW an installierter Leistung im Bereich der Windkraft.¹⁰

6 Vgl. IEA, 2025, Global Energy Review 2025, Paris 2025, S. 24.

7 Vgl. The European Heat Pump Association AISBL, Heat pump sales drop 21 % in 2024, leading to thousands of European job losses, 19.02.2025, abrufbar unter <https://www.ehpa.org/news-and-resources/news/heat-pump-sales-drop-21-in-2024-leading-to-thousands-of-european-job-losses/> (zuletzt abgerufen am 11.06.2025).

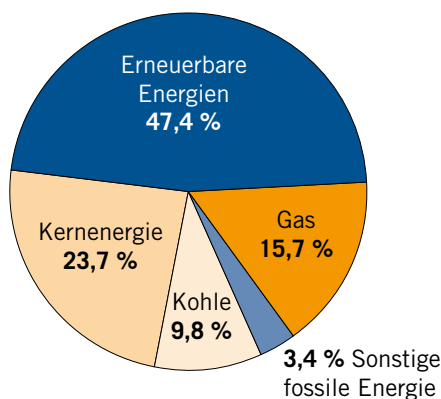
8 Vgl. IEA, Global Energy Review 2025, Paris 2025, S.18.

9 Vgl. IEA, Global Energy Review 2025, Paris 2025, S. 29.

10 Vgl. International Renewable Energy Agency, Renewable Energy Capacity Statistics 2025, Abu Dhabi 2025.

Abbildung 3.6: Stromerzeugung der EU nach Energieträgern 2024

Energiemix Stromerzeugung



Energiequelle	TWh
Solar	304
Wind	477
Wasser	362
Bioenergie	150
Sonstige Erneuerbare	7
Erneuerbare gesamt	1.300
Kernenergie	649
Kohle	269
Gas	430
Sonstige fossile Energie	94
Insgesamt	2.742
Netto-Importe	- 17
Stromverbrauch	2.725

Quelle: Ember, European Electricity Review 2025

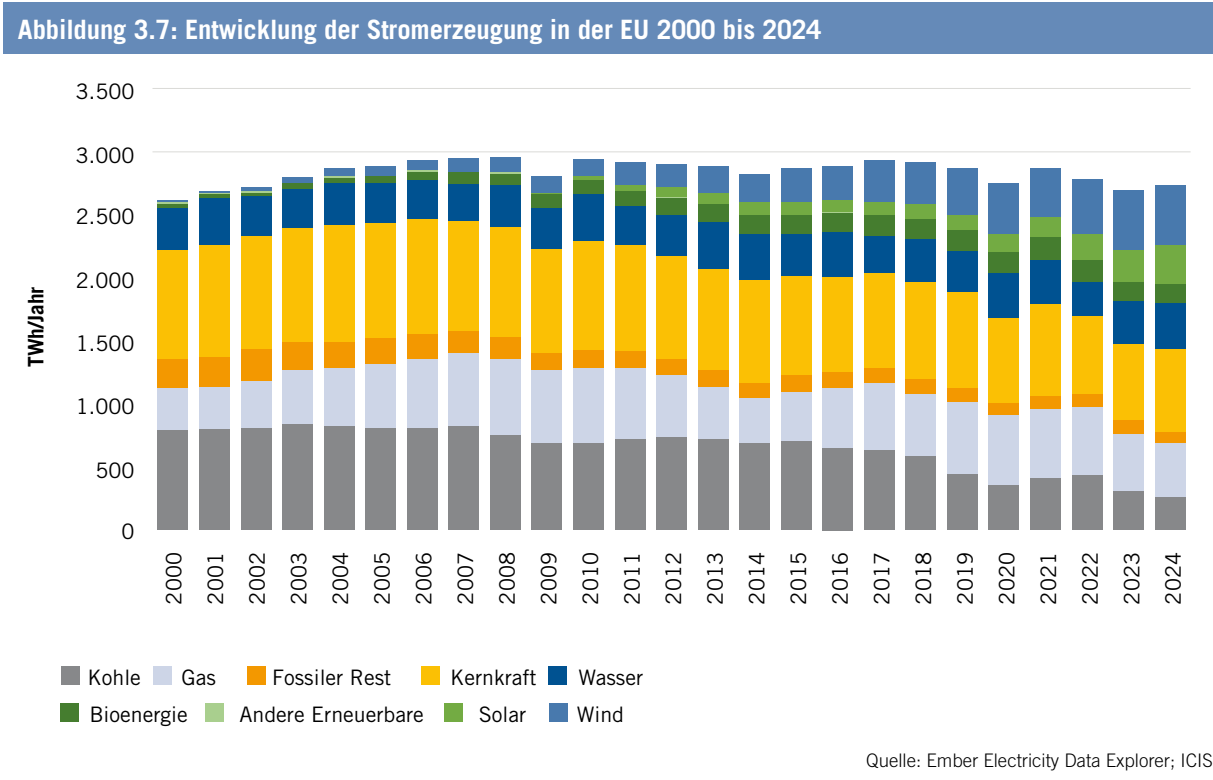


Tabelle 3.2: Installierte Leistung der EE-Anlagen zur Stromerzeugung in der EU 2021 bis 2024

Technologie	2021	2022	2023	2024
	in Megawatt jeweils zum Jahresende			
Wasserkraft*	128.979	130.266	130.771	131.448
Windkraft	188.017	203.704	218.942	231.354
Solarenergie	160.758	194.439	247.379	304.926
Bioenergie	33.222	33.925	32.892	34.581
Geothermie	891	897	897	889
Meeresenergie	218	219	219	219
Insgesamt	512.086	563.449	631.099	703.417

*ohne Pumpspeicherkraftwerke

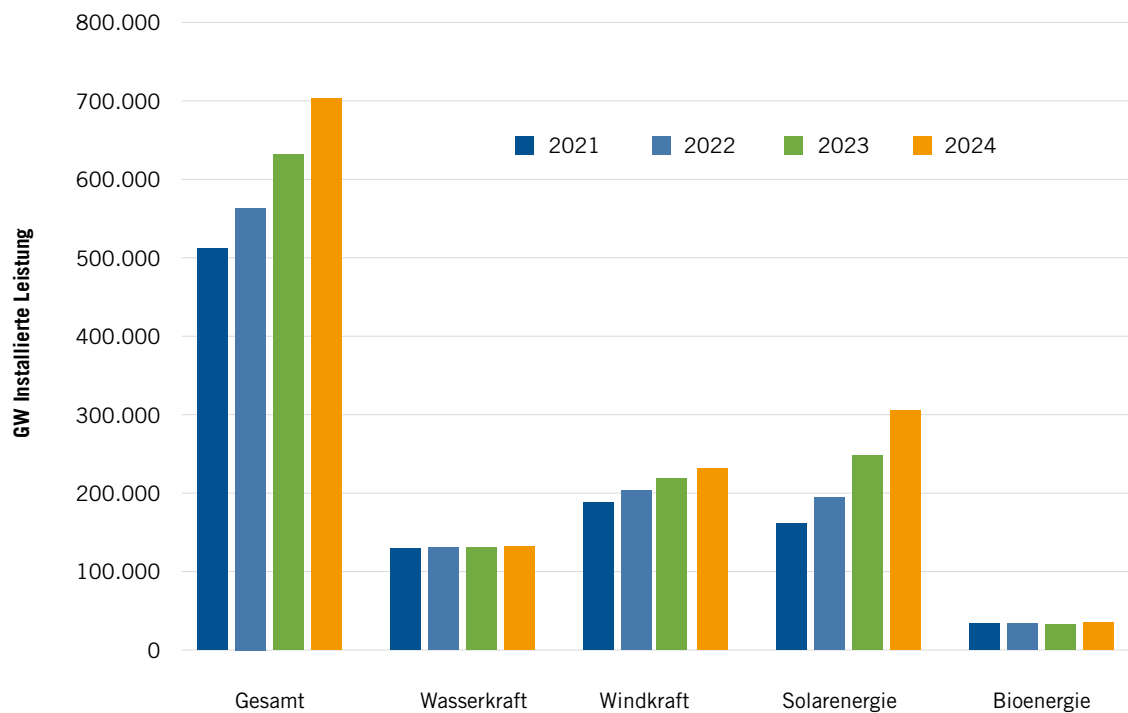
Quelle: International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Energy Capacity Statistics 2025

Entwicklung der CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen der EU27 werden für 2024 mit 2.401 Mio. t beziffert. Das entspricht einem Anteil von 6,4 % an den globalen CO₂-Emissionen, die von der IEA für 2024 mit 37.566 Mio. t angegeben werden. Pro Kopf der Bevölkerung beliefen sich die CO₂-Emissionen der EU 2024 auf 5,3 t. Damit wurde der weltweite Durchschnitt von 4,6 t um rund 15 % überschritten. Die CO₂-Emissionen pro Kopf waren jedoch 60 % niedriger als in

den USA. Dort wurden – bei einer Einwohnerzahl von 345,4 Mio. – für das Jahr 2024 rund 13,2 t pro Kopf der Bevölkerung ermittelt. Die Vergleichszahlen für China lauten 8,9 t bei einer Bevölkerung von 1.419,3 Mio. und für Indien 2,1 t bei einer Bevölkerung von 1.450,9 Mio. im Jahr 2024. Gemessen an der Wirtschaftsleistung entsprechen die CO₂-Emissionen der EU etwa 35 % des weltweiten Durchschnitts.

Abbildung 3.8: Installierte Leistung der EE-Anlagen zur Stromerzeugung in der EU 2021 bis 2024



Quelle: International Renewable Energy Agency (IRENA), Renewable Energy Capacity Statistics 2025

3.2 Schwerpunkte der neuen EU-Kommission

- **Ein Dreiklang aus Wettbewerbsfähigkeit, Dekarbonisierung und Resilienz ist bestimmend für die Agenda der neuen EU-Kommission.**
- **Energiepreise für die Industrie, Unternehmen und Haushalte sollen prioritär adressiert werden.**
- **Erste Maßnahmen zum Bürokratieabbau für Unternehmen hat die EU-Kommission bereits auf den Weg gebracht.**

Nach der Wahl zum Europäischen Parlament vom 06. bis zum 09. Juni 2024 hat Ursula von der Leyen am 01. Dezember 2024 ihre zweite Amtszeit als Kommissionspräsidentin mit einem neuen Kollegium der Kommissionsmitglieder angetreten. Den Themenbereich saubere, gerechte und wettbewerbsfähige Transformation verantwortet dabei die Exekutive Vize-Präsidentin Teresa Ribera, die der Parteienfamilie *Sozialdemokratische Partei Europas (PES)* angehört und zuvor in Spanien Ministerin für den ökologischen Wandel und Demographie sowie dritte stellvertretende Ministerpräsidentin war. Für Energie ist Kommissar Dan Jørgensen, ebenfalls aus der Parteienfamilie der PES, zuständig, wobei der Bereich Wohnen den zweiten Teil seines Portfolios ausmacht. Wopke Hoekstra von der *Europäischen Volkspartei* verantwortet, wie bereits in der letzten EU-Kommission, den Bereich Klima, Netto-Null-Wachstum und sauberes Wachstum. Von Relevanz für den Energiesektor ist auch das Portfolio des Exekutiven Vize-Präsidenten für Wohlstand und Industriestrategie Stéphane Séjourné.

Draghi-Bericht als einflussreicher Impuls

Eine einflussreiche Grundlage für die Schwerpunkte der neuen EU-Kommission war der Bericht des ehemaligen Präsidenten der Europäischen Zentralbank und früheren italienischen Premierministers Mario Draghi *The Future of European Competitiveness*, der von der EU-Kommission beauftragt und Anfang September 2024 veröffentlicht wurde.¹¹ Der Draghi-Bericht konstatiert eine Verlangsamung des Produktivitätswachstums in der Europäischen Union (EU) und fordert mit Dringlichkeit eine neue Industriestrategie, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der EU unter den veränderten geopolitischen Gegebenheiten aufrechtzuerhalten.

➤ **Der Draghi-Bericht fordert u. a. die Schließung der Finanzierungslücke für den von ihm festgestellten zusätzlichen jährlichen Investitionsbedarf von 750 bis 800 Mrd. €.**

Dafür identifiziert Mario Draghi drei zentrale Transformationsbereiche: (i) Beschleunigung von Innovationen und Schließung der Innovationslücke, insb. gegenüber den USA; (ii) ein gemeinsamer Plan für Dekarbonisierung und Wettbewerbsfähigkeit, einschließlich der Senkung der im internationalen Vergleich hohen europäischen Energiepreise; (iii) Erhöhung der Sicherheit und Verringerung von Abhängigkeiten. Zudem fordert der Bericht eine vollständige Umsetzung des EU-Binnenmarktes auf Basis der Empfehlungen des vom Rat der EU in Auftrag gegebenen Letta-Berichts¹²; eine enge Verzahnung von Industrie-, Wettbewerbs- und Handelspolitik in einer gesamtheitlichen Strategie; eine Reform der EU-Governance; und nicht zuletzt die Schließung der Finanzierungslücke für den von ihm festgestellten zusätzlichen jährlichen Investitionsbedarf von 750 bis 800 Mrd. €.¹³

Für eine Stärkung der europäischen Wettbewerbsfähigkeit hat sich zuvor mehrfach auch der Europäische Rat ausgesprochen, unter anderem in der im Juni 2024 verabschiedeten *Strategischen Agenda*¹⁴ und der *Erklärung von Budapest zum Neuen Deal für die europäische Wettbewerbsfähigkeit*¹⁵ im November 2024.

Ein Kompass für die Wettbewerbsfähigkeit

Einen umfassenden Ausblick auf die Prioritäten der EU-Kommission in der kommenden Zeit gibt die Ende Januar 2025 veröffentlichte Kommissionsmitteilung *Ein Kom-*

¹¹ Vgl. COM(2025) 30 final vom 29.01.2025.

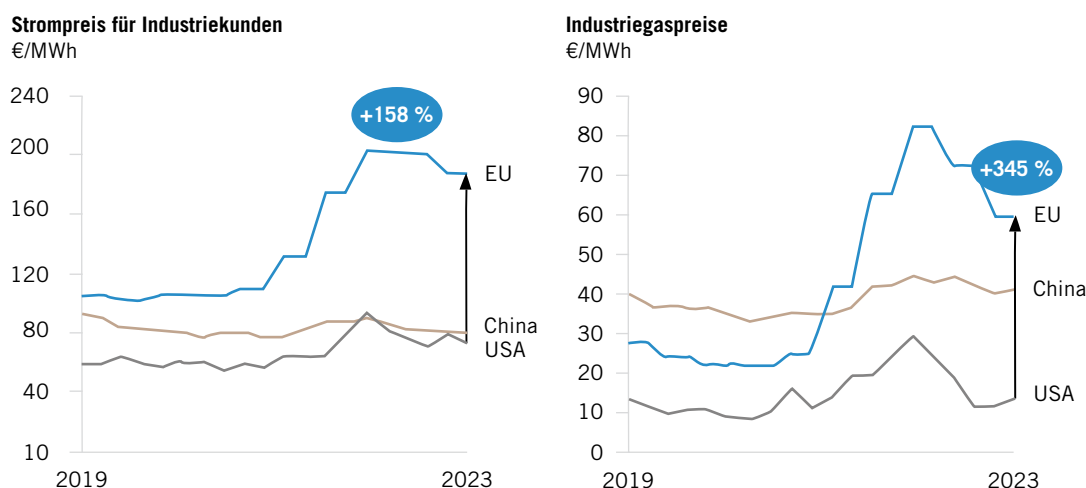
¹² Vgl. Letta, Enrico, *Much More Than a Market*, April 2024, abrufbar unter <https://www.consilium.europa.eu/media/ny3j24sm/much-more-than-a-market-report-by-enrico-letta.pdf> (zuletzt abgerufen am 16.05.2025).

¹³ Zudem stellt der Draghi-Bericht eine große Anzahl sektoraler Empfehlungen vor, darunter für den Energiesektor. Vgl. Draghi, Mario, *The Future of European Competitiveness*, Part B: An In-Depth Analysis and Recommendations, 09.09.2024, abrufbar unter https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en (zuletzt abgerufen am 16.05.2025).

¹⁴ European Council, *Strategic Agenda 2024-2029*, 27.06.2024, abrufbar unter [2024_557_new-strategic-agenda.pdf](https://www.consilium.europa.eu/media/2024/557/new-strategic-agenda.pdf) (zuletzt abgerufen am 16.05.2025).

¹⁵ Vgl. Rat der EU, *Erklärung von Budapest zum Neuen Deal für die europäische Wettbewerbsfähigkeit*, 08.11.2024, abrufbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/11/08/the-budapest-declaration/> (zuletzt abgerufen am 16.05.2025).

Abbildung 3.9: Entwicklung der Strom- und Gaspreise in der EU, den USA und China seit 2019

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis des Draghi-Berichts¹⁶

pass für eine wettbewerbsfähige EU¹⁷, die die Schwerpunkte des Draghi-Berichts – Stärkung von Innovationen, gemeinsamer Ansatz für Dekarbonisierung und Wettbewerbsfähigkeit und Reduktion von Abhängigkeiten – aufgreift. Themen- und sektorübergreifend stellt der EU-Wettbewerbsfähigkeitskompass die Ziele auf, regulatorische Vorgaben zu vereinfachen und Hürden für den EU-Binnenmarkt abzubauen, Finanzierungsbedingungen durch eine Spar- und Investitionsunion zu verbessern sowie einen neu ausgerichteten Mehrjährigen Finanzrahmen aufzustellen, qualifizierte Fachkräfte zu fördern sowie Politikmaßnahmen auf EU- und nationaler Ebene besser zu koordinieren. Im Folgenden werden einzelne Maßnahmen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, beispielhaft vorgestellt.

Um Innovationen zu stärken, kündigt der Wettbewerbsfähigkeitskompass eine *EU Start-Up und Scale-Up Strategie* an, welche u. a. die Zusammenarbeit zwischen Universitäten und dem Privatsektor sowie die Kommerzialisierung von Patenten voranbringen soll. Eine entsprechende Konsultation wurde im Februar und März 2025 von der EU-Kommission durchgeführt. Ein wichtiger Fokus liegt auf dem Thema Künstliche Intelligenz (KI) und

ihren Anwendungen. Eine *KI-Anwendungsstrategie* soll neue industrielle KI-Anwendungen in diversen Sektoren, darunter auch im Energiesektor, fördern. Ferner soll es mit einer Überarbeitung von *Leitlinien zur Bewertung horizontaler Zusammenschlüsse* Änderungen im Wettbewerbsrecht geben, mit dem Ziel, die Wettbewerbsfähigkeit von europäischen Unternehmen in globalen Märkten, ihr Innovationspotenzial und Resilienzaspekte stärker zu berücksichtigen.

Um externe Abhängigkeiten zu reduzieren und Wirtschaftssicherheit zu erhöhen, schlägt der Kompass unter anderem die Schaffung einer gemeinsamen Plattform für kritische Rohstoffe nach dem Vorbild von *Aggregate EU* vor, um die Nachfrage zu bündeln, gemeinsame Einkäufe zu koordinieren und Bedarfe besser zu identifizieren. Mit Partnern weltweit sollen neue *Partnerschaften für sauberen Handel und Investitionen* vorangebracht werden, die Freihandelsabkommen ergänzen, jedoch flexibler ausgestaltet sind und Zusammenarbeit über diverse Bereiche hinweg bündeln sollen. Im Rahmen eines *Paktes für den Mittelmeerraum* sollen Kooperationen in den Bereichen saubere Energien und Technologien vorangebracht werden. Vor dem Hintergrund aktueller geopolitischer Verschiebungen gehört die Stärkung der europäischen Verteidigungsindustrie zu den wichtigsten Prioritäten.

Mit Blick auf die Verbindung von Dekarbonisierung und Wettbewerbsfähigkeit sind im Wettbewerbsfähigkeitskompass weiterhin das Ziel für Klimaneutralität bis 2050

¹⁶ Vgl. Draghi, Mario, The Future of European Competitiveness. Part A: A Competitiveness Strategy for Europe, 09.09.2024, abrufbar unter https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en (zuletzt abgerufen am 16.05.2025).

¹⁷ Vgl. COM(2025) 30 final vom 29.01.2025.

Abbildung 3.10: Handlungsbereiche im Clean Industrial Deal der EU

Clean Industrial Deal					
Zugang zu bezahlbarer Energie	Stärkung der Nachfrage nach sauberen Produkten	Öffentliche und private Investitionen	Kreislaufwirtschaft	Globale Märkte und internationale Partnerschaften	Kompetenzen und hochwertige Arbeitsplätze für eine gerechte Transformation

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Europäische Kommission, Clean Industrial Deal – A Plan for EU Competitiveness and Decarbonization, 2025

sowie eine Emissionsreduktion von 90 % für 2040¹⁸ festgehalten. Für einzelne energieintensive Sektoren – Stahl und Metall, Chemie- und Automobilindustrie – sind im Laufe des Jahres 2025 maßgeschneiderte Aktionspläne angekündigt. Zahlreiche weitere Vorhaben wurden in den am 26. Februar 2025 veröffentlichten Kommissionsmitteilungen *Der Deal für eine saubere Industrie: Ein gemeinsamer Fahrplan für Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung* und *Aktionsplan für erschwingliche Energie (Affordable Energy Action Plan)* konkretisiert.

Clean Industrial Deal

Der *Deal für eine saubere Industrie* (Clean Industrial Deal, CID) verfolgt – in Anlehnung an den Draghi-Bericht und den Wettbewerbsfähigkeitskompass – das Ziel, eine umfassende Wachstumsstrategie aufzustellen, die Klimaschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz miteinander vereint. Insgesamt sollen in seinem Rahmen über 100 Mrd. Euro für die Unterstützung von sauberer Produktion in der EU bereitgestellt werden.¹⁹ Der CID konzentriert sich insb. auf energieintensive Industrien sowie den Clean Tech-Sektor und basiert auf sechs Säulen: Zugang zu bezahlbarer Energie; Schaffung von Leitmärkten; öffentliche und private Investitionen; Förderung der Kreislaufwirtschaft; Zugang zu globalen Märkten und Stärkung internationaler Partnerschaften; Förderung von Kompetenzen und hochwertigen Arbeitsplätzen.

Mit Blick auf den Zugang zu bezahlbarer Energie für die Industrie, Unternehmen sowie Bürgerinnen und Bürger hat der zeitgleich mit dem CID veröffentlichte *Aktionsplan für erschwingliche Energie*²⁰ viele zum Teil

bereits kurzfristig umsetzbare und technologieneutral ausgestaltete Maßnahmen konkretisiert. Um Leitmärkte zu schaffen, sieht der CID u. a. die Einführung von nicht-preislichen Resilienz-, Nachhaltigkeits- und EU-bezogenen inhaltlichen Kriterien für die öffentliche und private Beschaffung in strategischen Sektoren vor. Diese sollen in dem für Ende 2025 angekündigten *Rechtsakt zur beschleunigten Dekarbonisierung der Industrie* definiert werden. Zudem soll ein freiwilliges Label für die CO₂-Intensität von industriellen Produkten entwickelt werden. Auch ist geplant, 2026 den legislativen EU-Rahmen für die öffentliche Beschaffung zu überarbeiten.

Im Rahmen des Clean Industrial Deals sollen über 100 Mrd. € zur Förderung sauberer Produktion bereitgestellt werden.

Für die Stärkung von Investitionen schlägt der CID vor, dass der geplante Wettbewerbsfähigkeitsfonds im Rahmen des nächsten Mehrjährigen Finanzrahmens innovative Industrien fördert und einen *One-stop-shop*-Zugang zur EU-Finanzierung gewährleisten soll. Eine auch mit dem EU-Emissionshandel (ETS) verzahnte *Bank zur Dekarbonisierung der Industrie* soll aufgesetzt werden, mit dem Ziel, 100 Mrd. Euro an Finanzierungsmitteln bereitzustellen. Ein *Rahmen für staatliche Beihilfen für den Deal für eine saubere Industrie* soll einen längeren Planungshorizont von fünf Jahren und größere Planungssicherheit als bislang erlauben, sowie vereinfachte und flexiblere Vorgaben enthalten. Um privates Kapital noch besser hebeln zu können, soll die Risikotragfähigkeit des Programms *InvestEU* verbessert werden.

Um die europäische Kreislaufwirtschaft zu fördern, kündigt der CID einen *Rechtsakt über die Kreislaufwirtschaft* an, der freien Verkehr von Sekundärrohstoffen und Pro-

18 Gegenüber dem Stand von 1990.
19 Vgl. Europäische Kommission, Clean Industrial Deal – A Plan for EU Competitiveness and Decarbonization, abrufbar unter https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/clean-industrial-deal_en (zuletzt abgerufen am 16.05.2025).
20 Vgl. COM(2025) 79 final vom 26.02.2026.

dukten der Kreislaufwirtschaft in der EU ermöglichen und die entsprechende Nachfrage fördern soll. Im Rahmen von *Transregionalen Hubs for Circularity* soll die Zusammenarbeit zwischen Mitgliedstaaten sowie wirtschaftlichen Akteuren vertieft werden. Die Kommission plant auch Maßnahmen, um der EU-Knappheit an sog. schwarzer Masse, einem metallhaltigen Pulver, das bei der Zerkleinerung von Altbatterien entsteht und für die Herstellung neuer Batterien wiederverwendet werden kann, entgegenzuwirken.

Hinsichtlich der Position der EU in globalen Märkten und ihrer internationalen Partnerschaften sieht der CID neben den oben vorgestellten *Partnerschaften für sauberen Handel und Investitionen* u. a. eine Vereinfachung des *CO₂-Grenzausgleichsmechanismus* (CBAM) vor. Eine CBAM-Review soll im zweiten Halbjahr 2025 erfolgen und darauf aufbauend im ersten Halbjahr 2026 ein legislativer Vorschlag vorgelegt werden. Mit Blick auf Kompetenzen und hochwertige Arbeitsplätze ist eine *Union der Kompetenzen* geplant, die sowohl auf die Qualifikationen der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer abzielt als auch auf Ansätze, wie Unternehmen Fachkräfte mit Kompetenzen, die sie benötigen, besser gewinnen können. Ein gemeinsam mit Sozialpartnern zu erarbeitender *Fahrplan für hochwertige Arbeitsplätze* soll Mitgliedstaaten und Unternehmen dabei unterstützen, gute Arbeitsbedingungen, hohe Gesundheits- und Sicherheitsstandards und Zugang zu Weiterbildungen zu gewährleisten.

Energie bezahlbar machen

Die Maßnahmen des *Aktionsplans für erschwingliche Energie* basieren auf der Analyse, dass die Energiepreise in der EU durch einen hohen Anteil importierter fossiler Energien, Ineffizienzen im Stromsystem sowie steigende Systemkosten getrieben sind und damit im internationalen Vergleich relativ hoch sind. Um diese Herausforderung zu adressieren, basiert der Aktionsplan auf vier Säulen: Senkung der Energiekosten; Vollendung der Energieunion; Attraktivität für Investitionen und Sicherstellung der Umsetzung; Vorbereitung auf Krisen.

Zur Senkung der Energiekosten kündigt der Aktionsplan ein Design für die Ausgestaltung von Netzentgelten an, um Flexibilitäten und Investitionen in Elektrifizierung und Netze stärker anzureizen. Im Bereich der Steuern wird der Rat der EU aufgerufen, die Überarbeitung der Energiesteuerrichtlinie zu vollenden. Zudem wird es Empfehlungen für Mitgliedstaaten geben, wie Belastungen durch Steuern und Abgaben auf nationaler Ebene gesenkt werden können. Explizit angesprochen wird die Möglichkeit der Stromsteuersenkung auf das europäische Minimum (0,5 €/MWh). Auf der Angebotsseite sollen *Power Purchase Agreements (PPAs)* und langfristige Verträge zwischen Anbietern sauberer Energien und industriellen Kunden gefördert werden. Im Rahmen des *European Grids Package*, das bis Anfang 2026 vorgelegt werden soll, sind legislative Vorschläge angekündigt, um eine weitere Beschleunigung der Genehmigungsverfahren bei Netzen, Speichern und erneuerbaren Energien zu erreichen. Darin sind auch eine grenzüberschreitende integrierte Planung von Interkonnektoren sowie ein Mechanismus zur Kostenteilung vorgesehen. Zudem plant die EU-Kommission, Flexibilitäten in Form von Speichern und Nachfragesteuerung stärker zu fördern.

Um die Funktionsweise von Gasmärkten in der EU zu überprüfen und, falls erforderlich, Maßnahmen zu ergreifen, um marktverzerrendes Handeln zu unterbinden, hat die EU-Kommission bereits Anfang 2025 eine Gasmarkt-Taskforce eingerichtet. Mit Blick auf den Gashandel soll zudem die Zusammenarbeit zwischen der *Europäischen Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde (ESMA)* und der *EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)* sowie zwischen Energie- und Finanzmarktregulierungsbehörden auf nationaler Ebene gestärkt werden. Schließlich soll auch Energieeffizienz mit einer Reihe von Maßnahmen, darunter Programmen der Europäischen Investitionsbank, stärker gefördert werden.

Zur Vollendung der Energieunion sind für 2026 ein neuer *Aktionsplan für die Elektrifizierung* sowie eine *Strategische Roadmap für die Digitalisierung und KI im Energiesektor* angekündigt. Mit der letzteren soll der Roll-out von

²¹ Vgl. COM(2025) 79 final vom 26.02.2026.

Abbildung 3.11: Säulen des Aktionsplans für erschwingliche Energie

Energiekosten
senken

Energieunion
vollenden

Attraktivität für
Investitionen erhöhen und
Umsetzung sichern

Vorbereitung
auf Krisen

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Europäische Kommission²¹

KI-Lösungen in Bereichen wie Netzoptimierung, Energieeffizienz und Nachfrageflexibilität vorangebracht werden. In diesem Zusammenhang will die EU-Kommission auch Vorschläge erarbeiten, wie Datenzentren nachhaltig in das Energiesystem integriert werden können. Um die bestehende Investitionslücke zu schließen und privates Kapital für die Energiewende zu mobilisieren, kündigt der Aktionsplan für bezahlbare Energie eine *Investitionsstrategie für saubere Energie* an.

Der Aktionsplan schlägt ferner einen umfassenden Dreiparteienvertrag zwischen öffentlichem Sektor, Energieversorgungsunternehmen und Industriekunden vor, um Unsicherheiten für alle Parteien zu reduzieren. In Vorbereitung auf mögliche künftige Krisen ist für 2026 die Überarbeitung der EU-Architektur für die Versorgungssicherheit vorgesehen. Zur Vermeidung von Preisspitzen sollen Leitlinien zur Nachfragesenkung und Vergütungsanreizen in Spitzenlastzeiten veröffentlicht sowie bei regionalen Preiskrisen temporäre Erhöhungen verfügbarer grenzüberschreitender Kapazitäten vorgesehen werden.

Bürokratieabbau

Ein weiterer Schwerpunkt der neuen EU-Kommission liegt auf dem Abbau von Bürokratie und Berichtspflichten. Das erklärte Ziel ist, bis zum Ende der Legislaturperiode in 2029 administrative Hürden generell um 25 % und diejenigen für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) um 35 % zu reduzieren.²² Mit dem ersten, ebenfalls am 26. Februar 2025 veröffentlichten, sog. *Omnibuspaket* wurde in mehreren Legislativvorschlägen die Vereinfachung von Berichtspflichten im Bereich Nachhaltigkeitsberichterstattung, darunter die *EU-Richtlinie zur Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen (CSRD)*, die EU-Taxonomie und die *Corporate Sustainability Due Diligence Directive (CSDDD)*, adressiert. Der sog. *Stop-the-Clock-Vorschlag* der Europäischen Kommission, der u.a. eine zeitliche Verschiebung der Erstanwendung der Nachhaltigkeitsberichterstattung gemäß CSRD um zwei Jahre vorsieht, ist nach Zustimmung des Rats der EU und des Europäischen Parlaments bereits im April 2025 in Kraft getreten. Durch die Anhebung der Schwellenwerte im Geltungsbereich der CSRD und der Taxonomie sollen bei den Berichtspflichten zudem nunmehr v. a. größere Unternehmen in den Blick genommen werden. Bei der Sorgfaltspflicht zur Unterstützung verantwor-

tungsvoller Geschäftspraktiken (CSDDD) soll der Fokus in Zukunft auf direkten Geschäftspartnern liegen.

Beendigung russischer Energieimporte

Im Mai 2025 legte die Europäische Kommission eine *Roadmap zur Beendigung russischer Energieimporte*, einschließlich Öl, Gas sowie Kernenergie, vor. Das Vorgehen soll dabei schrittweise und koordiniert sein, die Energieversorgungssicherheit der EU soll gewahrt und Auswirkungen auf Preise begrenzt werden. Bereits für die kommenden Monate 2025 sind konkrete Legislativvorschläge geplant. Im Bereich Gas sollen Überwachung und Rückverfolgbarkeit von russischem Gas auf den EU-Märkten vorangebracht werden. Es soll keine neuen Verträge mit russischen Gaslieferanten (Pipeline-gas und verflüssigtes Erdgas) geben und bestehende Spotverträge sollen bis Ende 2025 eingestellt werden. Bis Ende 2027 sollen alle verbleibenden Importe von russischem Gas eingestellt werden. Die Mitgliedstaaten sollen nationale Ausstiegspläne für russisches Gas und Erdöl aufstellen. Im Bereich Kernenergie sind Handelsbeschränkungen für angereichertes Uran aus Russland sowie ein Verbot neuer Verträge geplant.²³

In Zeiten zunehmender geopolitischer Volatilität, zuletzt einschließlich der Unsicherheiten durch die neue globale Rolle der USA und die U.S.-amerikanische Handels- und Zollpolitik nach der Wiederwahl von Donald Trump zum Präsidenten, wird für Europa und Deutschland wohl auch weiterhin der Grundsatz gelten: Energiepolitik muss immer auch als Wirtschafts- und Sicherheitspolitik gedacht werden.

²² Vgl. European Commission, Commission proposes to cut red tape and simplify business environment, 26.02.2025, abrufbar unter https://commission.europa.eu/news/commission-proposes-cut-red-tape-and-simplify-business-environment-2025-02-26_en (zuletzt abgerufen am 16.05.2025).

²³ Vgl. COM(2025) 440 final/2 vom 12.05.2025.

3.3 Einführung eines europäischen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus – Stand der Umsetzung

- Die Europäische Union (EU) hat zum 1. Oktober 2023 einen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) eingeführt. Der CBAM ist eng mit dem EU-Emissionshandel für die Industrie und Energiewirtschaft (EU-ETS I) verknüpft und zielt darauf ab, Carbon Leakage – also die Verlagerung emissionsintensiver Produktionsprozesse in Drittstaaten mit weniger strikten Klimaschutzvorgaben – zu verhindern.
- Die Einführungsphase endet am 31. Dezember 2025. Die Regelphase beginnt ab dem 1. Januar 2026. Danach dürfen CBAM-Waren nur noch von autorisierten CBAM-Anmeldern eingeführt werden und die freie Zuteilung im EU-ETS I wird reduziert.
- Der Mechanismus ist mit einem hohen Maß an Bürokratie verbunden. Im Jahr 2025 müssen noch viele Umsetzungsrechtsakte verabschiedet werden, bevor die Regelphase beginnen kann und beim Import von CBAM-Waren Ausgleichszahlungen fällig werden.

Der CBAM gilt für bestimmte sog. *graue*, direkte Treibhausgas (THG)-Emissionen von Produkten. Im Englischen spricht man von *embedded emissions*, also von Emissionen, die bei der Herstellung eines Produkts entstehen. Sie sind in der Kombinierten Nomenklatur (KN) für die Sektoren Strom, Zement, Eisen und Stahl, Düngemittel, Wasserstoff und Aluminium definiert und in Anhang I der CBAM-Verordnung ((EU) 2023/956) aufgeführt. Erfasst werden CO₂-Emissionen sowie N₂O-Emissionen aus der Herstellung bestimmter Chemikalien und Emissionen von perfluorierten Kohlenwasserstoffen aus der Aluminiumherstellung. Bestimmte weiterverarbeitete Produkte (z. B. Schrauben) fallen ebenfalls in den Anwendungsbereich des CBAM. Indirekte Emissionen, die durch den für die Herstellung verwendeten Strom anfallen, werden vom CBAM für die Produktgruppen Zement und Düngemittel erfasst (Anhang II der CBAM-Verordnung). Der CBAM soll nach und nach auf weitere Produkte ausgeweitet werden. Für die Umsetzung in Deutschland ist neben dem Zoll v. a. die Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) zuständig.

Beabsichtigte Wirkungsweise des CBAM

Grundidee des CBAM ist, dass in Zukunft auch die THG-Emissionen bestimmter energieintensiv hergestellter Produkte, die in die EU importiert werden, mit einem Preis belegt werden. Damit sollen gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen europäischen Produzenten, die dem EU-ETS I unterliegen, und Importeuren aus Drittstaaten ohne eine CO₂-Bepreisung geschaffen werden. Eine Verlagerung von EU-Produktion ins Ausland mit weniger anspruchsvollen Klimavorgaben (*Carbon Leakage*) soll verhindert werden. Ab 2026 werden der Erwerb und die Abgabe von CBAM-Zertifikaten für CBAM-Verpflichtete verbindlich. Die Menge der abzugebenden CBAM-Zertifikate ergibt sich durch die Multiplikation der Menge an grauen Emissionen des importierten CBAM-Produkts mit dem durchschnittlichen Auktionspreis im EU-ETS I der vorhergehenden Woche.

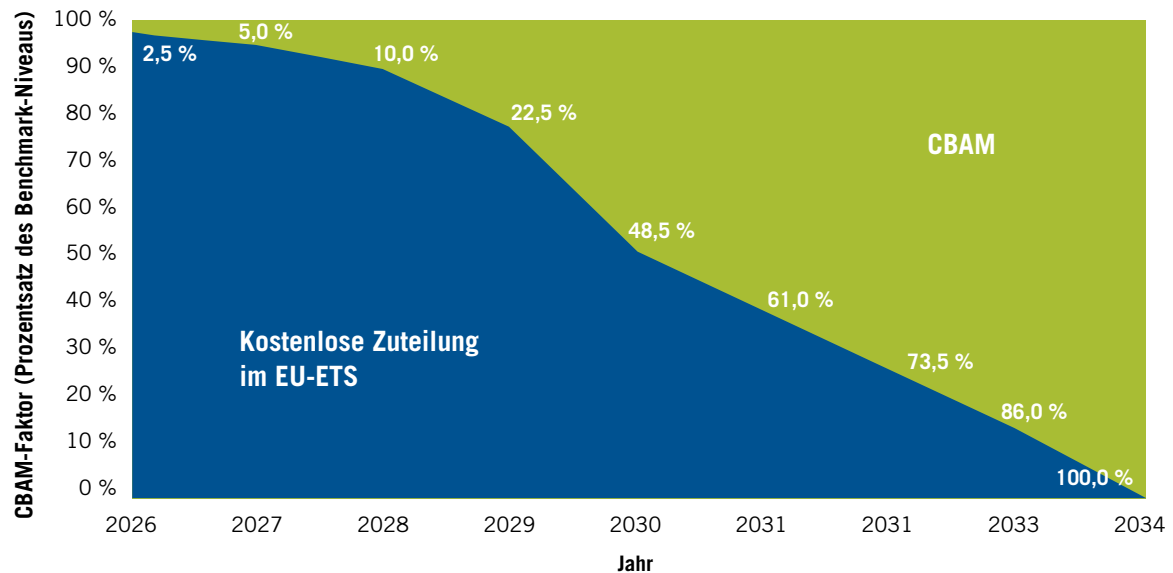
So soll der CBAM das zentrale EU-Instrument zum Schutz vor Carbon Leakage werden und die kostenfreie Zuteilung von Zertifikaten an europäische Produzenten, die im internationalen Wettbewerb stehen, schrittweise ersetzen: Mit dem Beginn der Regelphase wird für Anlagen, die CBAM-Waren herstellen, die kostenlose Zuteilung von EU-ETS-Zertifikaten reduziert. Der Kürzungsfaktor (CBAM-Faktor) beträgt für das Jahr 2026 2,5 % und steigt Jahr für Jahr an. Die genaue Höhe des CBAM-Faktors für das jeweilige Jahr ist in der EU-ETS-Richtlinie festgelegt. Ab dem Jahr 2034 werden die betroffenen Anlagen keine freie Zuteilung mehr erhalten. In dem Maße, wie die freie Zuteilung gesenkt wird, erhöht sich von Jahr zu Jahr die Menge der vom zugelassenen CBAM-Anmelder für die importierten CBAM-Waren abzugebenden CBAM-Zertifikate.

➤ Eine Verlagerung von EU-Produktion ins Ausland mit weniger anspruchsvollen Klimavorgaben (Carbon Leakage) soll verhindert werden.

Ist im Nicht-EU-Herkunftsland eines Produkts bereits ein effektiver CO₂-Preis zu zahlen, kann dieser unter bestimmten Bedingungen – die erst noch festgelegt werden müssen – bei der Einfuhr berücksichtigt und so die CBAM-Abgabe reduziert werden. Die EU-Kommission verspricht sich davon Anreize für Drittstaaten, damit diese ebenfalls CO₂-Bepreisungssysteme einführen.

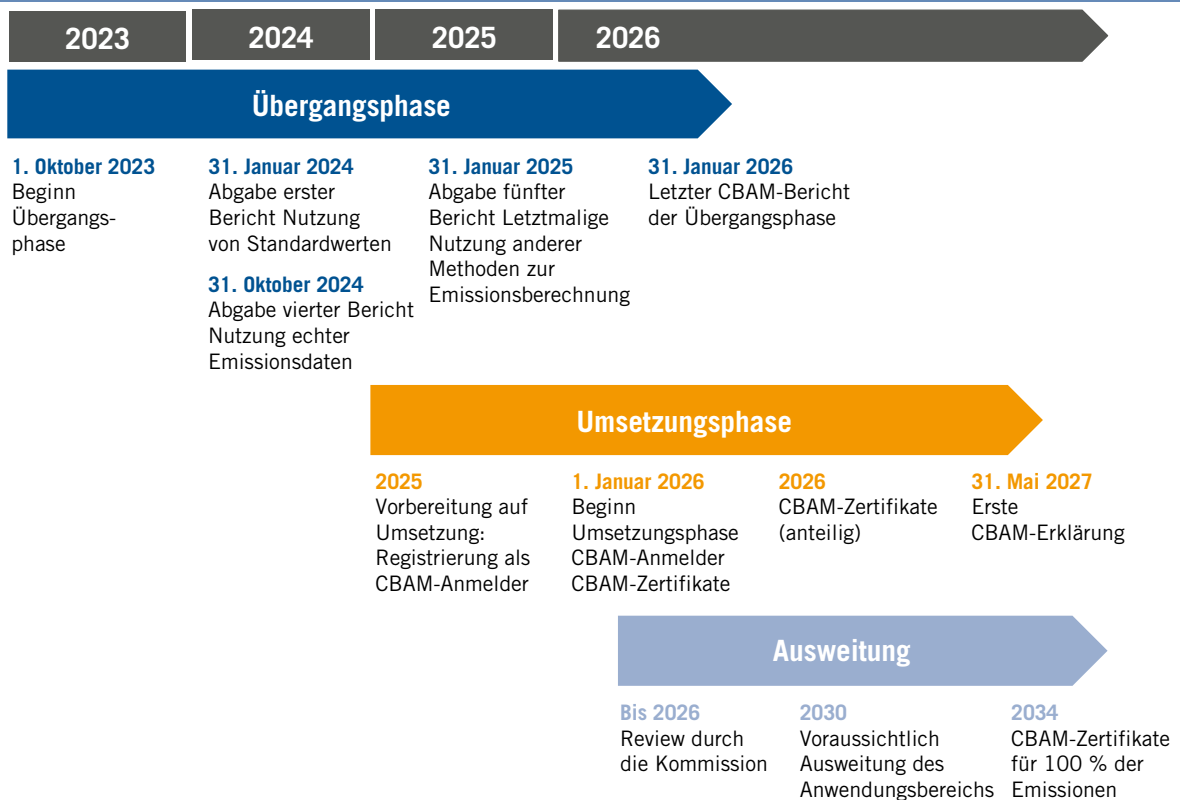
Reaktionen auf den europäischen CO₂-Grenzausgleichsmechanismus

Die einseitige CBAM-Einführung der EU stößt auf gemischte Reaktionen in Drittländern. Norwegen wird sich ab 2026 am EU-CBAM beteiligen. Die norwegische Regierung wird die CBAM-Verordnung freiwillig umsetzen.

Abbildung 3.12: Übergang von freier Emissionszuteilung zum CO₂-Grenzausgleichssystem (CBAM)

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Europäische Kommission, The Carbon Border Adjustment Mechanism, 2023

Abbildung 3.13: Zeitleiste für die CBAM-Umsetzung



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf GTAI Germany Trade and Invest, CBAM: CO₂-Grenzausgleichsmechanismus, 2023

Das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland (UK) hat angekündigt, ab dem 1. Januar 2027 seinen UK-CBAM einzuführen, der sich zwar am EU-Mechanismus orientiert, aber nicht identisch damit ist. In den USA besteht ebenfalls Interesse an einem *Border Carbon Adjustment* (BCA; auch als *foreign pollution fee* bezeichnet); Kongress und Administration arbeiten bspw. an Datenerhebungen für ein solches Instrument.

China und mehrere andere Staaten haben Bedenken gegenüber dem EU-CBAM geäußert.

Gleichzeitig wird der EU-CBAM von einigen Staaten kritisch betrachtet. So haben China und mehrere weitere Länder Bedenken gegenüber dem EU-Ansatz geäußert. Bei der Klimakonferenz der Vereinten Nationen (VN) COP29 im November 2024 in Baku sprach sich China dafür aus, den CBAM und die internationalen Reaktionen darauf in die Tagesordnung der VN-Klimaverhandlungen aufzunehmen. Eine Blockade der COP29 konnte dadurch vermieden werden, dass die Thematik in der G20-Gipfelerklärung platziert wurde. Darin ist die Rede von willkürlicher und ungerechtfertigter Diskriminierung von Drittstaaten durch unilaterale Maßnahmen (gemeint ist ausdrücklich der EU-CBAM) und einer versteckten Beschränkung des internationalen Handels. Die EU steht somit vor der Herausforderung, ihre Position umfassend zu erläutern und internationale Partner von der Legitimität des Mechanismus zu überzeugen, um Gegenmaßnahmen von Drittländern vorzubeugen.

Zur Situation in Deutschland

Das Treibhausgasemissionshandels-Europarechtsanpassungsgesetz 2024 (TEHG-Novelle) dient v. a. der Umsetzung der geänderten EU-Emissionshandelsrichtlinie ((EU) 2023/959) in nationales Recht, schafft aber auch die nationalen Rechtsgrundlagen für den CBAM. Mit großer Verzögerung ist die Novelle in der vorherigen Legislaturperiode am 6. März 2025 in Kraft getreten.

Die deutsche Industrie ist für ihre vielfältigen Wertschöpfungsketten auch auf den Import von CBAM-Waren angewiesen. Diese Wertschöpfungsketten könnten reißen, wenn sich Importeure solcher Waren im Jahr 2025 nicht, wie vorgeschrieben, als sog. CBAM-Anmelder autorisieren lassen können. Sie werden dann ab dem 1. Januar 2026 keine CBAM-Waren mehr einführen dürfen. In der CBAM-Verordnung ist festgelegt, dass der Mechanismus

bestimmte graue, direkte THG-Emissionen umfasst und die Einfuhr nur durch zugelassene CBAM-Anmelder gestattet ist. Die kontinuierliche Versorgung zahlreicher Industriezweige mit für die Produktion essenziellen CBAM-Waren – etwa bestimmten Schrauben oder Ersatzteilen – muss auch beim Übergang in die Regelphase gewährleistet bleiben. Um Unterbrechungen zu vermeiden, wird derzeit diskutiert, vorläufige behördliche Autorisierungen einzuführen, die nach abschließender Prüfung in endgültige Zulassungen überführt werden könnten. Hintergrund ist der zeitintensive Autorisierungsprozess, der durch das späte Inkrafttreten der TEHG-Novelle zusätzlich unter Zeitdruck geraten ist. Ziel ist es, einem faktischen Importstopp für CBAM-Waren zum Jahresende 2025 vorzubeugen.

Noch Einiges an sekundärer Gesetzgebung erforderlich

Zunächst bedarf es noch einer großen Anzahl an europäischen Delegierten und Umsetzungsrechtsakten, um die CBAM-Verordnung zu konkretisieren und in der Praxis anwendbar zu machen. Die EU-Kommission arbeitet an diesen Rechtsakten, die vor dem 1. Januar 2026 Wirkung entfalten müssen. Von vielen Akteuren werden zudem rasche und grundsätzliche Verbesserungen und Anpassungen des Mechanismus gefordert, allen voran, von Mario Draghi in seinem im September 2024 vorgelegten Bericht zur Zukunft der europäischen Wettbewerbsfähigkeit.²⁴ Darin führt Mario Draghi aus, dass der CBAM zwar ein wichtiges Instrument für europäische Unternehmen sei, um gegenüber internationalen Wettbewerbern, die niedrigere oder gar keine CO₂-Preise zu schultern haben, bestehen zu können. Es sei aber noch ungewiss, ob dieser Mechanismus diesen Schutz auch leisten werde. Er empfiehlt, die Wirkweise des CBAM genau zu beobachten und das Design während der noch kurzen Übergangsphase bis 2026 zu verbessern. Sollte sich herausstellen, dass das Ziel, Carbon Leakage zu verhindern, mit dem bestehenden Mechanismus nicht erreicht werden kann, plädiert Mario Draghi dafür, die Abschmelzung der freien Zuteilungen auszusetzen.

²⁴ Vgl. Draghi, Mario, The Future of European Competitiveness. Part A: A Competitiveness Strategy for Europe, 09.09.2024, abrufbar unter https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en (zuletzt abgerufen am 16.05.2025); Draghi, Mario, The Future of European Competitiveness, Part B: An In-Depth Analysis and Recommendations, 09.09.2024, abrufbar unter https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en (zuletzt abgerufen am 16.05.2025).

Konkrete Verbesserungen des CBAM gefordert

Die Zahl der Vorschläge, wie der CBAM verbessert und praxistauglicher gemacht werden kann, nimmt zu. Betroffene Unternehmen, die auf CBAM-pflichtige Importe aus Drittländern angewiesen sind, befürchten, dass dessen aktuelle Ausgestaltung ihre Wettbewerbsfähigkeit mindern werde. Von besonderer Bedeutung ist die Definition einer CBAM-spezifischen De-minimis-Schwelle – also einer Freigrenze, unterhalb derer Einfuhren nicht unter die Regelungen des CBAM fallen. Bislang verweist letztere nur allgemein auf den Unionszollkodex (UZK), nach dem nur Lieferungen mit einem Wert von unter 150 € zollfrei und damit vom CBAM ausgenommen bleiben. Im Rahmen der andauernden Revision des UZK wird diskutiert, die 150 €-Schwelle ganz abzuschaffen. Zur Wahrung eines angemessenen Verhältnisses von Aufwand und Nutzen wird eine Anhebung der Schwelle beim CBAM diskutiert. Ein Blick auf den geplanten UK-CBAM zeigt, dass dort eine De-minimis-Schwelle von 50.000 britischen Pfund über einen Zeitraum von zwölf Monaten gelten soll.

Ein weiteres Problem, auf das v. a. die exportorientierten deutschen Unternehmen aufmerksam gemacht haben, betrifft den mit dem CBAM zwangsläufig verbundenen Exportpreisanstieg. Denn der Wegfall der freien Zuteilung auch für die exportierten CBAM-Waren gefährdet die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen EU-Unternehmen am Weltmarkt. Ein Bepreisungsmechanismus, der die grauen Emissionen von heimischer Produktion und eingeführten Produkten belastet, muss aus Sicht der betroffenen Unternehmen auch Wettbewerbsnachteile der europäischen Industrie auf Exportmärkten ohne CO₂-Bepreisung verhindern und effektiv die internationale Wettbewerbsfähigkeit für CBAM-Produkte sichern. Eine solche Exportlösung muss konform mit den Regelungen der Welthandelsorganisation ausgestaltet werden. Deshalb wird von der Wirtschaft gefordert, das bislang bestehende Regelwerk anzupassen, um den Verlust von Wertschöpfung in der EU zu verhindern und die Wettbewerbsfähigkeit von Exporten in Drittländer zu erhalten.

EU-Kommission plant Vereinfachungen beim CBAM

Die EU-Kommission hat am 26. Februar 2025 ein sog. *Omnibus*-Paket vorgelegt, ein Paket mit mehreren Maßnahmen zur Anpassung des CBAM-Instruments. Die Vereinfachungen betreffen vor allem die De-minimis-Schwelle sowie die Datenbeschaffungs- und Berichtspflichten der Importeure. Die Einführung einer eigenen, d. h. in der

CBAM-Verordnung selbst verankerten, und auf den CBAM abgestimmten kumulativen De-minimis-Schwelle wird allgemein begrüßt. Ob der vorgeschlagene Schwellenwert von 50 t Nettomasse bei importierten CBAM-Waren pro Jahr den Großteil der betroffenen Unternehmen entlasten bzw. ausnehmen wird, lässt sich derzeit noch nicht abschließend beurteilen.

Die geplante Vereinfachung der Berichtspflichten wird überwiegend positiv bewertet, da sie die Compliance der betroffenen CBAM-Anmelder erleichtern soll. Dasselbe gilt für die Vorgaben zur Pflicht, ausreichend CBAM-Zertifikate vorzuhalten: die Reduzierung der vorzuhaltenden Kontodeckung auf 50 % anstatt 80 % wird hier als sinnvoll erachtet.

➤ Für den Herbst 2025 hat die EU einen umfassenden CBAM-Review-Prozess geplant.

Allerdings fehlt es an einer pragmatischen Lösung für die Behandlung von Exporten. Diese soll in einem umfassenden Review-Bericht aufgegriffen werden, der für Herbst 2025 angekündigt ist. Die Vereinfachungsvorschläge sind in einer Verordnung im Rahmen des Omnibus-Pakets gebündelt, dem Rat und Europaparlament noch zustimmen müssen. Das ordentliche Gesetzgebungsverfahren in der EU dauert im Schnitt mind. zwei Jahre. Es besteht aber grundsätzlich die Möglichkeit, das Verfahren im Rahmen eines Trilogs deutlich zu beschleunigen, wenn sich die drei EU-Institutionen einig sind.

Energie in Deutschland

- 4.1 Zahlen & Fakten
- 4.2 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland
- 4.3 Neuregelung der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung ab 2027
- 4.4 Stromspeicher für die Energiewende:
Stand und Anwendung der verfügbaren Speichertechnologien
- 4.5 Wärmeversorgungslösungen mit Wärmepumpen im Gebäudebestand
- 4.6 Rahmenbedingungen für ein tragfähiges Gasverteilnetz in einem klimafreundlichen Energiesystem



4.1 Zahlen & Fakten

- Der Energieverbrauch in Deutschland sank im Jahr 2024 gegenüber dem Vorjahr um 1,2 % auf 359,2 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten (Mio. t SKE).
- Die beiden wichtigsten Herkunftsländer der nach Deutschland gelieferten Energierohstoffe waren 2024 Norwegen und die USA.
- Erneuerbare Energien trugen 2024 mit 20 % zum Primärenergieverbrauch und mit 55 % zur Deckung des Brutto-Stromverbrauchs im Inland bei.
- Die außenwirtschaftliche Energie-Nettorechnung (Importe minus Exporte) hat sich 2024 im Vergleich zum Vorjahr um 10,9 Mrd. € auf 74,3 Mrd. € verringert, war aber immer noch um 76 % höher als 2020.
- Die Treibhausgas-Emissionen lagen 2024 um 48,2 % unter dem Niveau von 1990.

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2024 auf 10.529 Petajoule.¹ Dies entspricht 359,2 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten (Mio. t SKE) bzw. 252 Mio. t Öleinheiten. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Primärenergieverbrauch um 1,2 % vermindert. Wesentliche Einflussfaktoren für diese Entwicklung waren die im Vergleich zum Vorjahr um 0,2 % verringerte Wirtschaftsleistung sowie die etwas mildere Witterung. Wachstumsimpulse gingen von dem fortgesetzten Anstieg der Bevölkerungszahl auf 83,6 Millionen Ende 2024 und den im Vergleich zum Vorjahr gesunkenen Energiepreisen aus. Damit hat der Primärenergieverbrauch 2024 den niedrigsten Stand seit 1990 erreicht.

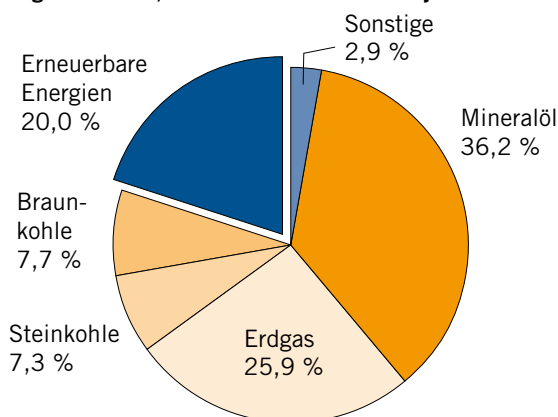
Der für 2024 ermittelte Verbrauch lag um 149,4 Mio. t SKE bzw. 29,4 % unter dem Vergleichswert des Jahres

1990 von 508,6 Mio. t SKE. Der Primärenergieverbrauch pro Einheit preisbereinigtes Bruttoinlandsprodukt (BIP) hat sich 2024 gegenüber dem Stand des Jahres 1990 nahezu halbiert. Die kontinuierliche Verbesserung der Energieeffizienz, aber auch der Strukturwandel zu Lasten der energieintensiven Industrie sowie Veränderungen im Energiemix erklären nach den Berechnungen und Erhebungen der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen* e. V. die Entkopplung von Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch während der letzten Jahrzehnte. Der 2024 realisierte Primärenergieverbrauch entspricht 83,5 kg SKE pro 1.000 € BIP. Im weltweiten Durchschnitt war der Energieverbrauch 2024 – gemessen an der Wirtschaftsleistung – doppelt so hoch wie in Deutschland. Der deutsche Primärenergieverbrauch pro Kopf lag 2024 bei 4,3 t SKE. Das war ein Drittel weniger als 1990. Die CO₂-Emissionen werden für 2024 auf insgesamt 572,5 Mio. t veranschlagt. Das entspricht 6,8 t pro Kopf. Seit 1990 haben sich die CO₂-Emissionen um 45,7 % und die gesamten Treibhausgas-Emissionen um 48,2 % vermindert.

¹ Mögliche Abweichungen in den statistischen Angaben zwischen den einzelnen Artikeln der *Energie für Deutschland* ergeben sich durch unterschiedliche Quellen bzw. Abgrenzungen der Daten.

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2024

Insgesamt: 359,2 Mio. t SKE (10.529 Petajoule)



Anteile in %

	1990	2024
Fossile Energien	87,5	79,1
Kernenergie	11,2	0,0
Erneuerbare	1,3	20,0
Stromausgleichsbedarf	0,02	0,9

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Juni 2025

Energieimporte

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Daher ist das Land in besonders hohem Maße auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs betrug 2024 bei Mineralöl 98 %, bei Erdgas 95 % und bei Steinkohle 100 %. Erneuerbare Energien (EE) und Braunkohle sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

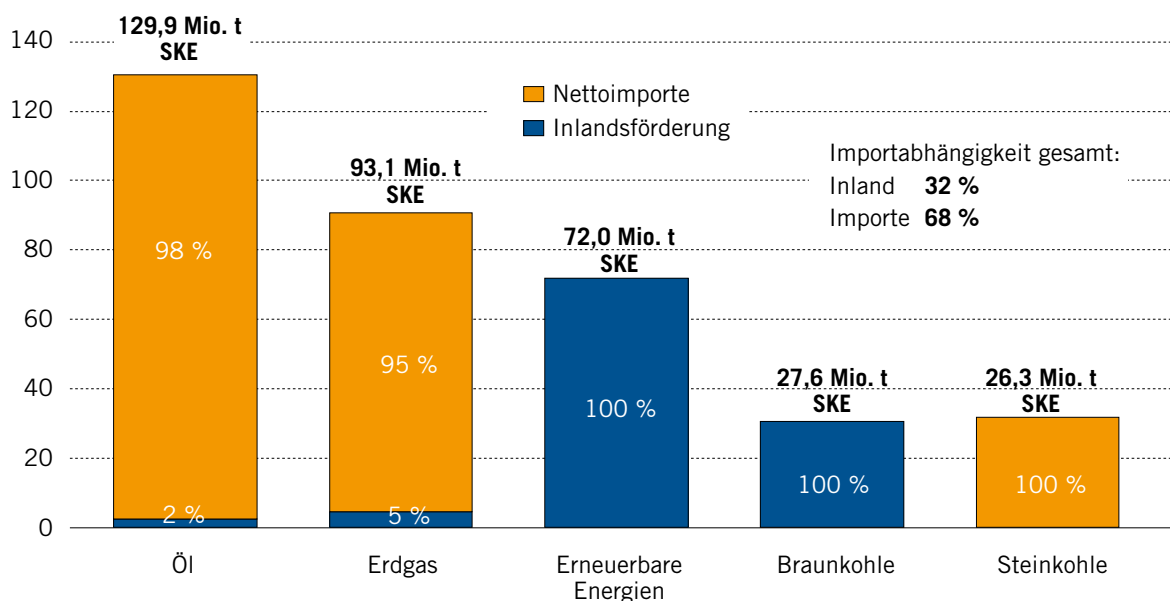
Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2024 zu 32 % durch heimische Energieträger. Von der gesamten Primärenergie-Gewinnung in Deutschland in Höhe von 115,3 Mio. t SKE entfielen 2024 73,1 Mio. t SKE auf erneuerbare Energien. Es folgt Braunkohle mit 28,2 Mio. t SKE. Die inländische Förderung von Erdgas belief sich 2024 auf 4,5 Mio. t SKE, von Mineralöl auf 2,4 Mio. t SKE und von sonstigen Energien, wie z.B. dem nicht-biogenen Anteil im Hausmüll, auf 7,1 Mio. t SKE.

Importierte Energien deckten 68 % des Energieverbrauchs. Die Einfuhren an Rohöl und Mineralölprodukten sind unter allen Energieträgern am höchsten – gefolgt von Erdgas und Steinkohle. Norwegen hat seit 2023

Russland als wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten für Deutschland abgelöst. 2024 war Norwegen die für Deutschland stärkste Bezugsquelle sowohl für Rohöl als auch für Erdgas. In der Rangliste der Ursprungsländer für Rohöl folgten 2024 die USA, Kasachstan und Großbritannien. Die Lieferungen an Erdgas aus den USA haben mit dem Wegfall der russischen Pipelinelieferungen im September 2022 erheblich an Bedeutung gewonnen. Anders als bei den Lieferungen aus Norwegen, bei denen Pipeline-Gas dominierte, handelte es sich bei den Bezügen aus den USA um verflüssigtes Erdgas (*Liquefied Natural Gas, LNG*). Die größten Liefermengen an Steinkohlen stammten 2024 aus Australien, den USA, Kolumbien und Südafrika. Über alle drei Energieträger hinweg haben sich die USA seit 2023 zum zweitwichtigsten Herkunftsland für die Importe Deutschlands entwickelt.

➤ **Norwegen war im Jahr 2024 der für Deutschland wichtigste Energie-Rohstofflieferant. Seit 2023 hat Norwegen diese zuvor von Russland gehaltene Position übernommen.**

Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahr 2024

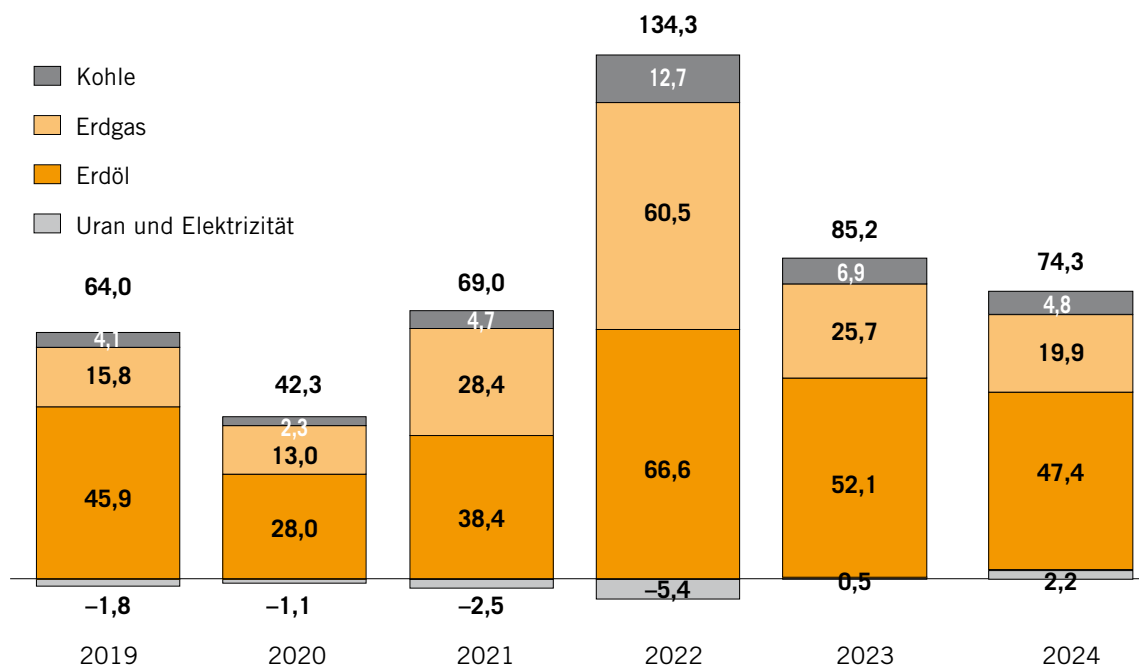


Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2025 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandels saldo Strom, von 10,3 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 359,2 Mio. t SKE.

Tabelle 4.1: Energie-Importrechnung der Bundesrepublik Deutschland

Energieträger	Einfuhr		Ausfuhr		Saldo	
	2023	2024	2023	2024	2023	2024
	Mrd. €					
Erdöl	74,4	71,2	22,3	23,7	52,1	47,4
Erdgas	28,9	22,8	3,2	2,9	25,7	19,9
Kohle	7,8	5,7	0,9	0,9	6,9	4,8
Uran	1,2	1,6	1,4	1,4	-0,2	0,2
Elektrizität	6,7	6,6	6,0	4,6	0,7	2,0
Insgesamt	119,0	107,9	33,8	33,6	85,2	74,3

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Statistik der Kohlenwirtschaft auf Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes, 2025

Abbildung 4.3: Außenwirtschaftliche Energierechnung Deutschlands 2019 bis 2024, Nettoeinfuhren (Einfuhren minus Ausfuhren) in Mrd. €

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Statistik der Kohlenwirtschaft auf Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes, 2025

Der Wert der Energieeinfuhren nach Deutschland hat von 119,0 Mrd. € im Jahr 2023 um 11,1 Mrd. € bzw. 9,3 % auf 107,9 Mrd. € abgenommen. Damit entsprachen die Einfuhren an Energierohstoffen und -erzeugnissen 8,2 % des Werts der gesamten Einfuhren von Waren in die Bundesrepublik Deutschland (2023: 8,8 %), der sich im Jahr 2024 auf 1.316,3 Mrd. € (2023: 1.357,4 Mrd. €) belaufen hatte. Die außenwirtschaftliche Energie-Nettorechnung (Einfuhren minus Ausfuhren) betrug im vergangenen Jahr 74,3 Mrd. €. Das waren 10,9 Mrd. € bzw.

12,8 % weniger als 2023. Dieser Rückgang ist vor allem auf die Entwicklung bei Erdgas und Öl zurückzuführen. Die Netto-Öleinfuhren machten mit 47,4 Mrd. € rund 64 % der deutschen Energierechnung aus. Die zweitwichtigste Position hielten die Nettoeinfuhren an Erdgas mit 19,9 Mrd. €. Der Einfuhrwert von Steinkohle war im Jahr 2024 mit 4,8 Mrd. € ebenfalls deutlich niedriger als im vergleichbaren Vorjahreszeitraum. Beim Strom-Außenhandel haben sich die Vorzeichen seit 2023 umgekehrt. 2024 überstieg der Importwert den Exportwert von

Tabelle 4.2: Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland

Installierte Leistung nach Energieträgern (ET) ¹⁾	2023 in Megawatt (MW)	Ende 2024 ²⁾ in Megawatt (MW)
Braunkohle	18.324	15.119
Steinkohle	18.544	15.973 ³⁾
Erdgas	33.790	33.735 ³⁾
Mineralölprodukte	3.690	3.990 ³⁾
Übrige konventionelle ET	6.462	6.445
Erneuerbare Energien gesamt	167.788	188.352
davon:		
Windkraft onshore	60.971	63.566
Windkraft offshore	8.473	9.215
Solare Strahlungsenergie	83.158	100.226
Biomasse	9.496	9.650
Wasser**	5.633	5.635
Geothermie	57	60
Insgesamt⁴⁾	248.598	263.614

1) Gesamtheit der Kraftwerke und Stromerzeugungsanlagen in Deutschland einschl. der Betriebe des Bergbaus und des Verarbeitenden Gewerbes, die vorwiegend der Eigenversorgung dienen.

2) vorläufig

3) davon in Reserven oder befristete Strommarktrückkehr: Steinkohle: 6.372 MW in Netzreserve, 10 MW vorläufig stillgelegt Erdgas: 1.340 MW in Netzreserve, 1.375 MW in Kapazitätsreserve, 988 MW besondere netztechnische Betriebsmittel, 1.466 MW vorläufig stillgelegt Mineralöl: 857 MW in Netzreserve, 310 MW besondere netztechnische Betriebsmittel, 196 MW vorläufig stillgelegt

4) ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern (Pumpspeicherwerke, Batteriespeicher usw.)

Quellen: Eigene Darstellung, basierend auf Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Bundesnetzagentur und Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik, 2025

Strom um 2,0 Mrd. €. Trotz des Rückgangs war die außenwirtschaftliche Energierechnung 2024 noch um 76 % höher 2020.

Strom

2024 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 493,4 Terawattstunden (TWh). Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 23,4 TWh ermittelt sich für 2024 eine Netto-Stromerzeugung von 470,0 TWh. Die Struktur der Brutto-Stromerzeugung nach Einsatzenergien zeigte 2024 folgendes Bild:

- Erneuerbare Energien: 57,6 %,
- Braunkohle: 16,1 %,
- Erdgas: 16,3 %,
- Steinkohle: 5,5 %,
- Mineralöl: 1,0 %,
- Sonstige Energien: 3,5 %.

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich 2024 auf 263,6 Gigawatt (GW) netto. Mit 188,4 GW entfielen davon 71 % auf erneuerbare Energien (EE). Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energieträger verteilte sich mit 33,7 GW auf Erdgas, mit 16,0 GW

auf Steinkohle, mit 15,1 GW auf Braunkohle und mit 4,0 GW auf Öl. Des Weiteren trugen Anlagen auf Basis sonstiger konventioneller Energieträger (u.a. Müllkraftwerke) mit 6,4 GW zur Stromversorgung in Deutschland bei. Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf EE-Basis ist die installierte Leistung inzwischen dreimal so hoch wie die Jahreshöchstlast.

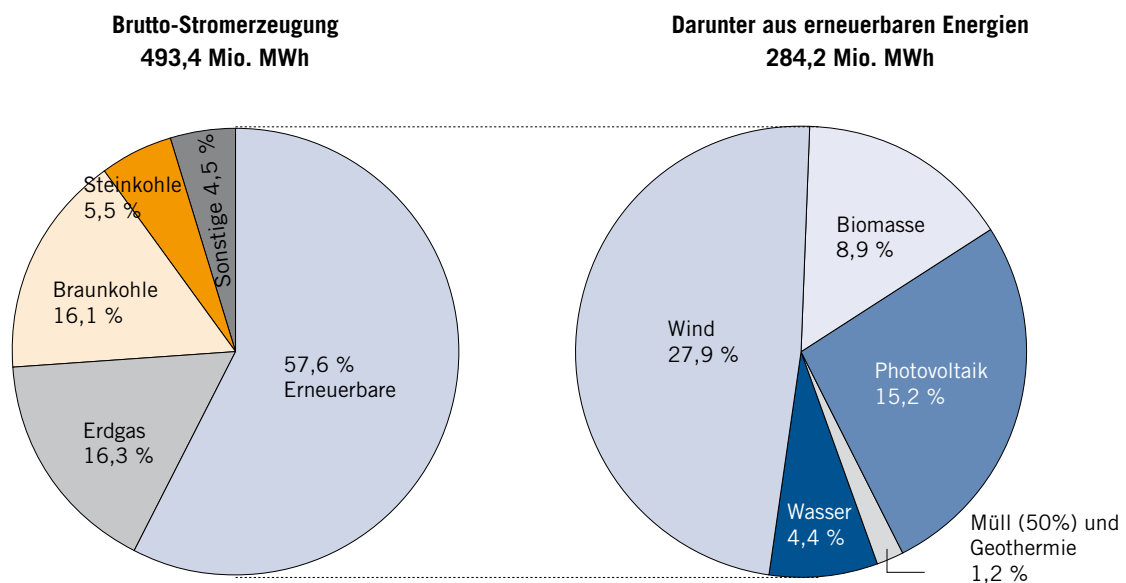
Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Stromimporte, die 2024 rund 80,3 Terawattstunden (TWh) betrugen. Die Stromexporte beliefen sich 2024 auf 56,0 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhten sich die Stromimporte um 16,2 %. Die Stromexporte verringerten sich um 7,8 %. Der Nettostromimport belief sich 2024 auf 24,3 TWh gegenüber 8,3 TWh im Jahr 2023.

Der Energiemix in der Stromerzeugung wurde 2024 insbesondere durch folgende Faktoren bestimmt: den starken Zubau von Solaranlagen, die Preisrückgänge für Erdgas, die zu Veränderung in der Merit Order zu Lasten von Braun- und Steinkohle geführt hatten, sowie die im April 2023 erfolgte Stilllegung der letzten drei in Deutschland verbliebenen Kernkraftwerke. Damit stellte sich die Struktur der Brutto-Stromerzeugung 2024 im Vergleich zu 2023 wie folgt dar:

Tabelle 4.3: Brutto-Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern

Energieträger	2023	2024	Änderung
	TWh		%
Kernenergie	7,2	0,0	-100,0
Braunkohle	86,3	79,2	-8,2
Steinkohle	38,5	27,4	-28,9
Erdgas	76,7	80,2	+4,6
Mineralöl	4,9	5,0	+1,9
Übrige konventionelle Energien	17,1	17,4	+1,5
Erneuerbare Energien	273,1	284,2	+4,1
Insgesamt (ohne Pumpspeicher)	503,8	493,4	-2,1

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2025

Abbildung 4.4: Energiemix in der Stromerzeugung 2024

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Jahresheft, 2025

Der Letztverbrauch an Strom hat in Deutschland 2024 im Durchschnitt über alle Verbrauchergruppen gegenüber dem Vorjahr um 1,4 % auf 466,1 TWh zugenommen. In der Industrie betrug der Mehrverbrauch gegenüber dem Vorjahr 1,4 %. Der Stromverbrauch der privaten Haushalte hat sich um 1,0 % erhöht. In den Sektoren Gewerbe/Handel/Dienstleistungen/Landwirtschaft vergrößerte sich der Stromverbrauch um 1,5 %. Im Verkehrssektor wurde die Stromnachfrage des Vorjahres um 4,1 % überschritten. Die Zahl der batterie-

elektrischen Fahrzeuge ist bis zum 1. Januar 2025 auf 1.651.643 gestiegen, was 3,3 % des Pkw-Bestands entspricht. Auf Plug-in-Hybride entfielen mit 967.423 Fahrzeugen 2,0 % des Bestandes.

Nach Abnehmergruppen stellte sich der Stromverbrauch 2024 damit wie folgt dar: Industrie: 43,8 %, private Haushalte: 28,4 %, Kleinverbraucher – hierzu zählen Handel, Gewerbe, Dienstleistungen sowie öffentliche Einrichtungen: 24,5 % und Verkehr: 3,4 %.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2024 mit 284,0 TWh (2023: 275,1 TWh) bzw. 57,6 % an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland beteiligt (2023: 54,2 %). Die Aufteilung nach Technologien stellt sich wie folgt dar:

- Windenergie 137,7 TWh (2023: 142,1 TWh)
- Photovoltaik (PV) 75,1 TWh (2023: 62,9 TWh)
- Biomasse 44,1 TWh (2023: 43,4 TWh)
- Wasserkraft 21,4 TWh (2023: 18,8 TWh)
- Abfall (nur erneuerbarer Anteil gerechnet – 50 %) 5,6 TWh (2023: 5,7 TWh)
- Geothermie 0,2 TWh (2023: 0,2 TWh).

Insgesamt hat die Stromerzeugung aus Erneuerbaren 2024 um 4,1 % gegenüber 2023 zugenommen.

➤ 2024 waren Windkraftanlagen mit einem Anteil von 28 % die stärkste Stromerzeugungsquelle in Deutschland. Den größten Zuwachs verzeichnete die Photovoltaik.

Nach Angaben der Deutschen WindGuard GmbH (DWG) stieg der kumulierte Anlagenbestand von Windenergieanlagen an Land (WEA) zum 31.12.2024 auf 28.717 WEA mit einer Gesamtleistung von 63.551 MW (laut BDEW: 63.566 MW). Zum 31. Dezember 2024 waren in Deutschland 1.639 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von insgesamt 9.222 MW in Betrieb.

Die installierte PV-Leistung hat sich nach Angaben des BDEW von 83.158 MW zum Jahresende 2023 auf 100.226 MW zum Jahresende 2024 erhöht. Damit wurde im Jahr 2024 ein Rekordzubau von 17.068 MW realisiert. Die Leistung der Anlagen auf Basis von Biomasse und von Wasserkraft ist im Jahr 2024 weitgehend unverändert geblieben.

Der größte Anteil an der gesamten Stromerzeugungskapazität entfiel unter den Erneuerbare-Energien-Anlagen mit 38,0 Prozentpunkten auf Solarenergie, gefolgt von Windkraft mit 27,6 Prozentpunkten und sonstigen Anlagen, wie insbesondere auf Basis von Biomasse und Wasserkraft, mit 5,8 Prozentpunkten. Den größten Beitrag zur Stromerzeugungsmenge leisteten jedoch die Windkraftanlagen.

Die Stromerzeugungsmenge aus Windkraftanlagen hat sich 2024 um 3,1 % im Vergleich zum Vorjahr auf 137,7 TWh vermindert. Damit waren Windkraftanlagen mit 27,9 % an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland beteiligt. Mit 75,1 TWh wurde rund 19,4 % mehr Strom aus PV-Anlagen erzeugt als im Vorjahr. Der Anteil von PV-Anlagen an der gesamten Stromerzeugung hat sich damit 2024 auf 15,2 % erhöht. Aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (einschließlich Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm) sind im Jahr 2024 rund 44,1 TWh Strom gewonnen worden. Zuzüglich der anteiligen Erzeugung in Müllkraftwerken (aus biogenen Abfällen) wurden 2024 in Deutschland insgesamt rund 49,7 TWh Strom aus biogenen Energieträgern bzw. 10,1 % der gesamten Stromerzeugung bereitgestellt. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft war aufgrund günstigerer Niederschlagsverhältnisse um 14,0 % höher ausgefallen als 2023.

Mineralöl

Die Basis für die Versorgung mit Mineralöl sind die Rohöleinfuhren, da rechnerisch nur knapp 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Die Rohölimporte beliefen sich 2024 gemäß Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes auf 78,4 Mio. t. (2023: 73,0 Mio. t). Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 33,6 (36,0) Mio. t zur Bedarfsdeckung bei. Die inländische Rohölförderung verringerte sich um 0,6 % auf 1,6 Mio. t im Jahr 2024.

Die Versorgung mit Rohöl erfolgte 2024 aus insgesamt rund 30 Staaten. Auf den ersten vier Plätzen unter den Ursprungsländern rangierten Norwegen, USA, Kasachstan und Großbritannien. Aus diesen vier Ländern stammten 2024 rund 62 % der Gesamteinfuhren an Rohöl.

➤ Auf die vier wichtigsten Rohöllieferanten Deutschlands (Norwegen, USA, Kasachstan und Großbritannien) entfielen 2024 rund 62 % der Importmengen.

Nach Weltregionen stellte sich die Einfuhrstruktur bei Rohöl 2024 wie folgt dar:

- Europa: 30,7 %
- USA/Kanada: 19,4 %
- Afrika: 18,7 %
- Kaspischer Raum: 15,7 %
- Mittel- und Südamerika: 7,8 %
- Mittlerer Osten: 7,7 %

Der Inlandsverbrauch an Mineralölprodukten betrug 2024 rund 86,4 Mio. t (2023: 85,7 Mio. t). Das entsprach einem Anstieg um 0,5 %.

Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe, das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt, Flugkraftstoff, Rohbenzin und Flüssiggas (*Liquefied Petroleum Gas, LPG*). Der Absatz an Ottokraftstoff ist im Vergleich zum Vorjahr um 4,6 % auf 19,3 Mio. t gestiegen. Die Nachfrage nach Dieselmotorkraftstoff hat sich abgeschwächt, und zwar um 2,4 % im Vergleich zum Vorjahr auf 30,1 Mio. t. Der Absatz von leichtem Heizöl hat 2024 im Vergleich zu 2023 um 3,4 % auf 12,0 Mio. t abgenommen. Bei Flugturbinenkraftstoff wurde ein Rückgang um 3,8 % auf 9,0 Mio. t im Jahr 2024 verzeichnet. Die Vertankungen auf deutschen Flughäfen, die sich 2019 auf 10,2 Mio. t belaufen hatten, und 2020 pandemiebedingt auf weniger als die Hälfte eingebrochen waren, unterschritten damit auch 2024 noch das Niveau von 2019. Der Absatz an Rohbenzin hat im Vergleich zu dem 2023 stark gesunkenen Niveau um 18,6 % auf 5,4 Mio. t zugenommen. Bei Flüssiggas wurde ein Zuwachs um 7,4 % auf 3,4 Mio. t verzeichnet.

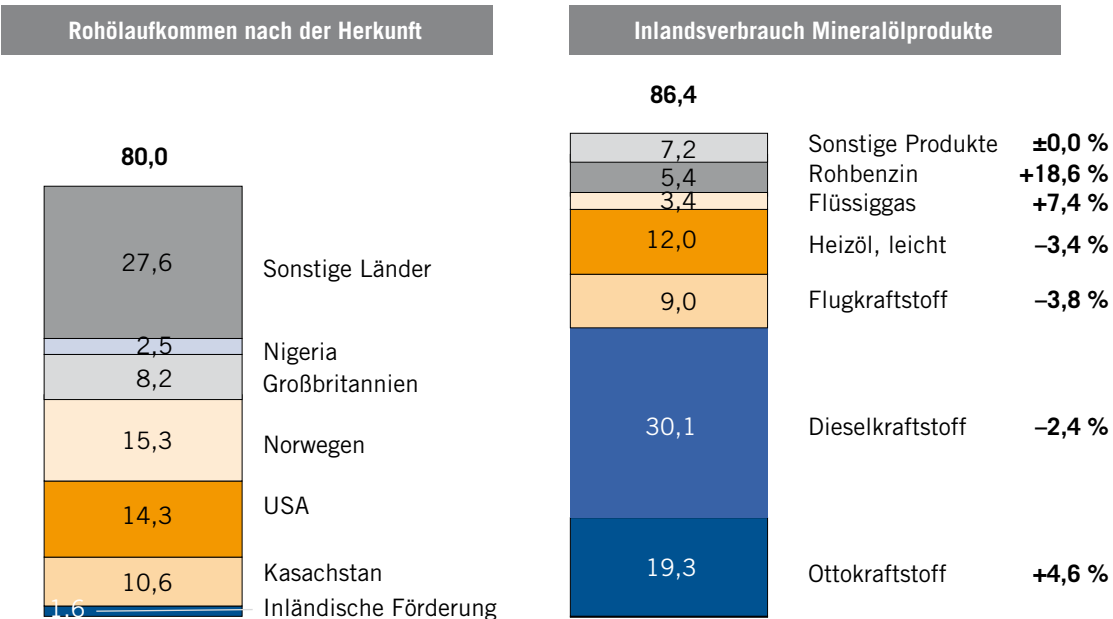
Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2024 wie folgt dar: Zwei Drittel entfielen auf den Verkehrssektor. Das verbleibende Drittel verteilte sich auf die Industrie sowie den Sektor Haushalte/Gewerbe/Dienstleistungen. Der Einsatz von Öl in Kraftwerken war gering.

Erdgas

Im Jahr 2024 betrug der Erdgasverbrauch 843,8 TWh (2023: 808,5 TWh). Dies entsprach einem Zuwachs von 4,4 % im Vergleich zu 2023. Der Erdgasabsatz unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs und statistischer Differenzen belief sich im Jahr 2024 auf 830,0 TWh. Nach Einsatzsektoren waren folgende Absatztendenzen zu verzeichnen:

- Der Absatz an die Industrie belief sich 2024 auf 303 Mrd. Kilowattstunden (kWh). Damit wurde trotz gedämpfter Konjunktur ein Anstieg gegenüber 2023 verzeichnet. Hauptgrund waren die weiter gesunkenen Erdgaspreise.

Abbildung 4.5: Herkunft des Rohöls und Inlandsverbrauch Mineralölprodukte 2024 in Mio. t



Der Inlandsverbrauch wurde aus den Produkten gedeckt, die in inländischen Raffinerien erzeugt wurden, ergänzt um Einfuhren von Mineralölprodukten: der gesamte Verbrauch - einschließlich Eigenverbrauch und Verluste - belief sich 2024 auf 88,6 Mio. t
Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2025

- Auch der Absatz zur Stromversorgung erhöhte sich, und zwar auf 108 Mrd. kWh. Entscheidend für diese Entwicklung waren ebenfalls die gesunkenen Erdgaspreise, die zu einem verstärkten Einsatz von Erdgas in Kraftwerken führten.
- Der Absatz an private Haushalte blieb mit 254 Mrd. kWh in etwa auf dem Niveau des Vorjahres.
- Dies gilt auch für den Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistungen. 2024 wurden rund 100 Mrd. kWh Erdgas abgesetzt.
- Der Einsatz von Erdgas zur Fernwärmeversorgung hat sich auf 63 Mrd. kWh im Jahr 2024 erhöht.
- Der Erdgasabsatz im Verkehrssektor belief sich 2024 auf 2 Mrd. kWh.

Die Aufteilung des Erdgasabsatzes nach Sektoren stellte sich damit 2024 wie folgt dar:

- Industrie (einschließlich Industriekraftwerke): 36,5 %
- Kraftwerke der allgemeinen Versorgung: 13,0 %
- Fernwärme-/Fernkälteversorgung: 7,6 %
- Private Haushalte: 30,6 %
- Gewerbe/Handel/Dienstleistungen: 12,1 %
- Verkehr: 0,2 %

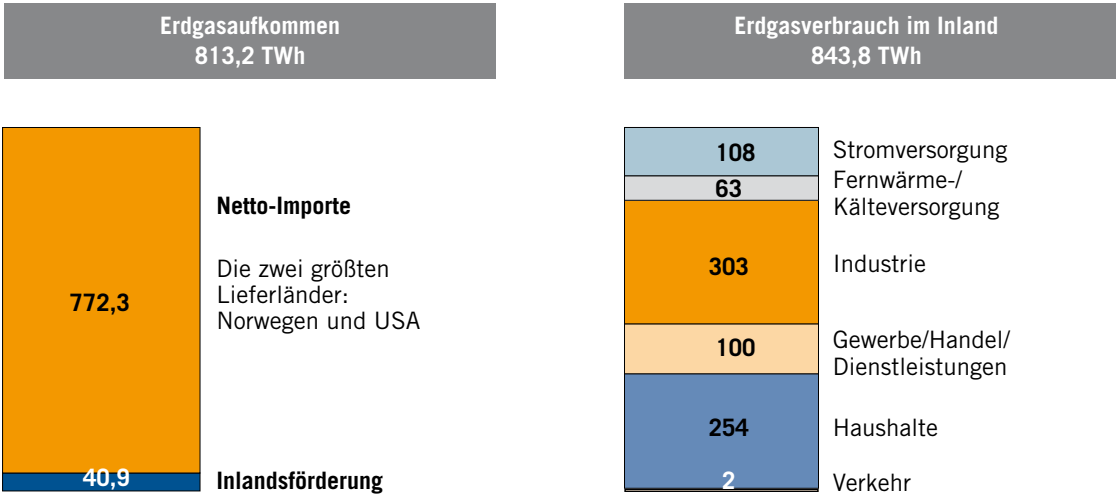
Deutschland verfügt nur über geringe Erdgasvorkommen. 95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt. Die Herkunft des nach Deutschland 2024 importierten Erdgases setzt sich – einschließlich der Transitmengen – wie folgt zusammen: 48 % stammten aus

norwegischen und knapp 5 % aus niederländischen Vorkommen. 69 Mrd. kWh wurden 2024 über die an deutschen Küsten installierten *Floating Storage and Regasification Units* (FSRU) in das Fernleitungsnetz eingespeist. Dies entspricht 8 % der Gesamtimporte in Deutschland; für 92 % dieses an deutschen Küsten angelandeten LNG werden die USA als Herkunftsland angegeben. 39 % der Mengen dürften insbesondere über LNG-Importterminals an den Küsten der Niederlande und Belgiens angelandet und über die bestehenden Pipelineanbindungen nach Deutschland weitergeleitet worden sein. Aufgrund der teilweise engen Verflechtung des europäischen Pipelinesetzes ist eine Zuordnung dieser Mengen nach Herkunftsländern nicht möglich.

➤ **95 % des Erdgasbedarfs werden durch Importe gedeckt.**
Wichtigster Lieferant war 2024 Norwegen.

Die Umstellung der Gasimportinfrastruktur von pipelinegebundenen Gasimporten aus Russland auf LNG hatte im Winter 2022/23 mit der Inbetriebnahme von schwimmenden LNG-Terminals (*Floating Storage and Regasification Units*, FSRU) begonnen. Im Dezember 2024 befanden sich drei FSRU in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Mukran im Regelbetrieb. Am stärksten ausgelastet war das Terminal in Wilhelmshaven, über das 54 % der

Abbildung 4.6: Erdgasaufkommen und -absatz in Deutschland 2024



Das Erdgasaufkommen unterscheidet sich von der Erdgasverwendung durch Eigenverbrauch und statistische Differenzen.

Quelle: BDEW, April 2024

im Jahr 2024 bezogenen 68,8 Mrd. kWh in das Fernleitungsnetz eingespeist wurden – gefolgt von Brunsbüttel mit knapp einem Drittel der Lieferungen. Weitere LNG-Terminals sollen hinzukommen. So entsteht in Stade ein schwimmendes Terminal. Außerdem wird das bestehende Terminal in Wilhelmshaven um ein weiteres Terminal (Wilhelmshaven 2), ebenfalls in Form einer FSRU, ergänzt. Zudem ist in Wilhelmshaven und Stade der Bau von Onshore LNG-Terminals geplant.

Innerhalb der Bundesrepublik Deutschland steht für den Transport und die Verteilung von Erdgas ein gut ausgebautes Leitungsnetz mit einer Gesamtlänge von 437.300 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Davon entfallen:

- 125.700 km auf Hochdruck-,
- 181.600 km auf Mitteldruck- und
- 130.000 km auf Niederdruckleitungen.

Hinzu kommen 176.200 km Hausanschlussleitungen.

Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertagespeichern. Die deutschen Untertage-Gasspeicher können nach Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 251 Mrd. kWh Erdgas aufnehmen. Das entspricht 30 % des deutschen Erdgasverbrauchs im Jahr 2024. Damit verfügt Deutschland über die mit Abstand größten Speicherkapazitäten in der EU, die auch von anderen Staaten genutzt werden.

Braunkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2024 rund 91,94 Mio. t Braunkohle – bzw. 28,05 Mio. t SKE ausschließlich im Tagebau gefördert. Die Fördermenge lag 2024 um 10,1 % unter dem Vorjahreswert (102,25 Mio. t). In allen drei Braunkohlerevieren war 2024 ein Rückgang der Förderung zu verzeichnen.

Im Rheinischen Revier westlich von Köln wurde die Abbaumenge 2024 um 9,1 % auf 43,85 Mio. t reduziert. Im Lausitzer Revier nordöstlich von Dresden belief sich die Förderung auf 37,85 Mio. t. Damit wurde die Vergleichsmenge des Vorjahres um 9,2 % unterschritten. Das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig erreichte 2024 eine Fördermenge von 10,24 Mio. t. Das waren 16,9 % weniger als im Jahr 2023. Damit entfielen 2024 von der Gesamtförderung 47,7 % auf das Rheinland, 41,2 % auf die Lausitz und 11,1 % auf Mitteldeutschland.

Der Schwerpunkt der Braunkohlennutzung liegt in der Stromerzeugung. 2024 wurden 80,93 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Dies entsprach 88,0 % der gesamten inländischen Förderung. Der im Jahr 2024 zu verzeichnender Rückgang des Einsatzes von Braunkohle zur Stromerzeugung ist im Wesentlichen auf folgende Faktoren zurückzuführen: den Rückgang der inländischen Stromerzeugung, die Verringerung weiterer Erzeugungskapazitäten im Zuge des schrittweisen Kohleausstiegs, die veränderte Wettbewerbssituation aufgrund gesunkener Erdgaspreise bei weiterhin hohen CO₂-Preisen sowie die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien.

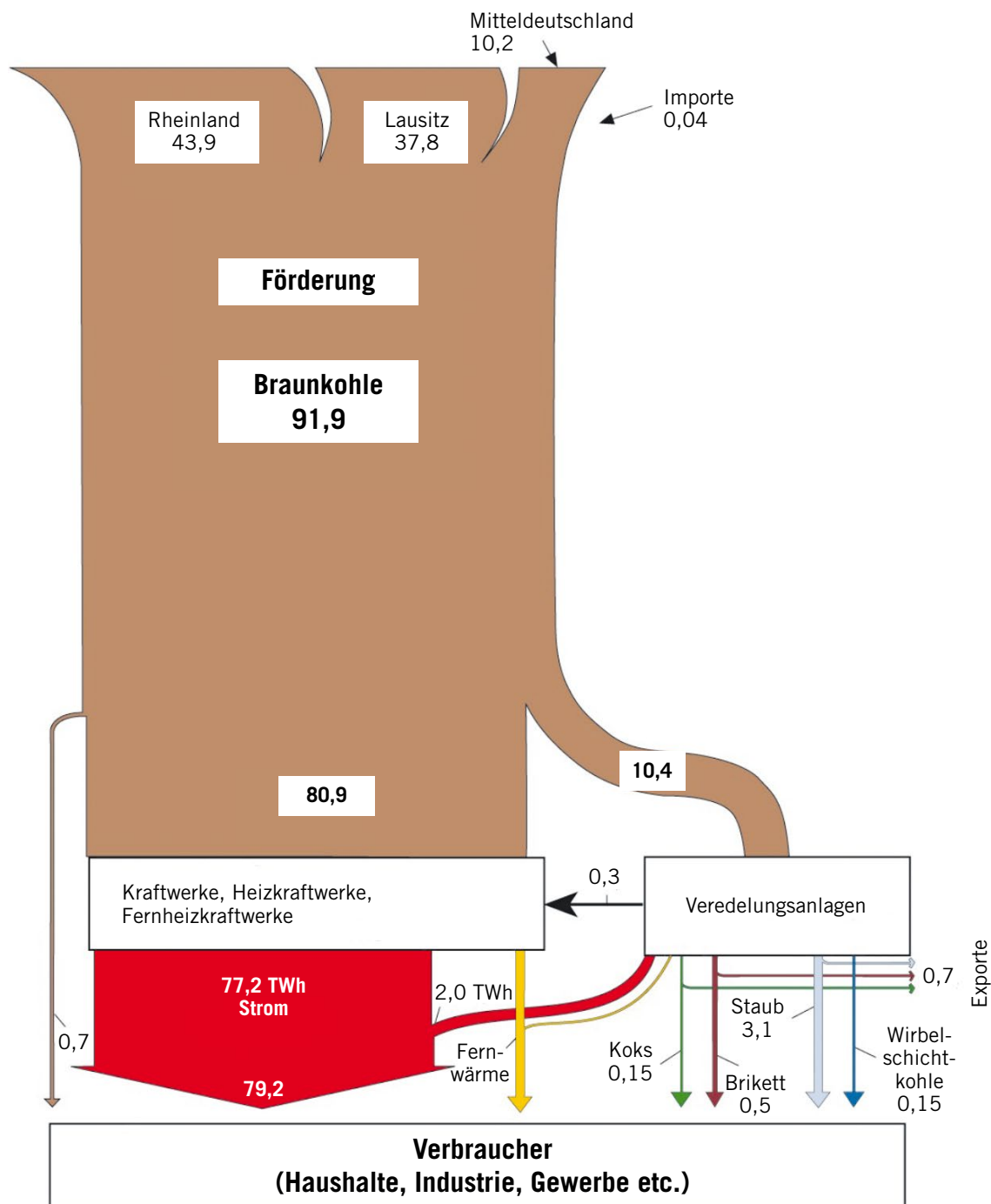
Die inländische Braunkohlengewinnung verringerte sich 2024 um 10,1 %. Dies ist vor allem auf den geringeren Bedarf für die Stromerzeugung zurückzuführen.

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2024 wurden 8,8 Mio. t zur Veredlung von Braunkohle in feste Produkte und 1,6 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt (2023: zusammen 11,5 Mio. t). Neben Strom und Wärme wurden dort 3,90 Mio. t marktgängige Produkte, wie Braunkohlenstaub, Briketts, Wirbelschichtkohle – ein Veredelungsprodukt der Braunkohle, das in Wirbelschichtkesseln eingesetzt wird – und Koks, hergestellt. An sonstige Abnehmer wurden 0,7 Mio. t Braunkohle abgesetzt, insbesondere zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken außerhalb des Braunkohlenbergbaus.

Steinkohle

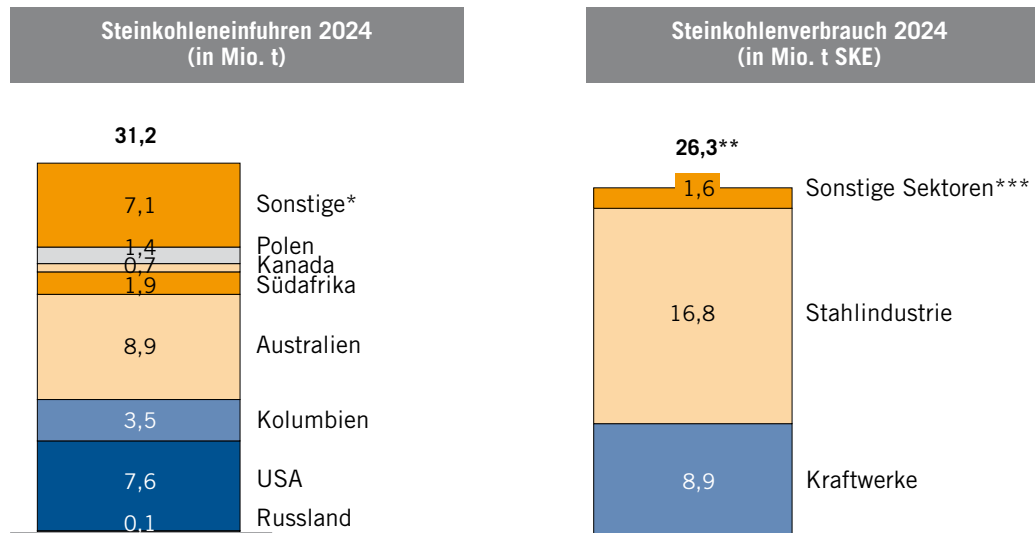
Im Jahr 2024 betrug der Primärenergieverbrauch an Steinkohle 26,3 Mio. t SKE. Er lag damit um 10,3 % unter dem Vorjahresniveau von 29,3 Mio. t SKE. Nach Beendigung des Steinkohlenbergbaus in Deutschland im Jahr 2018 wurde die Versorgung ausschließlich durch Importe sichergestellt. Die deutschen Steinkohlenimporte (einschließlich Koks und Briketts, Koks in Kohle umgerechnet) sind 2024 um 13,9 % im Vergleich zum Vorjahr (36,2 Mio. t) auf 31,2 Mio. t gesunken.

Abbildung 4.7: Braunkohlenförderung und deren Verbrauch in Deutschland 2024



Alle Daten, soweit nicht anders angegeben, in Mio. t (Bestandsveränderung nicht dargestellt)

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft, 2025

Abbildung 4.8: Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2024

*einschl. Anthrazit, Brikett und Koks (einschl. nicht zuordenbare Liefermengen); ** Differenz zwischen der Summe der Einzelwerte und der ausgewiesenen Gesamtzahl aufgrund statistischer Differenzen von 1,0 Mio. t SKE; *** Gießereien, Fernheizwerke, Kleingewerbe und private Haushalte

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Juni 2025

Ausgehend von den für 2024 vorliegenden Zahlen der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes stellte sich die Struktur der Steinkohlenimporte nach Kohlenarten und nach Herkunftsländern wie folgt dar: Australien war mit einem Anteil von 28,7 % der wichtigste Lieferant von Steinkohle. Der Anteil der Vereinigten Staaten von Amerika an den Gesamtimporten hat sich auf 24,4 % belaufen. Kolumbien und Südafrika kamen auf 11,3 % bzw. 6,1 %. Auf weitere Länder, wie u.a. Polen und Kanada, entfielen insgesamt 29,5 %. Differenziert nach Kohlearten zeigt sich folgende Rangfolge: Bei Kesselkohle belegten Kolumbien, Australien, die USA und Südafrika die ersten vier Plätze, während bei Koks Kohle Australien und die USA dominierten.

70 % der Steinkohleeinfuhren nach Deutschland stammten 2024 aus nur vier Staaten. Dies sind Australien, die USA, Kolumbien und Südafrika.

Nach Verbrauchssektoren stellte sich die Entwicklung wie folgt dar:

- Der Einsatz von Steinkohle in Kraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme hat sich im Jahr 2024 um

gut 30 % im Vergleich zu 2023 auf 8,9 Mio. t SKE verringert. Hierfür sind die gleichen Gründe verantwortlich wie für den Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle. Am gesamten Primärenergieverbrauch der Steinkohle hatten die Kraftwerke im Jahr 2024 einen Anteil von 33,8 %.

- Der Verbrauch der inländischen Stahlindustrie erhöhte sich um 7,3 % auf 16,8 Mio. t SKE. Dies ist im Wesentlichen auf den Anstieg der Erzeugung von Roheisen und von Rohstahl zurückzuführen. Damit erreichte der Anteil des Kohleverbrauchs der Stahlindustrie am Primärenergieverbrauch von Steinkohle 63,9 %.
- Der Verbrauch in den übrigen Sektoren (Gießereien, Fernheizwerke, Kleingewerbe und private Haushalte) reduzierte sich um 3,5 % auf 1,6 Mio. t SKE.

1 Mio. t SKE werden von der AGEb als statistische Differenzen ausgewiesen.

Kernenergie

2024 wurde kein Primärenergieverbrauch aus Kernenergie mehr verzeichnet, was einem Rückgang von 100 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Grund für den Rückgang ist die zum 15. April 2023 erfolgte Stilllegung der drei bis dahin noch betriebenen Kernkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2.

CO₂-Emissionen

Die CO₂-Emissionen in Deutschland werden für 2024 – einschließlich der Emissionen aus Industrieprozessen und Landwirtschaft – auf 572,5 Mio. t beziffert. Dies entspricht im Vergleich zu 2023 einer Reduktion um 3,6 %. In der Stromerzeugung hatten sich die CO₂-Emissionen, die einem stetigen Abwärtstrend von 366 Mio. t im Jahr 1990 auf 187 Mio. t im Jahr 2020 gefolgt waren, im Jahr 2021 auf 214 Mio. t und im Jahr 2022 auf 221 Mio. t erhöht. Ab 2023 knüpft die Entwicklung der CO₂-Emissionen jedoch wieder an den Trend der drei Jahrzehnte von 1990 bis 2020 an. So werden die CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung für 2023 auf 173 Mio. t und für 2024 auf 156 Mio. t beziffert. Im Gebäude- und im Verkehrssektor war ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Dagegen stiegen die CO₂-Emissionen der Industrie trotz schwacher Konjunktur leicht an.

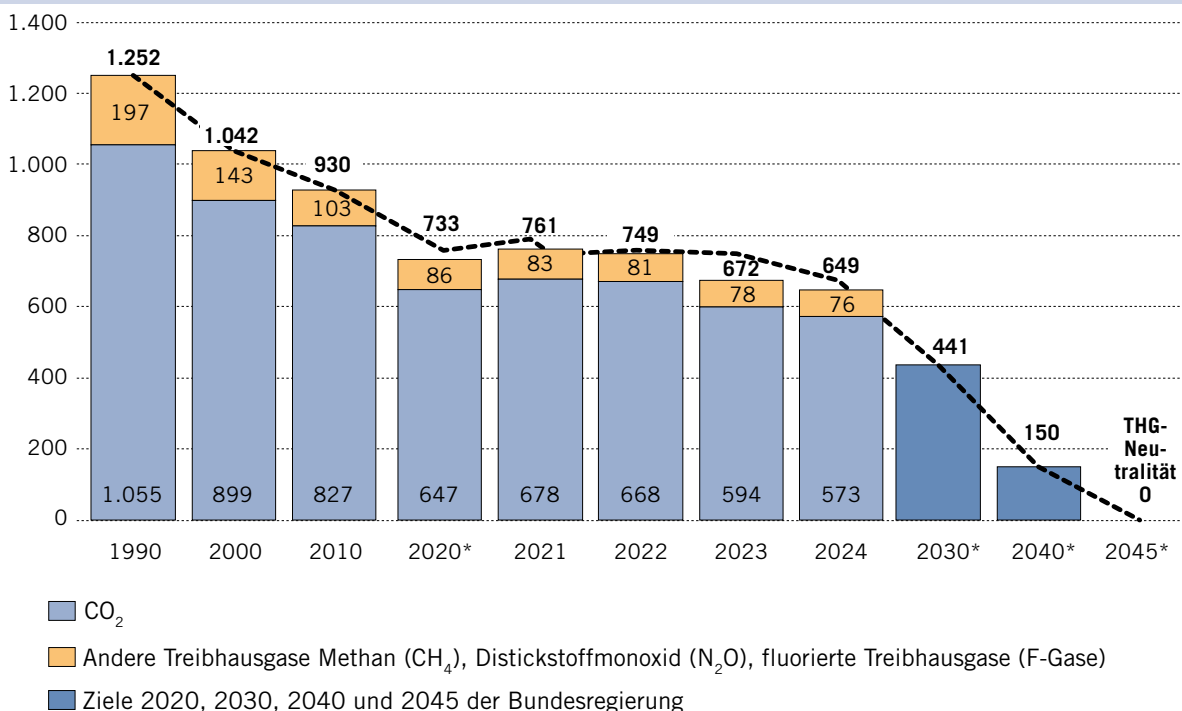
Im Zeitraum 1990 bis 2024 sanken die nicht-temperaturbereinigten CO₂-Emissionen um rund 482 Mio. t bzw.

45,7 % auf 572,5 Mio. t. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – einschließlich anderer treibhausrelevanter Gase, wie Methan, Lachgas und fluorierte Treibhausgase – haben sich von 1.252,4 Mio. t CO₂-Äquivalenten im Jahr 1990 um 48,2 % auf 649,1 Mio. t CO₂-Äquivalente im Jahr 2024 verringert.

Ausblick

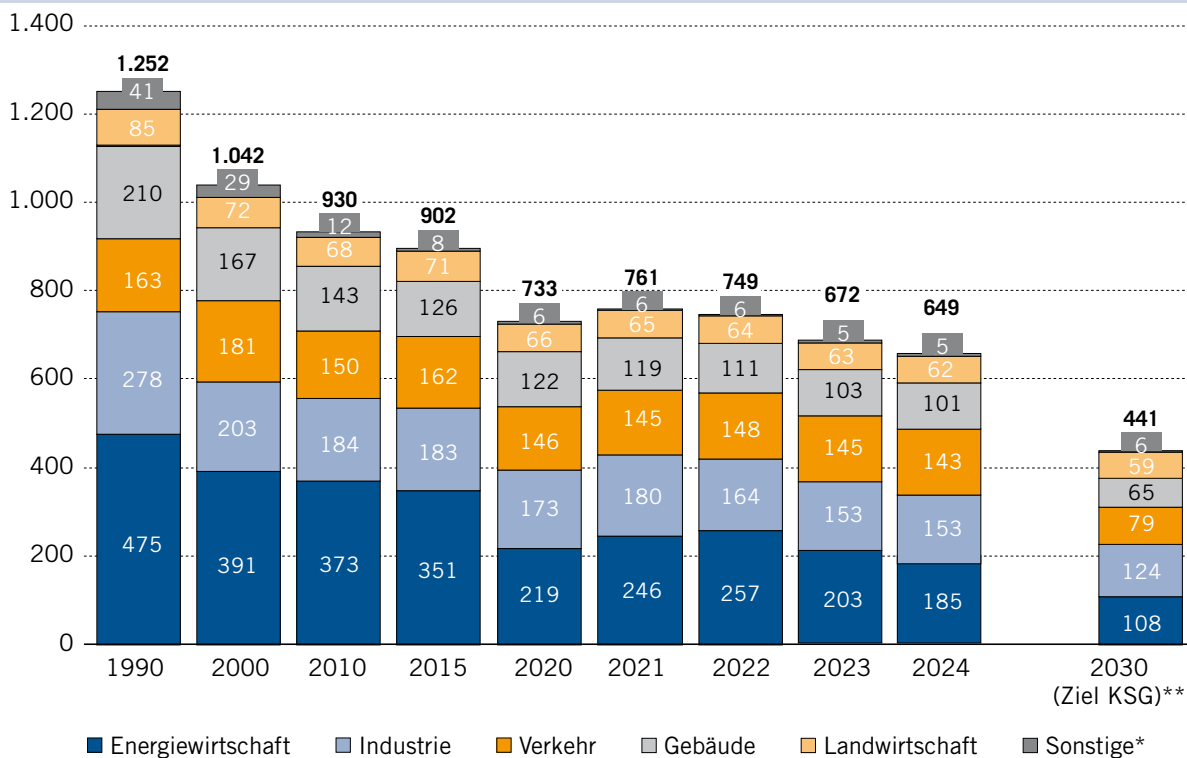
Die norwegische Beratungs- und Zertifizierungsgesellschaft DNV hat im Februar 2025 eine Prognose für die Energieversorgung in Deutschland bis zum Jahr 2050 vorgelegt. Danach sinkt der Primärenergieverbrauch in Deutschland um fast ein Drittel gegenüber 2024 auf 250 Mio. t Steinkohleneinheiten im Jahr 2050. Während heute knapp 70 % des Primärenergieverbrauchs durch Importe gedeckt werden, verringert sich der Einfuhranteil bis 2050 auf 37 %. Erneuerbare Energien tragen nach den Analysen von DNV im Jahr 2050 fast drei Viertel zum Primärenergieverbrauch bei. Der verbleibende Teil ent-

Abbildung 4.9: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2024 und Ziele bis 2045
(in Mio. t CO₂-Äquivalenten)



* Zielvorgaben: Minderung um 40 % bis 2020, um 65 % bis 2030, um 88 % bis 2040 und Treibhausgasneutralität bis 2045 – jeweils gegenüber dem Stand 1990. Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 15.03.2023 und 14.03.2025, 2023 und 2025

Abbildung 4.10: Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2030 nach Sektoren
in Mio. t CO₂-Äquivalenten



* Abfall und fugitive Emissionen bei Brennstoffen. Der starke Emissionsrückgang lässt sich mit der Entwicklung der diffusen Emissionen bei Kohle (Grubengas), aber auch bei Gas erklären. Außerdem trägt die Abfallwirtschaft wesentlich zu den Minderungen bei. Das Deponiegas wurde gefasst und die Verbrennungskapazitäten ausgebaut.

** Die Summe der Emissionshöchstmengen nach Klimaschutzgesetz ergibt 441 Mio. t CO₂-Äquivalent.

Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung Nr. 11/2025 2025

fällt auf Öl- und Erdgasimporte, die jedoch drastisch zurückgehen werden.

Die zukünftige Entwicklung wird von einer zunehmenden Elektrifizierung geprägt sein. DNV erwartet, dass in Deutschland 2050 etwa 46 % des Endenergieverbrauchs durch Strom gedeckt werden – gegenüber 19 % heute. Der Jahresbedarf an Strom verdoppelt sich bis 2050. Nach den Erwartungen von DNV wird Strom aus Solar- und Windkraftanlagen in Kombination mit Batteriespeichern den Technologiemark bei der Stromerzeugung dominieren, während Wasserstoff- und Gaskraftwerke die Residual- und Spitzenlast abdecken. Ab Mitte der 2030er Jahre werden nach Modellrechnungen von DNV zufolge 42 GW neue Kapazitäten auf Gas- und Wasserstoffbasis benötigt. Die Spitzenlast in der Stromnachfrage, die in den Jahren 2000 bis 2024 zwischen 75 und 90 GW gelegen hatte, wird laut DNV bis 2035 auf etwa 100 GW und bis 2050 auf rund 135 GW ansteigen. Der Bedarf an

Wasserstoff wird nach dieser Prognose von 1,1 Mio. t im Jahr 2024 auf 7,1 Mio. t bzw. 235 TWh im Jahr 2050 ansteigen.

In den kommenden 25 Jahren müssen nach Einschätzung von DNV 3,3 Billionen € in die Energieinfrastruktur investiert werden. Das entspricht zwischen 2 % und 2,5 % des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in diesen Jahren. Zum Vergleich: In den Jahren 2000 bis 2024 waren es 1,7 % bis 2,0 % des BIP.

4.2 Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland

- **In den kommenden Jahren besteht in Deutschland Bedarf an gesicherter, wetterunabhängiger Kraftwerkskapazität. Da ein ausreichender Zubau ohne Anreize unwahrscheinlich ist, soll bis 2028 ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden.**
- **Dafür stehen verschiedene Ausgestaltungsvarianten zur Verfügung. Im Sommer 2024 sprach sich die vorherige Bundesregierung für einen hybriden Markt mit zentralen und dezentralen Elementen aus.**
- **Der Mechanismus gilt grundsätzlich als geeignet, geriet jedoch wegen seiner Komplexität in die Kritik. Aufgrund des Regierungswechsels ist seine Einführung ungewiss – ebenso die konkrete Ausgestaltung.**

Ausgangslage

Zur dauerhaften Sicherstellung der Versorgungssicherheit wird in Deutschland bis 20230 ein Brutto-Zubaubedarf² von ca. 20 Gigawatt (GW) und bis 2035 ca. 25 GW an neu zu errichtender Kraftwerkskapazität erwartet. Derzeit befinden sich bundesweit etwa 2,7 GW an Kraftwerkskapazitäten in der Errichtung³ und es gilt inzwischen als unwahrscheinlich, dass der erforderliche Zubau ohne zusätzliche Anreizinstrumente erreicht werden kann. Der europäische Übertragungsnetzbetreiberverband ENTSO-E⁴ berechnet in seinen Versorgungssicherheitsprognosen (*European Resource Adequacy Assessment, ERAA*) für jede Preiszone die Zahl der zu erwartenden Stunden, in denen die Last voraussichtlich nicht vollständig gedeckt werden kann (*Loss-of-Load-Expectation, LOLE*). Für Deutschland wird ein maximal tolerierbarer LOLE-Wert von 2,77 Stunden jährlich angesetzt. Die ENTSO-E-Erwartungen für den LOLE-Wert für Deutschland für die Jahre 2030 und 2035 liegen jedoch mit 8,3 bzw. 9,9 Stunden deutlich über dieser Schwelle, womit Handlungsbedarf zur Absicherung der Lastdeckung angezeigt wird.⁵

Bisher hat Deutschland auf den *Energy-Only-Markt* gesetzt, in dem Kraftwerkskapazitäten nicht gesondert vergütet werden. Ergänzend besteht eine strategische Reserve (Kapazitätsreserve), die außerhalb des Marktes vorgehalten wird und nur im Falle einer Nichträumung des Strommarktes zum Einsatz kommt. Der unzureichende marktwirtschaftlich motivierte Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten hat mehrere Ursachen. Politische Ein-

griffe wie die Erlösabschöpfung und der damit implizierte politische Höchstpreis haben zu Verunsicherung unter Investoren geführt und Zweifel an der langfristigen Rentabilität von Investitionen im Energy-Only-Markt geweckt. Hinzu kommt, dass viele Investoren die konkrete Ausgestaltung eines Vergütungssystems für installierte Kapazität abwarten, bevor sie neue Investitionsentscheidungen treffen, da dessen Einführung für das Jahr 2028 verbindlich angekündigt wurde.

➤ **Ab 2028 soll in Deutschland ein dauerhafter Kapazitätsmarkt eingeführt werden.**

Der deutsche Kapazitätsmarkt: Ausgestaltungsoptionen

International sind Kapazitätsvergütungssysteme keine Seltenheit. In Europa wurden entsprechende Mechanismen bereits in Ländern wie Großbritannien, Frankreich, Polen, Belgien oder Italien implementiert. Die Erfahrungen zeigen, dass die Leistungsfähigkeit dieser Systeme maßgeblich von ihrer konkreten Ausgestaltung abhängt. Neben den in Deutschland bisher angewandten klassischen Reservemodellen haben sich mehrere Grundtypen etabliert. Auch Mischformen (sog. Hybride) dieser Modelle sind möglich. In ihrem Optionenpapier zum zukünftigen deutschen Marktdesign vom 4. September 2024⁶ hat die Bundesregierung vier Ausgestaltungsoptionen für einen Kapazitätsmechanismus in Deutschland diskutiert:

- Eine Absicherungspflicht für Lieferanten in Spitzenpreissituationen (*Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging, KMS*) soll insb. zusätzliche Anreize für Investitionen in Spitzenlastkraftwerke schaffen.

² Der Bruttobedarf beinhaltet auch den Ausgleich für Stilllegungen.

³ Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Kraftwerksliste, 28. Oktober 2024. Unter erwartetem Zubau versteht die BNetzA Anlagen, die entweder im Bau oder bereits im Probebetrieb sind.

⁴ ENTSOE steht für European Network of Transmission System Operators for Electricity.

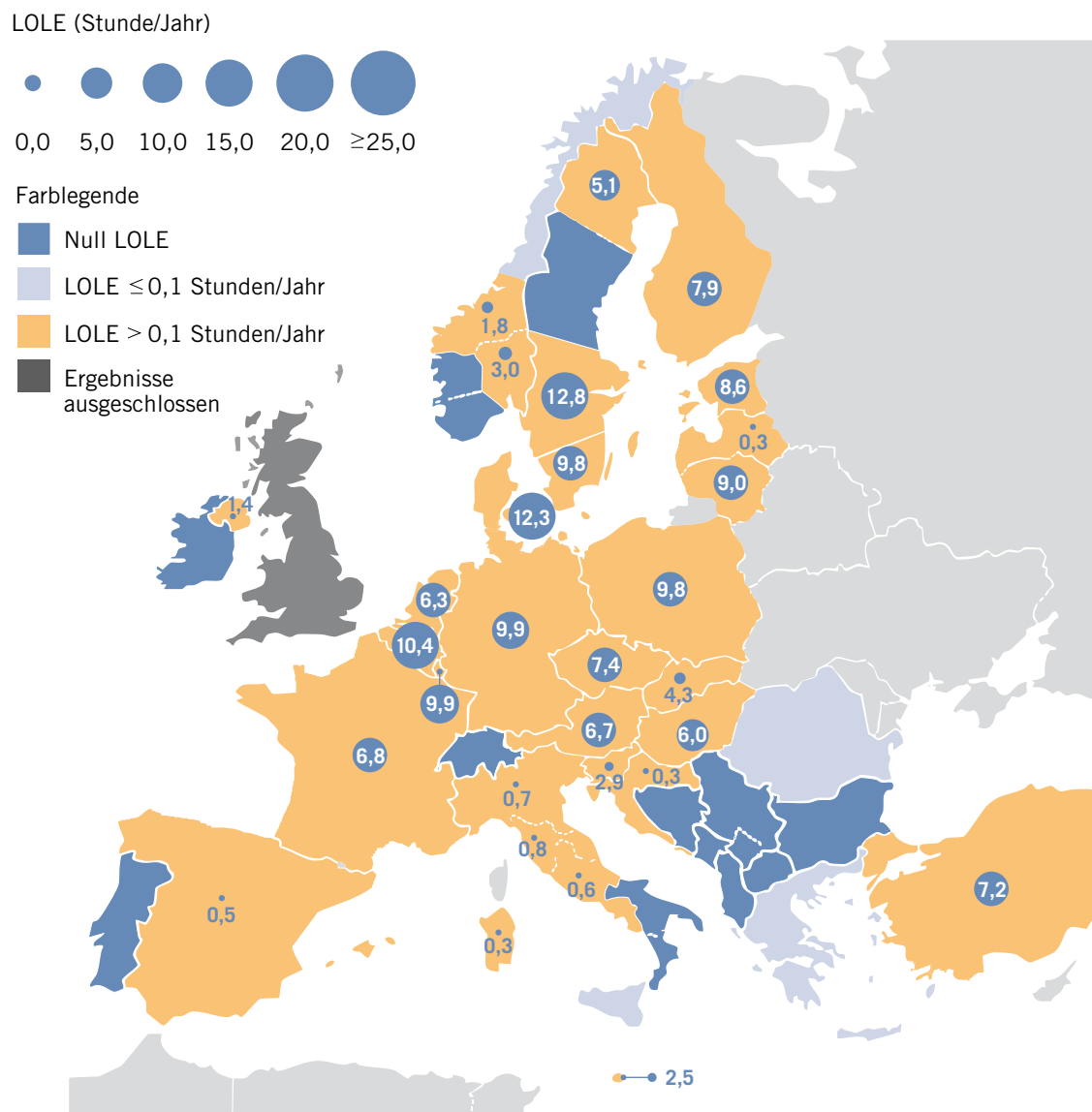
⁵ Vgl. ENTSO-E, European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2024, 2024, abrufbar unter www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2024/ (zuletzt abgerufen am 19.06.2025). Die dargestellten LOLE-Werte bedeuten nicht, dass eine Lastunterdeckung in der angegebenen Höhe auch eintreten wird. Zum einen handelt es sich um statistische Erwartungswerte, zum anderen besitzt jedes Stromsystem Reserven (wie in Deutschland die Kapazitätsreserve), die ENTSO-E nicht in die Berechnung der LOLE-Erwartungen einbezieht.

⁶ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Strommarktdesign der Zukunft, Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Berlin 2024, Kap. 3.2.

- Ein zentraler Kapazitätsmarkt, in dem eine zentrale Instanz (z. B. der Staat oder ein beauftragter Akteur) die erforderliche Kapazität zentral ausschreibt und beschafft.
- Ein dezentraler Kapazitätsmarkt, d. h., ein kontinuierliches Handelssystem, bei dem Betreiber verfügbarer Kraftwerke Kapazitätszertifikate ausgeben. Diese Zertifikate müssen von den Stromversorgern gekauft wer-

den, um sicherzustellen, dass sie ihre Lieferverpflichtungen auch in Spitzenlastzeiten erfüllen können. Die Menge der benötigten Zertifikate richtet sich nach dem maximalen Lastbedarf eines Lieferanten während der Spitzenlastphase (dem sog. *Spitzenlastbeitrag*). Der Preis für die Zertifikate entsteht durch das Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und schafft für die Betreiber verfügbarer Kapazitäten eine zusätzliche Einnahmequelle.

Abbildung 4.11: Loss-of-Load-Expectations für Europa 2035



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf ENTSO-E, 2024

- Ein Hybrid (*Kombinierter Kapazitätsmarkt, KKM*), der eine Synthese aus einem zentralen und einem dezentralen Mechanismus darstellt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat im Sommer 2024 deutlich gemacht, dass es diese Lösung präferiert.

Der vom BMWK bevorzugte kombinierte Kapazitätsmarkt ist ein Hybrid aus zentralem und dezentralem Kapazitätsmarkt.

Der aktuelle Ausgestaltungsvorschlag: Kombierter Kapazitätsmarkt

Der KKM soll die Vorteile eines zentralen und eines dezentralen Systems vereinen und gleichzeitig deren Nachteile vermeiden.⁷ Eine zentrale Ausschreibung bietet den Investoren von neuen Kraftwerken eine hohe Planungssicherheit, da ihnen in der Regel langfristige Kapazitätszahlungen von etwa 10 bis 15 Jahre zugesichert werden. Gleichzeitig kann es bei einer ungeeigneten Ausgestaltung dazu kommen, dass Nachfrageflexibilitäten oder innovative Lösungen vernachlässigt werden. Zudem müssten solche Lösungen vor der Teilnahme am zentralen System extra zertifiziert werden. Dezentrale Mechanismen gelten hingegen als besser geeignet, um Innovationen und flexible Nachfragestrukturen zu fördern. Sie schaffen einen Anreiz für Versorger, ihre Kunden zu flexibilisieren, um dadurch weniger Kapazitätszertifikate kaufen zu müssen – ganz ohne zusätzliche Zertifizierung (sog. *Selbsterfüllung*). Der Grund hierfür ist das Bestreben der Versorger, die Beschaffung von Kapazitätszertifikaten dadurch zu reduzieren, dass sie ihre Kunden flexibilisieren und so den absicherungspflichtigen Kapazitätsbedarf mindern. Ein wesentlicher Nachteil dezentraler Systeme ist der unzureichende Anreiz für Kraftwerksneubau, da der volatile Kapazitätspreis keine ausreichende Absicherung für langfristige Investitionen bietet.

Vor diesem Hintergrund schlägt die Bundesregierung daher einen KKM vor, der aus einem zentralen und einem dezentralen Segment bestehen soll:

- *Zentrales Segment (KKM-Z)*: Dieses Segment soll gezielt neue, zusätzliche und kapitalintensive Kapazitäten anreizen. Wie bei zentral organisierten Kapazitätsmärkten üblich, treten hier potenzielle Investoren in einen Ausschreibungswettbewerb um eine langfristige, festgelegte Kapazitätsvergütung mit Laufzeiten von üblicherweise 10 bis 15 Jahren ein. Im Unterschied zu vollumfänglichen zentralen Modellen (z. B. in Großbritannien oder Belgien) beschränkt sich der KKM-Z auf Neuanlagen. Der staatlich festgestellte Bedarf an neuen Kapazitäten wird anhand von Simulationsrechnungen vorausschauend ermittelt und jeweils mit einem Vorlauf von fünf Jahren ausgeschrieben. Die bezuschlagten Anlagen verpflichten sich, ab Inbetriebnahme in einer bestimmten Verpflichtungsperiode Kapazität bereitzustellen. Solche Ausschreibungen sollen jährlich erfolgen, bis der Bedarf gedeckt ist. Zudem ist vorgesehen, im KKM-Z eine sog. *Reliability Option* einzuführen. Dabei führen bezuschlagte Anlagen Einnahmen, die oberhalb eines festgelegten Strompreisschwellenwerts (*Strike Price*) erzielt werden, an eine staatliche Stelle ab. Diese Erlöse dienen zur teilweisen Refinanzierung der Kapazitätszahlungen im KKM-Z.
- *Dezentrales Segment (KKM-D)*: Dieses Segment ist ein klassischer dezentraler Kapazitätsmarkt. Es soll allerdings lediglich die Anlagen umfassen, die nicht im KKM-Z erfasst sind, also Bestandsanlagen, Lastflexibilitäten etc. Die Einführung einer *Reliability Option* im KKM-D soll geprüft werden, ist aber unwahrscheinlich. Ihre Einführung im KKM-D ist komplex, da ein zu niedrig angesetzter Strike Price bspw. dazu führen kann, dass Flexibilitäten nicht ausreichend mobilisiert werden.

Der Staat übernimmt im KKM eine *Scharnierfunktion* zwischen den beiden Segmenten. Damit es zu keiner Marktverzerrung im KKM-D kommt und dieser aussagefähige Zertifikatpreise ausweisen kann, müssen alle disponiblen Kapazitäten Kapazitätszertifikate ausgeben. Das bedeutet, dass auch KKM-Z-Kapazitäten, geförderte Kapazitäten (z. B. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Erneuerbare) sowie Kapazitäten, die zwar Leistung bereitstellen, aber keine Kapazitätszahlung erhalten dürfen (Kohlekapazitäten), Zertifikate ausgeben müssen. Diese sind unentgeltlich an eine staatliche Stelle zu übergeben, die sie in den Markt einbringt. Die Preisbildung im kontinuierlichen Handel des KKM-D soll dem staatlichen Planer eine zusätzliche Informationsgrundlage für die vorausschauende Dimensionierung des Neubaubedarfs im KKM-Z liefern.

⁷ Vgl. Consentec/r2b Energy Consulting/Öko-Institut, Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarktes, Kurzpapier im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitvorhabens zur Plattform Klimaneutrales Stromsystem, im Auftrag des BMWK, Berlin 2024, S. 1.

Im KKM wird die *de-rated Kapazität* vergütet, d. h., jener Anteil der Kapazität einer Anlage, der zu bestimmten, regulatorisch definierten Starklastzeitpunkten mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht. Dieser Anteil ist in Abhängigkeit von der verwendeten Technologie stark unterschiedlich. So sind z. B. thermische Kraftwerke in Starklastsituationen nahezu immer verfügbar, Photovoltaik-Anlagen hingegen nicht, wenn Starklastsituationen v. a. abends auftreten. Dies wird durch eine Gewichtung der installierten Kapazitäten mit einem geeigneten *De-Rating-Faktor* berücksichtigt.

Schließlich soll der KKM eine regionale Komponente beinhalten, um eine aus Netzsicht günstige räumliche Verteilung der Kapazitäten innerhalb Deutschlands zu ermöglichen. Dies kann – analog zu den geplanten Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie – durch eine geeignete Bonifizierung netzseitig günstig zu bewertender Standorte in den Beschaffungsauktionen im Rahmen der KKM-Z erfolgen. Im dezentralen Segment müssten Kapazitätszertifikate voraussichtlich mit einer Standortinformation versehen sein, um eine regionale Bewertung zu ermöglichen. Die konkrete Umsetzung dieses Aspekts ist derzeit jedoch noch offen.⁸

Bewertung

Die Effizienz und die Effektivität eines Kapazitätsmechanismus sind – dies zeigen internationale Erfahrungen – stark von seiner Ausgestaltung im Detail abhängig. Da bislang keine detaillierte Beschreibung des KKM vorliegt, ist seine abschließende Bewertung derzeit nur eingeschränkt möglich. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass ein KKM bei geeigneter Umsetzung aus dem zentralen Segment verlässliche Investitionssignale senden kann, während das dezentrale Segment dazu beitragen könnte, dezentrales Wissen über Flexibilität und Innovationen zu erschließen.

Allerdings ist der bisher vorliegende Entwurf des KKM auch auf Kritik gestoßen.⁹ Dies betrifft mehrere Aspekte des geplanten Mechanismus. Zum einen ist der KKM sehr komplex und international noch ohne Vorbild. Seine Komplexität ergibt sich aus der Kombination zweier an sich bereits anspruchsvoller Systeme, nämlich eines

zentralen und eines dezentralen Kapazitätsmechanismus. Die hohe Komplexität bewirkt eine hohe regulatorische Irrtumswahrscheinlichkeit und dürfte bei den Investoren die Erwartung hervorrufen, dass es zu wiederholten Neuregulierungen des KKM kommen wird. Internationale Erfahrungen zeigen, dass selbst weniger komplexe Systeme immer wieder überarbeitet werden mussten.

➤ Aufgrund der Kombination zweier anspruchsvoller Systeme ist der KKM sehr komplex.

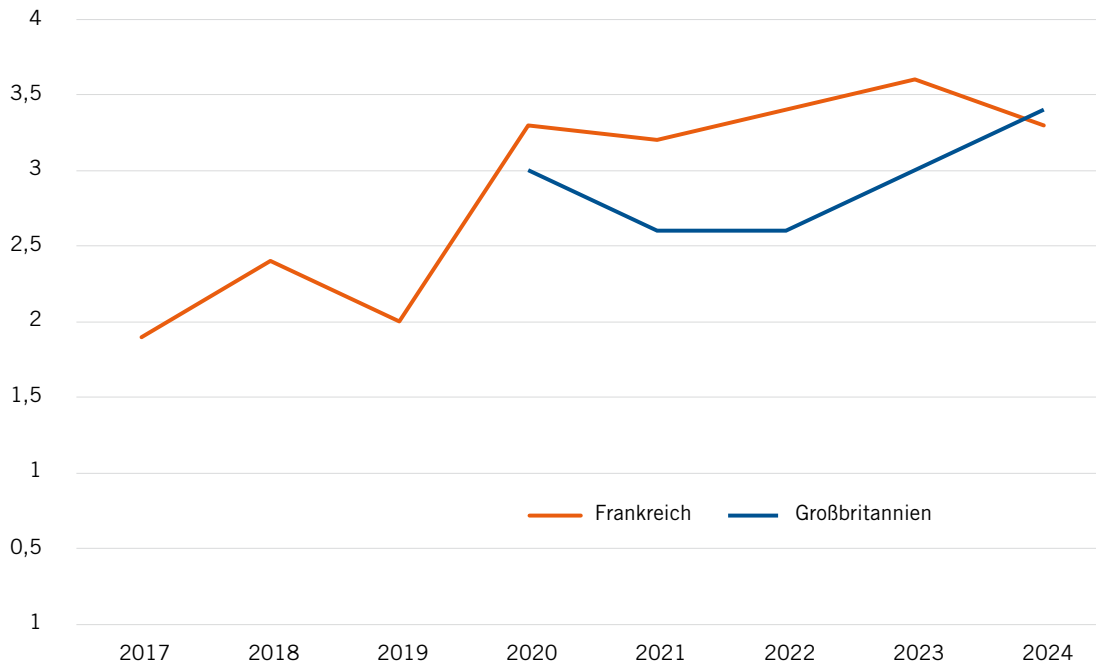
Auch die Rolle des Staates im KKM wurde teilweise kritisch gesehen. So verfügt dieser mit der Summe der Kapazitätszertifikate aus Bestands- und geförderten Anlagen über einen sehr signifikanten Marktanteil im KKM (Schätzungen gehen von anfangs ca. 40 % aus). Daraus ergibt sich die Sorge, der Staat könne in die Preisbildung eingreifen, wodurch die Aussagekraft des Preissignals im dezentralen Segment geschwächt würde. Ein weiterer Kritikpunkt ist die nur sehr bedingte Kompatibilität der beiden Systeme KKM-Z und KKM-D. Ein Kapazitätsmarkt dient dazu, Kapazitäten im gesellschaftlich gewünschten Ausmaß anzureizen, was nicht unbedingt mit dem Ausmaß an Kapazität übereinstimmen muss, welches der Markt hervorbringt. Letzteres ist im Allgemeinen knapper, denn dies ist gerade einer der Gründe für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus. Da der KKM-D auf einem marktbasierten Mechanismus beruht, wird dort nur so viel Kapazität angeboten, wie der Markt von sich aus bereitstellt, was in der Regel zu einem knappen Angebot führt. Der darüber hinaus gesellschaftlich gewünschte Bedarf an gesicherter Leistung muss dann über das zentrale Segment (KKM-Z) gedeckt werden. Dadurch entsteht jedoch ein Zielkonflikt: Wenn über das zentrale Segment ausreichend zusätzliche Kapazitäten bereitgestellt werden, entsteht im dezentralen Segment keine Knappheit mehr – mit der Folge, dass die Preise für Kapazitätszertifikate dort tendenziell gegen Null sinken. Langfristig kommt hinzu, dass immer mehr ältere Bestandsanlagen durch neue, zentral geförderte Anlagen ersetzt werden. Dadurch wird das zentrale Segment des Marktes zunehmend dominanter, während das dezentrale Segment an Bedeutung verliert.

Eine weitere Kritik betrifft das Argument, dass der KKM-D notwendig sei, um Flexibilitäten anzureizen und Innovationen hervorzubringen. Bei niedrigen Kapazitätspreisen wären die entsprechenden Anreize gering. Die Erfahrung mit dem dezentralen französischen Kapazitätsmarkt zeigt

⁸ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Strommarktdesign der Zukunft, Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Berlin 2024, S. 68.

⁹ Vgl. Frontier Economics, Kombierter Kapazitätsmarkt – eine Analyse der Vor- und Nachteile. Kurzstudie für die EnBW AG und die RWE AG, Köln 2024.

Abbildung 4.12: Prozentualer Anteil der Kapazitäten aus Nachfrageflexibilität an den kontrahierten Gesamtkapazitäten in Frankreich und Großbritannien



Quelle: Frontier Economics, Kombinerter Kapazitätsmarkt – eine Analyse der Vor- und Nachteile. Kurzstudie für die EnBW AG und die RWE AG, 2024

zudem, dass die Kapazitätspreise im laufenden Handel sehr stark schwanken. Falls für die Mobilisierung von Flexibilität Investitionen getätigt werden müssen, liefern derart volatile Kapazitätspreise kaum ausreichende Investitionsanreize.

Der kombinierte Kapazitätsmarkt ist international ohne Vorbild.

Die Erfahrung mit zentralen sowie dezentralen Mechanismen zeigt zudem, dass die Leistungsfähigkeit dieser Systeme weniger vom Grundtypus (z. B. zentral vs. dezentral) abhängt, als von ihrer konkreten Ausgestaltung. So weist der zentrale britische Mechanismus eine ähnliche Mobilisierung dezentraler Flexibilität auf wie der dezentrale französische Mechanismus. Im französischen Modell wurde dieses Niveau jedoch erst durch zusätzliche zentrale Flexibilitätsausschreibungen im Jahr 2019 erreicht. Dementsprechend könnte ein sorgfältig ausgestalteter einfacherer Mechanismus als der KKM eine ähnliche Leistungsfähigkeit aufweisen, ohne dass die erwähnten Nachteile der hohen Komplexität in Kauf genommen werden müssten.

Die Tatsache, dass der KKM international ohne Vorbild ist, könnte zudem seine beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission erschweren. Die Verwendung eines erprobten Systems wie des zentralen belgischen Mechanismus, der bereits nach aktuellem europäischem Recht genehmigt wurde, würde die rechtzeitige Einführung eines deutschen Kapazitätsmechanismus bis 2028 wahrscheinlicher machen.

Fazit

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland ist mittlerweile weitgehend unbestritten. Angesichts des erheblichen Zubaubedarfs bis Anfang der 2030er Jahre drängt mittlerweile die Zeit. Internationale Erfahrungen zeigen, dass das Design, die Genehmigung und die Implementierung eines Kapazitätsmarktes mehrere Jahre in Anspruch nehmen können. Um die geplante Einführung im Jahr 2028 nicht zu gefährden, muss die neue Bundesregierung zeitnah die Weichen für ein Kapazitätsmarktdesign stellen. Dabei kann sie auf internationale Erfahrungen mit bewährten Ausgestaltungslösungen zurückgreifen.

4.3 Neuregelung der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung ab 2027

- **Die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss ab 2027 umgestellt werden.**
- **Eine produktionsunabhängige Förderung hat nur theoretische Vorteile.**
- **Phasen negativer Preise bedrohen Neuanlageninvestitionen.**

Hintergründe

Die aktuell geltende Förderung nach dem Gesetz über den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) mittels der gleitenden Marktprämie ist für Neuanlagen nur noch bis Ende 2026 beihilferechtlich zulässig. Bei zu niedrigen Strommarkterlösen von EEG-Anlagen erhöhen EEG-Förderzahlungen die Einnahmen der Anlagenbetreiber bis zum in Ausschreibungen bestimmten anzulegenden Wert. Stromerlöse über dem anzulegenden Wert kann der Anlagenbetreiber aber behalten.

Bis 2027 muss das neue Strommarktdesign der Europäischen Union (EU) umgesetzt werden. Staatlich neu geförderte EEG-Anlagen und Kernkraftwerke erhalten danach nicht nur eine preisliche Absicherung gegen niedrige Strommarktpreise, sondern müssen auch Übererlöse bei hohen Strommarktpreisen zurückzahlen.

Vorschläge für die zukünftige EEG-Förderung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat in seinem Papier *Strommarktdesign der Zukunft* vier Optionen für eine zukünftige EEG-Förderung vorgestellt.¹⁰

Theoretisch haben die produktionsunabhängigen Förderungsoptionen viele Vorteile. Bei Option 4 erhält der Anlagenbetreiber z. B. die von ihm gebotene Kapazitätsszahlung als Förderung, muss aber alle Markterlöse der Referenzanlage wieder an das EEG-Konto abführen. Dies gilt selbst dann, wenn er keinen Strom produziert. Im Gegenzug behält er die monatliche Kapazitätsszahlung¹¹. Da diese konstant und nicht mengenabhängig ist, ergibt sich für die Anlagenbetreiber eine bessere Planbarkeit und eine Verringerung des Investitionsrisikos. Die Vergütung des Betreibers ergibt sich dann als Differenz aus der Kapazitätsszahlung abzüglich der Markterlöse des Produktionspotenzials der Referenzanlage. Da der Stromerzeuger hierbei nur seine Strommarkterlöse aus der Direktvermarktung abführen muss, hätte der Erzeuger kein Strommarktpreisrisiko. Auch das Risiko, keine Förderung in Phasen negativer Preise zu bekommen, besteht nicht. Denn er erhält weiter die Kapazitätsszahlung und muss in Phasen negativer Preise nichts an das EEG-Konto abführen. Zusätzlich entfällt das Strommengenrisiko, weil er in windschwachen Jahren auch weniger Erlöse abführen müsste.

Einen Nachteil stellt der Aufwand der Bestimmung der Referenzerzeugung dar. In der Praxis gibt es außerdem Abweichungen in der Stromerzeugung von den realen Anlagen zu der Referenzanlage. Hierbei ist nicht nur die

10 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), *Strommarktdesign der Zukunft*, Berlin 2024.

11 Die Förderung in Form der Kapazitätsszahlung in €/kW wird in EEG-Ausschreibungen bestimmt und ist für die Förderdauer unverändert.

Tabelle 4.4: Vier Optionen zur EEG-Förderung			
OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3	OPTION 4
Produktionsabhängige Modelle		Produktionsunabhängige Modelle	
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor)	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätsszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), *Strommarktdesign der Zukunft*, 2024

Die zwei von der jeweiligen Stromproduktion der Anlagen abhängigen Modelle wollte das BMWK weiter prüfen, jedoch nicht weiterverfolgen. Sie stellen eine Fortentwicklung der gleitenden Marktprämie dar, indem sie eine Übererlösabschöpfung oberhalb der Zuschlagspreises (Option 1) oder auf dem Niveau des Zuschlagspreises (Option 2) einführen.

Das BMWK hat in der auslaufenden Legislaturperiode die Option 3 und 4 mit einer stromproduktionsunabhängigen Förderung favorisiert. Die Rückzahlung von Markterlösen wird anhand des Stromerzeugungspotenzials einer Referenzanlage bestimmt.

Höhe der Stromerzeugung relevant, sondern auch deren zeitliche Verteilung. Denn der Anlagenbetreiber muss die gesamten Erlöse der Referenzanlage abführen, d. h., die jeweilige stündliche Stromerzeugung multipliziert mit dem stündlichen Strommarktpreis.

Die auftretenden Abweichungen der realen zur theoretischen Stromerzeugung führen jedoch dazu, dass die Strompreis- und Mengenrisiken keineswegs entfallen, sondern im Gegenteil verstärkt zur Geltung kommen. Berechnungen des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. (BEE)¹² zeigen, dass die realen Erträge von den theoretischen Erträgen einer identischen Windkraftanlage, trotz gleicher Kennlinien und gleicher mittlerer Windgeschwindigkeiten, in einer Stunde so weit auseinanderliegen, dass innerhalb eines Monats die Rückzahlungen an das EEG-Konto die monatliche Kapazitätsszahlung übertreffen können. Bei Windkraftanlagen ist die Aufstellung der Anlagen zueinander zur jeweils auftretenden Windrichtung ausschlaggebend. Diese Abweichungen lassen sich auch kaum durch pauschale Abschläge für einen Parkwirkungsgrad beheben und erzeugen zusätzliche Fehlanreize.

In der Praxis treten starke Abweichungen in der Stromerzeugung einer realen Anlage von der identischen Referenzanlage auf.

Der Bundestag wird voraussichtlich bis Sommer 2026 über die Umsetzung des neuen Förderdesigns entscheiden. Eine moderate Fortentwicklung der produktionsabhängigen Optionen 1 und 2 hätte den Vorteil, dass die etablierte Bankfinanzierung beibehalten werden kann, die auch bisher im EEG nur geringe Risikoaufschläge garantierte. Produktionsunabhängige Fördermodelle könnten zunächst im Rahmen von Innovationsausschreibungen erprobt werden.

Das Finanzierungsproblem von Phasen mit negativen Strompreisen

Die zeitgleiche Einspeisung großer, nicht-steuerbarer Erzeugungsleistungen von Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen kann die Stromnachfrage übertreffen und die Strompreise ins Negative drücken. Die EU-Wettbe-

werbskommission lehnt eine Förderung von EE-Strom in Phasen negativer Preise ab. In der Konsequenz wurde in dem Anfang 2025 in Kraft getretenen sog. Solar-spitzengesetz die Förderung für Neuanlagen ab 2025 in Phasen negativer Strompreise abgeschafft. Allerdings gibt es viele Bestandsanlagen, die unabhängig von der Strompreishöhe oder in mehrstündigen Phasen negativer Strompreise weiterhin eine EEG-Förderung erhalten. Der bisherige Anreizmechanismus wurde mit dem Solarspitzengesetz angepasst, sodass der Anteil nicht auf Marktsignale reagierender Anlagen künftig zumindest nicht weiter zunimmt.

Dies hat Auswirkungen auf die zukünftige Förderung von Neuanlagen. So mussten PV-Neuanlagen im Jahr 2024 bereits auf rund 16 % ihrer potenziellen Stromerzeugung und der damit verbundenen Förderung verzichten – unabhängig davon, ob sie nach Süden, Osten oder Westen ausgerichtet sind. Dieser Anteil dürfte mit weiterem Zubau ohne zusätzlichen Stromverbrauchsanstieg oder ausreichende Speicherlösungen weiter steigen. In der Folge werden die künftigen Erlöse von Neuanlagen zunehmend schwer kalkulierbar. Zudem drohen Liquiditätsprobleme in den ersten Betriebsjahren aufgrund unzureichender Einnahmen.

Wenn sich künftig auch Bestandsanlagen an der Abregulierung beteiligen würden, müsste insg. weniger als ein % der jährlichen Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen reduziert werden. Gleichzeitig könnten Phasen mit negativen Strompreisen weitgehend vermieden werden.¹³

Um solche Preissituationen zu verhindern, sollten die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vermarkteten Strommengen möglichst nicht zu negativen Preisen angeboten werden. Anlagen, die dafür abgeregelt werden müssen, sollten weiterhin ihre EEG-Vergütung erhalten. Für die ÜNB entfielen in diesem Fall allerdings Zahlungen an Stromverbraucher für die Vermarktung des überschüssigen Stroms, was das steuerfinanzierte EEG-Konto entlasten würde.

Auch würde es Sinn machen, dass Betreiber von direktvermarkteten Bestandsanlagen, die vor 2025 in Betrieb genommen wurden, analog zu § 100 Abs. 47 EEG freiwillig in das Fördermodell für Neuanlagen wechseln dürfen. Dafür erhielten sie als Entschädigung einen höheren anzulegenden Wert.

¹² Vgl. BEE, BEE-Analyse: Auswirkungen einer möglichen Einführung von Contracts for Difference (CfD) auf Erneuerbare Energien im Strommarkt, Kapitel 1, Feb. 2022, abrufbar unter https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapier/2022/20220224_BEE-Hintergrundpapier_CfD.pdf, (zuletzt abgerufen am 23.05.2025).

¹³ Vgl. Fraunhofer ISE, Fraunhofer IEE, bhh, Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien, , siehe Kapitel 8.3.2, abrufbar unter https://klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf (zuletzt abgerufen am 23.05.2025).

4.4 Stromspeicher für die Energiewende: Stand und Anwendung der verfügbaren Speichertechnologien

- **Speicher leisten einen Beitrag für mehr Flexibilität im Stromsystem zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien – zusammen mit Nachfrageflexibilität, flexiblen Kraftwerken und Netzausbau.**
- **Es gibt verschiedene kurz- und langfristige Stromspeicher, wobei Batteriespeicher marktgetrieben aktuell einen starken Hochlauf erfahren.**
- **Damit je nach Speicherart unterschiedliche Flexibilitätsbeiträge erbracht werden könnten, wäre es wichtig, bereits jetzt die notwendigen Weichenstellungen für die System- und Netzdienlichkeit zu stellen.**

Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland zu erreichen, stellt der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) – insb. der Solar- und Windenergie – im Stromsektor eine wichtige Säule dar. Dies trägt über den Stromsektor hinaus durch Elektrifizierung und Sektorenkopplung zur Dekarbonisierung von Wärme, Verkehr und Industrie bei. In den letzten Jahren ist zudem ein deutlicher Anstieg an Speicherkapazität zu verzeichnen. Neben den teilweise seit Jahrzehnten bestehenden Pumpspeicherkraftwerken ist insb. im Bereich der Batteriespeicher eine neue Dynamik entstanden. So hat sich allein die installierte Batteriekapazität bei Heimspeichern von 2021 (1,6 Gigawattstunden (GWh)) bis Januar 2025 (14,8 GWh)¹⁴ in Deutschland verneunfacht. Im Januar 2025 waren außerdem Großbatteriespeicher mit einer Kapazität von 2,2 GWh und 726,8 Megawattstunden (MWh) Gewerbespeicher vorhanden.¹⁵

Die fluktuierende Stromerzeugung aus Erneuerbaren erfordert, das Stromnetz weiter auszubauen und immer flexibler zu betreiben, um die Schwankungen örtlich und zeitlich auszugleichen, und den Strom zu den Lastzentren zu transportieren. Es bedarf der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau, um stets eine sichere und stabile Stromversorgung zu gewährleisten. Ein zunehmend komplexes Energieversorgungssystem mit einer steigenden Anzahl an EE-Erzeugern und -Verbrauchern, wie Elektroautos und Wärmepumpen, erfordert viel Flexibilität.

Stromspeicher können zur zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen beitragen, abhängig von den technischen Möglichkeiten der jeweiligen Speichertechnologie, der Ausgestaltung des gesetzlichen und technischen Regelwerks und der Betriebsstrategie des Speichers.

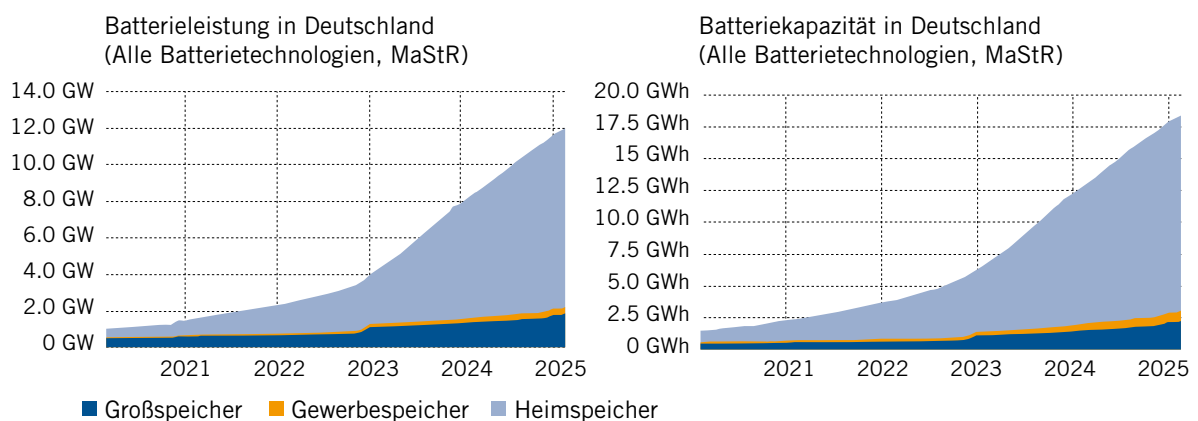
14 Vgl. RWTH Aachen, Battery Charts, ohne Datum, abrufbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/> (zuletzt abgerufen am 18.02.2025); Figgner, J./Hecht, C./Haberschusz, D./Bors, J./Spreuer, K.G./Kairies, K.-P./Stenzel, P./Sauer/D.U., The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023), 2023, DOI: 10.48550/arXiv.2203.06762.

15 Vgl. RWTH Aachen, Battery Charts, ohne Datum, abrufbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/> (zuletzt abgerufen am 18.02.2025).

Welche Arten von Stromspeichern gibt es?

Das aktuelle Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definiert Energiespeicher als „Anlage in einem Elektrizitätsnetz, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung ver-

Abbildung 4.13: Entwicklung der Batterieleistung und der Batteriekapazität in Deutschland



Quelle: RWTH Aachen, Battery Charts¹

schohen wird oder mit der die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt¹⁶. Ein Energiespeicher umfasst innerhalb eines Zyklus die drei Prozesse Einspeichern (Laden), Speichern (Halten) und Ausspeichern (Entladen). Dabei kommt es je nach Speichertyp zur Energieumwandlung von elektrischer Energie in potenzielle, kinetische, chemische oder thermische Energie. Bei Stromspeichern kann diese bei Bedarf wieder in elektrische Energie transformiert, also rückverstromt, werden. Dieser Umwandlungsprozess geht je nach Speichertyp mit unterschiedlich hohen Verlusten einher, worüber der Wirkungsgrad Auskunft gibt. In Megawatt (MW) wird die Leistung eines Speichers angegeben und in MWh seine Kapazität. Es gibt verschiedene Arten von Stromspeichern:

- **Pumpspeicherkraftwerke:** Bei Pumpspeicherkraftwerken (PSW) wird Wasser mittels Pumpen (elektrische Energie) in einen Stausee als Speicher (potenzielle Energie) gebracht und kann dann Turbinen antreiben (kinetische Energie), womit über einen Generator elektrische Energie erzeugt wird. PSW sind eine wirtschaftliche Möglichkeit, Strom großmaßstäblich zu speichern.¹⁷ Zum Beispiel haben die beiden größten PSW in Deutschland Leistungen von 1.052 MW (PSW Goldisthal in Thüringen) und 1.045 MW (PSW Markersbach in Sachsen).¹⁸ In Deutschland sind 9,87 Gigawatt (GW) Pumpspeicher installiert (Stand: 2024).¹⁹ Ihre Speicherkapazität beträgt insg. 39 GWh.²⁰
- **Schwungradspeicher:** Ein Schwungrad mit entsprechender Schwungradmasse wird mittels eines Motors auf

eine hohe Drehzahl beschleunigt und die resultierende kinetische Energie wird in Form von Rotationsenergie gespeichert. Für die Entladung erfolgt eine Kopplung des Schwungradspeichers an einen elektrischen Generator. Schwungräder können zur Momentanreserve für Zeiträume unter 20 Minuten beitragen.²¹

- **Druckluftspeicher/Compressed Air Storage (CAES)-Kraftwerke:** Im Fall von überschüssigem Strom wird die elektrische Energie genutzt, um Luft unter Druck zu komprimieren und in einen Speicher (z.B. Salzstock) zu pumpen. Diese gespeicherte Druckluft wird bei Bedarf zur Stromerzeugung, z.B. über eine Turbine, wieder expandiert.²² In Deutschland ist seit 1978 das Druckluftspeicherkraftwerk Huntorf in Niedersachsen in Betrieb, das damals gebaut wurde, um insb. nachts elektrische Energie aus dem Kernkraftwerk Unterweser zu speichern. Aufgrund der begrenzt möglichen Standorte wie Salzkavernen und des geringen Wirkungsgrads gab es keine weiteren CAES-Kraftwerke in Deutschland. Es ist jedoch eines in Ahaus im Münsterland für die Speicherung aus erneuerbaren Energien in Planung. Dabei liegt die Motivation in der Nutzung des Überschussstroms.
- **Batteriespeicher:** Batterien sind elektrochemische Speichertechnologien. Das bedeutet, dass in ihnen chemische Reaktionen stattfinden, bei denen Elektronen freigesetzt und später wieder aufgenommen werden.²³ Hierzu gehören u.a. Blei(säure)batterien, Non-Flow-Batterien wie Lithium-Ionen-Batterien sowie Redox-Flow-Batterien.²⁴ Aufgrund der höheren Energiedichte im Vergleich zu anderen Technologien und der stark gesunkenen Kosten basieren heute viele Batteriespeicher von Smartphones bis hin zur Elektromobilität auf Lithium-Ionen-Batterien. Zu Beginn waren im Stromsektor vor allem Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Speicher vorhanden; inzwischen dominieren Lithium-Ionen-Batterien annähernd den ganzen Markt: Insg.

16 § 3 Nr. 15d EnWG (Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 448) geändert worden ist).

17 Vgl. Heimerl, Stephan/Kohler, Beate, Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, 10/2017, abrufbar unter https://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/Wa-Wi_2017_10_Heimerl_Kohler_PSKW.pdf (zuletzt abgerufen am 18.02.2025).

18 Vgl. Statista, Wichtigste Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland nach installierter Nettonennleistung im Juli 2023, 05.07.2024, abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/310041/umfrage/wichtigste-pumpspeicherkraftwerke-in-deutschland-nach-installierter-leistung/> (zuletzt abgerufen am 30.01.2025).

19 Vgl. Fraunhofer ISE, Energy-Charts, Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland, ohne Datum, abrufbar unter https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm (zuletzt abgerufen am 18.02.2025).

20 Vgl. RWTH Aachen, Battery Charts, ohne Datum, abrufbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/> (zuletzt abgerufen am 18.02.2025).

21 Vgl. 50Hertz Scientific Advisory & Project Board, Warmer Lichtsturm – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind – Ergebnisbericht, Langfassung, 2024, S. 53; European Association for Storage of Energy (EASE), Ancillary Services Energy Storage Applications Forms, Brüssel 2021, abrufbar unter <https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2021/08/Ancillary-Services.pdf> (zuletzt abgerufen am 07.05.2025).

22 Je nachdem, ob im Entladevorgang Wärmeenergie zugeführt werden muss oder nicht, wird zwischen diabaten (Wärmeenergie wird extern über Brennstoffe zugeführt) und adiabaten (ohne externe Wärmezufuhr) Druckluftspeichern unterschieden.

23 Vgl. Schmieg, Armin U., Elektrische Energiespeichersysteme. Grundlagen, Beispiele, Aufgaben. Carl Hanser Verlag GmbH & Co. KG, München 2024, S. 266.

24 Zudem gibt es weitere Batterietypen wie z.B. Nickel-Cadmium, Nickel-Metall-Hybride und Natrium-Schwefel.

sind heute 11,6 GW an Leistung von Batteriespeichern installiert.²⁵ Batteriespeicher umfassen (stationäre) Großbatteriespeicher, Kleinspeicher/Gewerbespeicher und Heimspeicher sowie mobile Speicher bei rückspeisenden Elektroautos (*vehicle-to-grid*). Während Großbatteriespeicher meist an höheren Spannungsebenen angeschlossen werden, ist bei Heimspeichern der Netzanschluss in den unteren Netzebenen des Verteilnetzes.

- **Kondensatoren und Spulen:** Elektrische Bauelemente, wie Kondensatoren und Spulen, können elektrische Energie in einem geringen Umfang speichern. Ihre Speicherkapazität und, im Falle von Spulen, Speicherdauer sind jedoch gering, weshalb sie als Flexibilitätsoption aktuell nicht geeignet sind.²⁶ Super- oder Ultrakondensatoren erhalten aufgrund ihrer Schnellladefähigkeit und der langen Lebensdauer als Stromspeicher für Sekundenunterbrechungen im fachlichen Diskurs zunehmend Aufmerksamkeit.

Außerdem gibt es weitere Stromspeicherarten wie Kugelpumpspeicher, Hubspeicherkraftwerke und Auftriebsenergiespeicher, auf die im Rahmen des vorliegenden Beitrags aufgrund ihrer geringeren Technologiereife nicht tiefer eingegangen wird. Des Weiteren besteht die Möglichkeit der Speicherung elektrischer Energie in Form von Molekülen, wie bspw. über Elektrolyseure, die mittels elektrischen Stroms eine chemische Reaktion induzieren, um Wasserstoff zu erzeugen. Dieser kann bei Bedarf z. B. über eine Brennstoffzelle rückverstromt werden. Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie setzt ein Elektrolyseziel für Deutschland zur Erzeugung von erneuerbarem (*grünen*) Wasserstoff von 10 GW bis 2030.²⁷ Im Rahmen der Sektorenkopplung können über weitere Stufen, wie etwa über *Power-to-Liquid*- oder *Power-to-Gas*-Prozesse, auch weitere flüssige oder gasförmige Energieträger aus Wasserstoff erzeugt werden. Zudem ermöglicht das Stromnetz den räumlichen und zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch – bis hin zum überregionalen Ausgleich mit den europäischen Nachbarländern durch Interkonnektoren.

25 Vgl. RWTH Aachen, Battery Charts, ohne Datum, abrufbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/> (zuletzt abgerufen am 18.02.2025).

26 Vgl. 50Hertz Scientific Advisory & Project Board, Warmer Lichtsturm, – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind – Ergebnisbericht, Langfassung, Berlin 2024, S. 54.

27 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.), Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie (NWS), Juli 2023, S. 6.

Vor allem bei Batteriespeichern ist ein großer Ausbautrend absehbar.

Ein starker Ausbautrend unter den Stromspeichern ist bei Batteriespeichern absehbar, was sich in einer steigenden Anzahl von Netzanschlussbegehren sowie geplanten Batteriegroßspeicherprojekten manifestiert, die an das Marktstammdatenregister gemeldet werden. Kleinere Heim- und Gewerbespeicher werden hingegen oft erst bei der Installation gemeldet. Der genehmigte Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2025-2037/2045²⁸ geht, je nach Szenario, von einer installierten Leistung an Großbatteriespeichern von 41,1 bis 94,1 GW in den Jahren 2037 als auch 2045 (Referenz 2024: 1,7 GW) sowie von einer installierten Leistung bei Kleinspeichern von 46,7 bis 65,3 GW in 2037 und von 59,7 bis 80,9 GW in 2045 (Referenz 2024: 9,9 GW) aus. Bei Pumpspeicherkraftwerken sieht der genehmigte Szenariorahmen NEP 2025-2037/2045 sowohl für alle Szenarien in 2037 als auch in 2045 eine installierte Leistung von 12,0 GW vor²⁹ (rund 2 GW mehr als heute).

Speicher für die Energiewende: mögliche Anwendungsfelder

Der Zubau von größeren Speichern findet aktuell v.a. marktgetrieben statt. Der Business Case sowohl bei Pumpspeicherkraftwerken als auch bei Großbatterien besteht größtenteils in der Gewinnrealisierung basierend auf *Price Spreads* im *Day-Ahead-Handel*, dem *Intraday-Handel* sowie bei der Bereitstellung von Regelleistung (insb. Primär- und Sekundärreserveleistung). Heimspeicher werden hingegen vielfach von Haushalten in Kombination mit einer Photovoltaik (PV)-Anlage, einer Wärmepumpe und/oder einem Elektroauto zur Optimierung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Dies geht nicht notwendigerweise mit einer marktdienlichen Betriebsweise, die sich an den Preissignalen des Day-Ahead- und Intraday-Marktes orientiert, einher. Denn die Optimierung hinter dem Netzanschlusspunkt geschieht in Abhängigkeit vom eigenen Verbrauchs- und PV-Einspeiseprofil. Zugleich impliziert ein marktgetriebener Betrieb kein netzdienliches Verhalten.

28 Vgl. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045, Bonn 2025, S. 4.

29 Vgl. BNetzA, Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045, April 2025, am angegebenen Ort, S. 4.

Tabelle 4.5: Übersicht Speicher: Eigenschaften und Anwendungsfelder

	Speicher- wirkungs- grad	Ein- speicher- dauer	Speicher- dauer	Anfahr- dynamik	Real- sierungs- zeitraum	Größe Einzel- projekt [Energie]	Größe Einzel- projekt [Leistung]
Stromspeicher ((thermo-)mechanisch)							
Adiabate Druckluft- speicher (A-CAES)	60 bis 78 %	4 ... 12 Stunden	Woche	Minuten	5 Jahre	1 GWh	bis 300 MW
Diabate Druckluft- speicher (D-CAES)	bis 65 %	4 ... 12 Stunden	Woche	Minuten	5 Jahre	1 GWh	bis 300 MW
Schwungrad- speicher	80 bis 95 %	20 Sekunden ... 20 Minuten	Minuten	Sekunden	2 Jahre	bis 5 MWh	bis 20 MW
Pumpspeicher- kraftwerke	80 %	3 – 12 Stunden	Tage ... Wochen	Sekunden bis Minuten	5 Jahre	bis 8,5 GWh	bis 1 GW
Stromspeicher (elektrisch)							
Kondensatoren (SupraCaps)	90 bis 95 %	Sekunden	Sekunden ... Minuten	Sekunden	1 Jahr	–	–
Supraleitende Spulen	90 bis 95 %	Sekunden	Sekunden ... Minuten	Sekunden	1 Jahr	–	–
Stromspeicher (elektrochemisch)							
Non-flow-Batterien <i>Großbatterien</i>	98 %	1 ... 6 (10) Stunden	Tage	Sekunden	2 Jahre	bis 1 GWh	bis 500 MW
Redox-Flow- Batterien	90 %	> 1 Stunde	Tage	Sekunden	2 Jahre	k.A.	bis 500 MW

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf 50Hertz Scientific Advisory & Project Board³⁰

Im ungünstigsten Fall kann die Betriebsweise von Speichern kumuliert sogar das Netz oder das System belasten.

Damit Speicher einen Flexibilitätsbeitrag zur Energiewende leisten können, ist ein netz- und systemdienlicher Einsatz wichtig.

Mit einer Zunahme an Speichern gewinnen Netzdienlichkeit und Systemdienlichkeit an Bedeutung. Speicher können einen Beitrag zu mehr netz- und systemdienlicher Flexibilität im Stromsystem leisten. Dies ist auch für die Integration von zunehmenden Anteilen an EE-Erzeugung relevant.

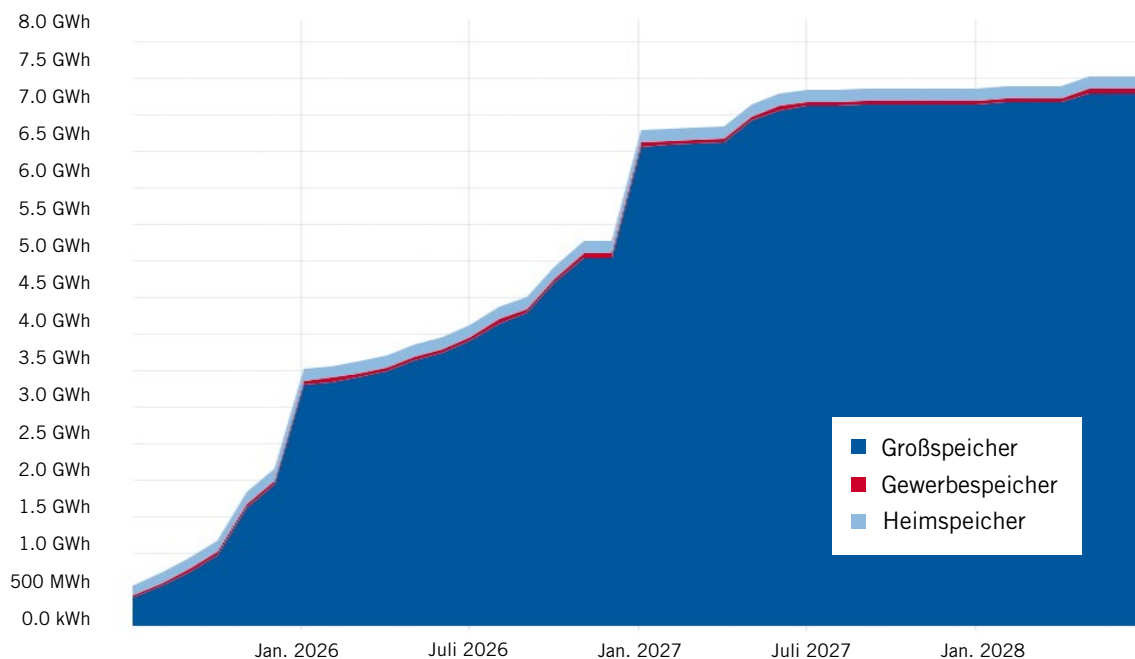
Die Bereitstellung von Flexibilität durch Speicher geschieht im Zusammenspiel mit anderen Optionen, wie der flexiblen Nachfrage (z. B. durch Elektroautos und Wärmepumpen), steuerbare Erzeugung (z. B. flexible H₂-Kraftwerke) und Netzausbau sowie Interkonnektoren. *Netzdienlich* beinhaltet dabei den Einsatz von Flexibilität, um zur Beherrschung, Reduktion oder Vermeidung kritischer Netzsituationen beizutragen, wie zur Behebung von Netzengpässen oder zur Spannungshaltung. *Systemdienlich* bedeutet, dass der Einsatz von elektrischen Anlagen aktiv zum stabilen Betrieb des Stromsystems beiträgt und damit einen Beitrag zu den Herausforderungen der Systemführung leistet – wie etwa Systemparameter (z. B. Frequenz, Systembilanz) in den zulässigen Grenzen für einen stabilen und sicheren Betrieb zu halten.³¹

³⁰ Vgl. 50Hertz Scientific Advisory & Project Board, Warmer Lichtsturm, – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind – Ergebnisbericht, Langfassung, Berlin 2024, S. 56.

³¹ Vgl. 50Hertz Scientific Advisory & Project Board, Warmer Lichtsturm, – Umgang mit Erzeugungsspitzen aus PV und Wind – Ergebnisbericht, Langfassung, Berlin 2024, S. 68ff.

Abbildung 4.14: Geplante Batteriekapazität in Deutschland

Geplante Batteriekapazität in Deutschland (Alle Batterietechnologien, MaStR)

Quelle: RWTH Aachen, Battery Charts³²

Inwieweit Speicher einen Flexibilitätsbeitrag zur Energiewende aus marktdienlicher, netzdienlicher und systemdienlicher Perspektive leisten können, hängt von verschiedenen Faktoren ab, wie den technischen Eigenschaften der jeweiligen Speichertechnologie, von ihrer geographischen Verortung und von den Anreizen im gesetzlichen, regulatorischen und technischen Regelwerk. Bei einem marktorientierten Einsatz kommt hinzu, dass die realisierbaren Price Spreads zwischen den Marktsegmenten (Day-Ahead, Intraday, Regelleistung) ausschlaggebend sind. Die Preisdifferenzen können sich jedoch mit einer zunehmenden Sättigung des Marktes, wenn z.B. viele Großbatteriespeicher partizipieren, beträchtlich verringern.

➤ **Je nach Speichertyp werden unterschiedliche Flexibilitätsbeiträge erbracht.**

In Abhängigkeit ihrer technischen Eigenschaften und ihrer Kapazität können Stromspeicher unterschiedliche Flexibilitätsbeiträge leisten. So ist für die **zeitliche Entkopplung** von fluktuierender EE-Erzeugung und Stromverbrauch die Speicherdauer entscheidend. Die erforderliche Speicherfunktion muss jedoch nicht von einer einzelnen Speichertechnologie, sondern vom System in Gänze erbracht werden.³³ Hierfür bieten sich Pumpspeicherkraftwerke, Großbatteriespeicher und perspektivisch Druckluftspeicher sowie Heimspeicherbatterien an. Aufgrund der großen Anzahl von dezentralen Heimspeichern (1,68 Mio.) im Kilowatt-Bereich in Deutschland (insg. 9,5 GW Batterieleistung bzw. 14,9 GWh Kapazität)³⁴ ist es wichtig, dass sie sich nicht nur eigenversorgungsoptimierend, sondern systemdienlich verhalten. Entscheidend dabei ist, ob hierfür die notwendigen marktlichen und regulatorischen Anreize gegenüber der Optimierung des Eigenverbrauchs bestehen und ob die Koordination und Steuerung entsprechend gewährleistet sind.

³² Vgl. RWTH Aachen, Battery Charts, ohne Datum, abrufbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/> (zuletzt abgerufen am 03.07.2025).

³³ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.), Stromspeicher-Strategie, Berlin 2023, S. 6.

³⁴ Vgl. RWTH Aachen, Battery Charts, ohne Datum, abrufbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/> (zuletzt abgerufen am 18.02.2025).

Batterie- und Pumpspeicher können zur Frequenzregelung (v. a. Primär- und Sekundärreserve) beitragen. Großbatteriespeicher stellen bereits eine präqualifizierte Leistung – also technisch geprüfte und vom Netzbetreiber zugelassene Kapazität – von 630 MW an Primärregelleistung, während der aktuelle Bedarf bei 570 MW liegt.³⁵ Die Nutzung von Stromspeichern kann die kurzfristige Aufnahme von EE-Leistungsspitzen (z. B. PV-Einspeisungen), die ansonsten eine Herausforderung für die Systembilanz darstellen, ermöglichen und damit die Stabilität des Stromsystems unterstützen. Kondensatoren und supraleitende Spulen stellen aufgrund ihrer sehr kurzen Speicherdauer und schnellen Anfahrtdynamik hingegen lediglich für den Ausgleich sehr kurzer Sekundenunterbrechungen eine Flexibilitätsoption dar, nicht jedoch für die zeitliche Entkopplung in Minuten oder Stunden. Batterie-, Pump- und Druckluftspeicher können nicht nur zur Frequenzhaltung, sondern auch zur Spannungshaltung und Schwarzstartfähigkeit beitragen. Für den **längerfristigen und saisonalen Ausgleich** von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen bietet sich nach aktuellem Stand insb. die Umwandlung von Strom in Energieträger wie Wasserstoff und die Rückverstromung oder ggf. Wärmespeicherung in Wärmenetzen in Verbindung mit Großwärmepumpen an. Dies kann für Zeiten der sog. *Dunkelflaute* relevant sein, wenn über einen längeren Zeitraum kein Wind weht und nicht ausreichend Sonneneinstrahlung zur Verfügung steht.

Zusätzlich zu der zeitlichen Komponente kann die **örtliche Dimension** bei Speichern für Flexibilitätsbeiträge ausschlaggebend sein. Während bei Druckluftspeichern, z. B. in Salzkavernen, sowie bei Pumpspeicherkraftwerken mit Höhendifferenz Standortrestriktionen bestehen, sind Groß- und Heimspeicherbatterien sowie Kondensatoren und Spulen in ihrer geographischen Verortung flexibel. Örtlich strategisch platzierte Großbatteriespeicher können beim Netzengpassmanagement zum Einsatz kommen, wenn sie als aktivierbare Erzeugung/Last vor dem Netzengpass lokalisiert werden. Des Weiteren befindet sich das Konzept des sog. *Netzboosters* als reaktiver Betriebsführungsansatz in Erprobung. Hierbei wird eine kurzfristige Überlastung eines Betriebsmittels (z. B. Leitung oder Trafo) im Fehlerfall zugelassen und die (n-1)-Sicherheit³⁶ durch schnell aktivierbare Anlagen wie Batteriespeicher hergestellt, was eine höhere Auslastung des

Netzes als im Normalbetrieb ermöglichen soll.³⁷ Die Bereitstellung von Blindleistung – also elektrischer Leistung, die für die Stabilisierung der Netzspannung ohne tatsächliche Energieübertragung sorgt – als Beitrag zur Spannungshaltung kann durch Pumpspeicher erfolgen (bei der Einspeisung von Wirkleistung oder im Phasenschieberbetrieb ohne Einspeisung) sowie durch Druckluftspeicher und Batteriespeicher.

Ausblick – Weichenstellungen für die Systemintegration erforderlich

In der Zukunft wird das systemische Zusammenspiel von Speichern, Netzausbau, flexibler Nachfrage und steuerbaren Kraftwerken entscheidend sein, um große fluktuierende EE-Anteile in das Energiesystem zu integrieren. Dabei können Speicher einen wichtigen Flexibilitätsbeitrag leisten – je nach Technologie in unterschiedlicher Weise und in unterschiedlichen Zeitintervallen, vom Ausgleich von Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen über Netzengpassmanagement bis hin zu Beiträgen für die Erbringung von Systemdienstleistungen. Neben den bereits etablierten Technologien, wie Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern, befinden sich weitere Speichertechnologien, wie bspw. Schwungrad- und Suprakondensatorenspeicher, in der Entwicklung, welche perspektivisch einen Beitrag leisten können. Aufgrund der steigenden Anzahl an Netzanschlussbegehren ist jetzt der Zeitpunkt, um Weichenstellungen für die Systemintegration von Speichern vorzunehmen – und dabei eine netzdienliche sowie systemdienliche Betriebsweise und Standortwahl anzureizen.

35 Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Fragen und Antworten (FAQ) zur Stromspeicher-Strategie, ohne Datum, abrufbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Stromspeicher-Strategie/faq-stromspeicher-strategie.html> (zuletzt abgerufen am 20.01.2025).

36 (n-1)-Sicherheit bedeutet, dass das Stromnetz jederzeit den Ausfall eines Netzelementes (Leitung oder ein Transformator) verkraften muss.

37 Vgl. BNetzA, Bedarfsermittlung 2023-2037/2045, Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045, März 2024, S. 47., abrufbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-03/NEP_2037_2045_Bestaetigung.pdf (zuletzt abgerufen am 20.01.2025).

4.5 Wärmeversorgungs­lösungen mit Wärmepumpen im Gebäudebestand

- *Wärmepumpen-Hybridheizungen erfüllen die Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) in seiner aktuellen Fassung (2023), auch in Verbindung mit einer Gas-, Biomasse- oder Flüssigbrennstofffeuerung.*
- *Hybride Heizsysteme stellen in vielen Fällen eine geeignete Übergangslösung für derzeit öl- oder gasbeheizte Bestandsgebäude dar, für die eine Umstellung auf eine reine Wärmepumpenheizung prohibitiv aufwändig wäre.*
- *Wärmepumpen-Hybridheizungen bieten in solchen Fällen Vorteile hinsichtlich der Kosten, CO₂-Emissionen, Flexibilität in Bezug auf den Zeitpunkt umfassender energetischer Sanierungen und für das Energieversorgungssystem insgesamt.*

Die Notwendigkeit zur Auswahl einer neuen Heizlösung im Gebäudebestand

Mit dem Inkrafttreten der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes vom 16.10.2023 (GEG 2023) zu Beginn des Jahres 2024 ist erstmalig die Situation entstanden, dass in der Mehrheit der Wohngebäude in Deutschland der derzeit genutzte Wärmeerzeuger am Ende seiner Lebensdauer nicht einfach durch ein neues Gerät der gleichen Heiztechnologie ersetzt werden kann. Der Einbau der heute weit verbreiteten Öl- und Gasheizungen ist beim nächsten Heizungsaustausch, jedenfalls für den überwiegenden oder ausschließlichen Betrieb mit fossilem Heizöl oder Erdgas, nach gegenwärtiger Rechtslage³⁸ nicht mehr zulässig. Davon sind ca. 70 % der Wohnungen betroffen, wobei der Anteil bezogen auf die Anzahl der Wohngebäude noch etwas höher liegt. Für die Eigentümer der betroffenen Wohnungen bzw. Gebäude stellt sich daher die Frage, welche Heizlösung beim nächsten Heizungsaustausch realisiert werden soll.

➤ In den meisten Wohngebäuden in Deutschland kann der bestehende Wärmeerzeuger am Ende seiner Lebensdauer nicht durch ein neues Gerät der gleichen Heiztechnologie ersetzt werden.

Im Rahmen der zulässigen Lösungen können nach GEG 2023 die Heiztechnologie und der Heizenergieträger frei gewählt werden. Zu den Lösungen, für die die Anforderungen des GEG 2023 ohne Nachweis im Einzelfall als erfüllt gelten, zählen die Nutzung einer Wärmepumpe oder einer Stromdirektheizung, der Anschluss an ein Wärmenetz, die Nutzung einer solarthermischen Anlage oder einer Heizungsanlage zur Verbrennung von Biomasse oder *grünem* oder *blauem* Wasserstoff³⁹ sowie hybride Heizlösungen.⁴⁰ Bei einer hybriden Heizlösung ist die Nutzung von Solarthermie oder einer Wärmepumpe erforderlich, die dann jedoch mit einer Gas-, Biomasse- und Flüssigbrennstofffeuerung kombiniert werden darf.

38 Stand Juni 2025.

39 Bei grünem Wasserstoff handelt es sich um Wasserstoff, der auf Basis erneuerbarer Energien generiert wurde. Blauer Wasserstoff bezeichnet Wasserstoff, der mithilfe fossiler Ausgangsstoffe unter Abscheidung und Speicherung des entstehenden CO₂ produziert wurde.

40 Vgl. Gebäudeenergiegesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728), das zuletzt durch Art. 1 des Gesetzes vom 16. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 280) geändert worden ist, § 71, Abs. 3.

Tabelle 4.6: Wohnungsbestand nach Baujahr und Anteil von Öl- und Gasheizungen				
Baujahr	Wohnungs- bestand	Davon Öl-/ gasbeheizt	Wohnungs- bestand	Davon Öl-/ gasbeheizt
	[Mio. Einheiten]	[Mio. Einheiten]	[Anteil aller Wohnungen]	[Anteil aller Wohnungen]
bis 1978	24,5	17,9	62 %	45 %
ab 1979	15,0	9,9	38 %	25 %
Gesamt	39,5	27,8	100 %	70 %

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, Wohnen in Deutschland – Zusatzprogramm Wohnen des Mikrozensus 2022

Im Rahmen einer Wärmepumpen- oder Solarthermie-Hybridlösung ist also auch der Einbau eines neuen Gas-Brennwertkessels⁴¹ oder Öl-Brennwertkessels nach GEG 2023 möglich.⁴²

Die Auswahl der infrage kommenden Heizlösungen ist für die meisten Bestandsgebäude deutlich kleiner als es die Auflistung im GEG 2023 auf den ersten Blick vermuten lässt. Die wesentlichen Gründe dafür sind:

- Existenz von Wärmenetzen nur in Ballungsgebieten (und auch dort nicht überall).
- Aktuell keine leitungsgebundene Versorgung mit Wasserstoff in Wohngebieten.
- Ausbau von Wärme- und Wasserstoffnetzen noch ungewiss und aus Kostengründen auch in Zukunft auf Gebiete mit hoher Anschlussdichte beschränkt.

41 Gas-Brennwertkessel bezeichnet hier sowohl Brennwertkessel auf Basis von Erdgas als auch Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, LPG).

42 Es gelten weitere Anforderungen, die für Wärmepumpen-Hybridheizungen in GEG 2023, § 71h, Abs. 1 und für Solarthermie-Hybridheizungen in GEG 2023, §§ 71e, 71h, Abs. 2 und 71h, Abs. 4 geregelt sind.

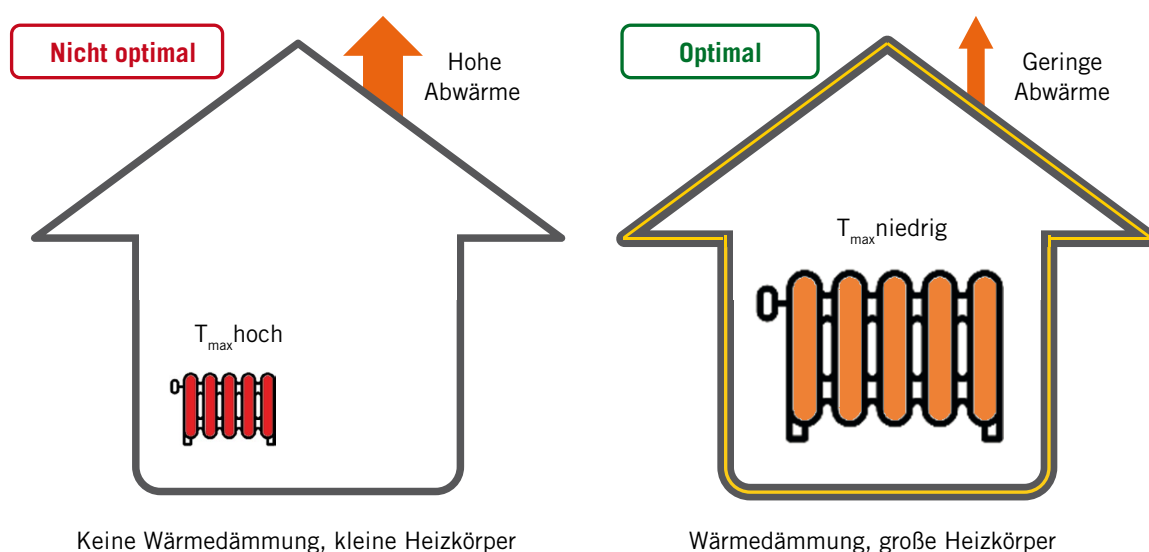
- Eignung solarthermischer Anlagen für Heizzwecke nur in Verbindung mit einem weiteren Wärmeerzeuger (mangels gesicherter Heizleistung).
- Skalierbarkeit von Biomasse-/Holzpellettheizungen aufgrund von Brennstoffverfügbarkeit sehr beschränkt.

Für Gebäude, die derzeit nicht im Gebiet eines Wärmenetzes liegen, bleiben damit die rein strombasierten Lösungen sowie die Hybridheizungen als bereits heute verfügbare und in großer Anzahl nutzbare Heizungsarten übrig. Bei den strombasierten Lösungen wird dabei in aller Regel die Wärmepumpe aus Effizienz- und Kostengründen den Vorzug vor einer Stromdirektheizung erhalten.

Vorteilhafte Bedingungen für Wärmepumpen

Eine Wärmepumpe befördert unter dem Einsatz von Strom Wärme aus einer Wärmequelle mit niedriger Temperatur (z. B. Außenluft, Erdboden oder Grundwasser) in eine Warmesenke mit höherer Temperatur – den Heizwasserkreislauf der zu beheizende Wohneinheit. Dies erfolgt entgegen der natürlichen Wärmeflussrichtung. Je geringer die Temperatur der Warmesenke ist, desto höher ist die Effizienz dieses Prozesses und desto geringer ist der Strombedarf je Kilowattstunde bereitgestellter Heizwärme.

Abbildung 4.15: Gebäude mit optimalen und weniger optimalen Bedingungen für Wärmepumpen



Quelle: Eigene Darstellung

Die Temperatur der Wärmesenke entspricht der Vorlauftemperatur des Heizwasserkreislaufs. Welches Temperaturniveau hier mind. erforderlich ist, hängt von der Auslegung des Heizsystems (insb. der Größe der Heizkörper) und vom Wärmebedarf ab – und damit von den Eigenschaften des Gebäudes. Allgemein gilt: Je größer die Heizkörper sind und je geringer der Wärmebedarf des Gebäudes (z. B. durch eine gute Wärmedämmung) ist, desto geringer kann die Vorlauftemperatur gewählt werden. Optimal wäre also eine Flächen- oder Fußbodenheizung. Eine geringere Vorlauftemperatur führt – unter sonst gleichen Bedingungen – zu einem geringeren Strombedarf der Wärmepumpe. Zudem bedeutet ein geringerer Wärmebedarf des Gebäudes, dass eine Wärmepumpe mit geringerer Nennleistung (also eine kleinere Wärmepumpe) genutzt werden kann.

Möglichkeiten und Herausforderungen für Wärmepumpen im Gebäudebestand

Während im Gebäudeneubau von Beginn an durch den Einbau großer Heizkörper oder einer Fußbodenheizung sowie eine gute Wärmeisolierung optimale Voraussetzungen für den Betrieb einer Wärmepumpe geschaffen werden, variieren die Bedingungen im Gebäudebestand stark. Bei vielen älteren gas- oder ölbeheizten Gebäuden gibt es Heizsysteme mit kleinen Heizkörpern und einer hohen Vorlauftemperatur. Die Realisierung und der effiziente Betrieb eines ausschließlich auf einer Wärmepumpe basierenden Heizsystems sind in Bestandsgebäuden daher in vielen Fällen mit zusätzlichen Investitionen in größere Heizkörper und/oder die energetische Sanierung verbunden, sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll ist (z. B. durch eine bessere Wärmeisolierung von Fenstern, Dachflächen und/oder der Gebäudehülle).

Im Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland wurden im Jahr 2022 im Rahmen einer Feldstudie, des *BEIS Electrification of Heat Demonstration Project*, 742 Wärmepumpen in Bestandsgebäuden mit unterschiedlichen wärmetechnischen Gegebenheiten installiert. Von den ursprünglich für eine Wärmepumpenlösung ins Auge gefassten Gebäuden wurden 12 % aus der Studie ausgeschlossen. Die Gründe für den Ausschluss waren entweder praktischer Natur (z. B. kein hinreichendes Platzangebot für das Außengerät), technischer Art (z. B. zu hoher Heizleistungsbedarf) oder lagen in den zu hohen Kosten für die notwendige Sanierung.⁴³

⁴³ Vgl. LCP Delta, BEIS Electrification of Heat Demonstration Project, Home Surveys and Install Report, 2022.

➤ In einem Demonstrationsprojekt im Vereinigten Königreich wurde in annähernd einem Drittel der Fälle im Gebäudebestand keine reine Wärmepumpen-Lösung realisiert.

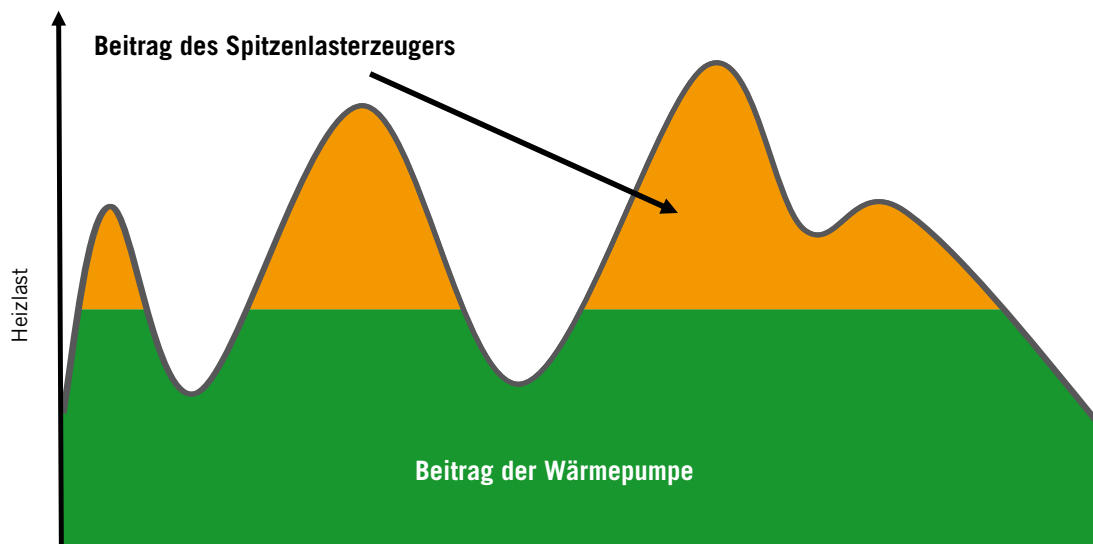
Bei den übrigen Gebäuden, die mit einer Wärmepumpenlösung ausgestattet wurden, waren in annähernd allen Fällen Sanierungsmaßnahmen nötig: neue, größere Heizkörper (93 % der Fälle) oder Verbesserungen der Wärmeisolierung (15 % der Fälle). Darüber hinaus wurde in 81 % der Fälle ein neuer Wärmespeicher installiert. Was die verwendeten Wärmeerzeuger betrifft, wurde überwiegend eine reine Wärmepumpenlösung eingesetzt (79 %), während in etwa einem Fünftel der Fälle (21 %) ein Hybridsystem aus Wärmepumpe und Gasheizung gewählt wurde. Zusammen mit den aus der Studie ausgeschlossenen Gebäuden ergibt sich somit ein Anteil von knapp einem Drittel aller Gebäude, in denen keine reine Wärmepumpenlösung umgesetzt wurde.

Aufgrund von Unterschieden in den Witterungsbedingungen und den Gegebenheiten im Gebäudebestand sind diese Zahlen nicht eins zu eins auf Deutschland übertragbar. Dennoch zeigt die Studie auf, wie vielfältig die Ausgangsbedingungen im Gebäudebestand sind und dass hybride Heizsysteme das Potenzial haben, einen erheblichen Beitrag zur Wärmewende im Gebäudebereich zu leisten.

Wärmepumpen-Hybridheizungen

Der wesentliche Gedanke, der Wärmepumpen-Hybridheizungen zugrunde liegt, ist die vorrangige Erbringung der benötigten Heizleistung durch die Wärmepumpe, die nur zu Spitzenlastzeiten von einem weiteren Wärmeerzeuger (Spitzenlasterzeuger), wie z. B. einem Gas-Brennwertkessel, unterstützt wird. Dadurch ist der Einbau und Betrieb einer Wärmepumpe möglich, ohne dass das Gebäude in jeder Hinsicht an die für eine Wärmepumpe optimalen Bedingungen angepasst werden muss. Auch eine allzu hohe Maximalleistung und hohe Vorlauftemperaturen sind nicht erforderlich. Grundsätzlich liefert die Wärmepumpe die Grundlast des Heizwärmebedarfs und der unterstützende Wärmeerzeuger die Spitzenlast. Die Aufteilung der Mittellast zwischen den beiden Wärmeerzeugern hängt von der Auslegung des Systems im Einzelfall ab.

Abbildung 4.16: Wärmelastkurve und Beiträge der Wärmepumpe und des Spitzenlasterzeugers (illustrativ)



Quelle: Eigene Darstellung (illustrativ) für einen bivalent parallelen Betrieb mit Vorrang für die Wärmepumpe

Eine solche Lösung hat aus der Perspektive des Nutzers bzw. des Gebäudeeigentümers zahlreiche Vorteile:

- **Konformität mit aktueller Rechtslage:** Eine Wärmepumpen-Hybridheizung darf in Kombination mit einer Gas-, Biomasse- oder Flüssiggasheizung nach GEG 2023 zu Heizzwecken in ein Gebäude neu eingebaut werden, wobei bestimmte Anforderungen zu beachten sind (z.B. muss die Wärmepumpe vorrangig vor dem anderen Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen).⁴⁴
- **Kleinere Wärmepumpe:** Bei einer im Vergleich zum vorherigen System (Gas-/Ölheizung) unveränderten maximalen Heizleistung kann die Wärmepumpe im Hybridsystem kleiner bemessen sein als im Fall einer reinen Wärmepumpenheizung.
- **Effizienter Betrieb der Wärmepumpe:** Die Wärmepumpe kann weitgehend konstant bei optimalen Betriebsparametern (Heizleistung und zu überwindende Temperaturdifferenz) laufen, was ihrer Effizienz zugutekommt, während schnelle Lastwechsel durch den
- **Keine Notwendigkeit eines Heizkörperaustauschs:** Da im Bedarfsfall der Spitzenlasterzeuger Wärme auf hohem Temperaturniveau bereitstellen kann, müssen keine größeren Heizkörper eingebaut werden (solange kein Umstieg auf eine reine Wärmepumpenheizung erfolgt).
- **Möglichkeit der Streckung von Investitionen:** Auch Investitionen in zusätzliche Sanierungsmaßnahmen zur Wärmeisolierung müssen nicht sofort erfolgen, sondern können über einen längeren Zeitraum gestreckt werden (bis zu einem etwaigen Umstieg auf eine reine Wärmepumpenheizung).
- **Flexibilität:** Eine Wärmepumpen-Hybridheizung mit Gas- oder Öl-Brennwertkessel ist – für den Fall einer sich ändernden Rechtslage mit im Zeitverlauf schärfer werdenden Anforderungen – anschlussfähig an verschiedene Folge Lösungen. Beim nächsten Heizungsaustausch kann entweder eine weitere Hybridlösung (z. B. mit Biomassekessel oder Infrarotheizung als Spitzenlasterzeuger) oder eine reine Wärmepumpenheizung eingebaut werden. Möglicherweise kann dann auch ein Anschluss an ein zwischenzeitlich ausgebautes Wärmenetz erfolgen.

⁴⁴ Vgl. Gebäudeenergiegesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 16. Oktober 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 280) geändert worden ist, § 71, Abs. 3, S. 6 in Verbindung mit § 71h, Abs. 1.

Diese Vorteile sind gegen einen etwas erhöhten Platzbedarf für einen zweiten Wärmeerzeuger, den Bedarf für eine übergreifende Steuereinheit für beide Wärmeerzeuger sowie die etwas höhere Komplexität des Gesamtsystems abzuwägen. Es gibt jedoch bereits Hersteller von Wärmetechnik, die Gas-Wärmepumpen-Hybridssysteme als integrierte Produkte anbieten, bei deren Nutzung das Zusammensetzen einer maßgeschneiderten Einzelfalllösung aus verschiedenen Komponenten entfällt.

Auch in den Regelungen zur Sanierungs- und Heizungsförderung wird das Potenzial von Wärmepumpen-Hybridheizungen anerkannt. In der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) beträgt der Investitionszuschuss für Wärmepumpen (ohne Boni) 30 % der förderfähigen Ausgaben; bei bivalenten Kombi-/Kompaktgeräten⁴⁵ (also Wärmepumpen-Hybridheizungen) sind die anteiligen Ausgaben für die Wärmepumpe förderfähig⁴⁶.

Wärmepumpen-Hybridheizungen reduzieren an kalten Wintertagen die Spitzenlast im Stromnetz.

Auswirkungen im Gesamtsystem

Über die einzelwirtschaftlichen Vor- und Nachteile einer Wärmepumpen-Hybridheizung hinaus gibt es auch positive Effekte für das Energieversorgungssystem insgesamt, da der maximale Stromleistungsbedarf einer Wärmepumpen-Hybridheizung deutlich geringer ist als der einer reinen Wärmepumpenheizung. Dadurch reduziert sich an besonders kalten Wintertagen die Spitzenlast im Stromnetz, d. h., die Anforderungen an die Übertragungskapazität der Netze und die Backup-Kapazitäten zur Stromerzeugung fallen geringer aus. Zudem muss die saisonale Schwankung des Raumwärmebedarfs nicht vollständig durch das Stromsystem aufgefangen werden, da auch die Untergrundspeicher für Erdgas und die Heizöltanks der Gebäude einen Teil zur Energiespeicherung für die besonders heizintensive Jahreszeit beitragen.

Im Unterschied zur reinen Wärmepumpenheizung verbleibt bei einer Wärmepumpen-Hybridheizung mit Gas-

oder Öl-Brennwertkessel ein Rest an lokalen CO₂-Emissionen am Ort der Nutzung. Jedoch wird bei einer Wärmepumpen-Hybridheizung der Großteil der in einer Heizperiode benötigten Wärmemenge durch die Wärmepumpe und nur ein geringer Teil durch den Brennwertkessel erzeugt. Dadurch entfällt im Vergleich zu einer (zuvor genutzten) reinen Gas- oder Ölheizung auch der Großteil des fossilen Brennstoffverbrauchs und damit der lokalen CO₂-Emissionen. Zudem lässt sich die verbleibende fossile Brennstoffmenge für einen Spitzenlastzeuger leichter durch erneuerbare Brennstoffe (wie z. B. Biomethan) ersetzen als im Fall einer reinen Gas- oder Ölheizung.

Fazit und Ausblick

Wärmepumpen-Hybridheizungen stellen somit für heute gas- oder ölbeheizte Gebäude in vielen Fällen, in denen zeitnah ein Heizungstausch erforderlich und die Realisierung einer rein strombasierten Heizlösung mit Schwierigkeiten verbunden ist, eine geeignete Übergangslösung dar. Die Hybridheizung verschafft Gebäudeeigentümern Zeit für die Planung und Ausführung von Sanierungsmaßnahmen, die langfristig eine vollständig klimaneutrale Heizlösung ermöglichen.

Dies sollte sich voraussichtlich durch beabsichtigte Änderungen von Gesetzen und Förderungen in der neuen Legislaturperiode des Bundestages nicht fundamental ändern. Gemäß dem Koalitionsvertrag 2025 von Christlich Demokratischer Union (CDU), Christlich Sozialer Union in Bayern e.V. (CSU) und Sozialdemokratischer Partei Deutschlands (SPD) soll die Sanierungs- und Heizungsförderung fortgesetzt werden. Vorgesehen ist jedoch eine Überarbeitung des Gebäudeenergiegesetzes mit dem Ziel, es „technologieoffener, flexibler und einfacher“ zu gestalten, wobei „die erreichbare CO₂-Vermeidung [...] zur zentralen Steuerungsgröße werden“ soll.⁴⁷ Demnach wird eine heute gesetzlich zulässige Wärmelösung aller Wahrscheinlichkeit nach auch in Zukunft zulässig sein. Umgekehrt könnte jedoch eine heute gesetzlich nicht mehr zulässige Lösung (wie z. B. der Einbau eines neuen Gas-Brennwertkessels für den ausschließlichen Betrieb mit fossilem Erdgas) zumindest übergangsweise und unter bestimmten Voraussetzungen wieder zugelassen werden. Sollte es dazu kommen, müsste im Einzelfall ein Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen der Gasheizung und der Wärmepumpen-Hybridheizung erfolgen.

⁴⁵ Bei einem bivalenten Kombi-/Kompaktgerät kommen zwei Wärmequellen in einem Gerät zum Einsatz. Es handelt sich somit um ein hybrides Heizsystem, das in einem Gerät realisiert wurde.

⁴⁶ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) vom 21. Dezember 2023.

⁴⁷ CDU/CSU/SPD, Verantwortung für Deutschland, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, Berlin 2025.

4.6. Rahmenbedingungen für ein tragfähiges Gasverteilnetz in einem klimafreundlichen Energiesystem

- Mit der im Oktober 2024 erfolgten Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes beginnt eine neue Etappe für den Aufbau einer Wasserstoffversorgung in Deutschland.
- Während für die Fernnetzbetreiber bereits klare und tragfähige Rahmenbedingungen geschaffen wurden, fehlt bislang eine angemessene Berücksichtigung der Verteilnetze.
- Da die meisten Gaskunden nicht direkt über das Wasserstoff-Kernnetz versorgt werden können, wird dem Gasverteilnetz voraussichtlich auch künftig eine bedeutende Rolle zukommen. Um eine sichere, wirtschaftliche und effiziente Infrastruktur zu gewährleisten, wäre es vorteilhaft, zeitnah geeignete Rahmenbedingungen zu definieren und zu implementieren.

Wasserstoff als Teil des Energiesystems

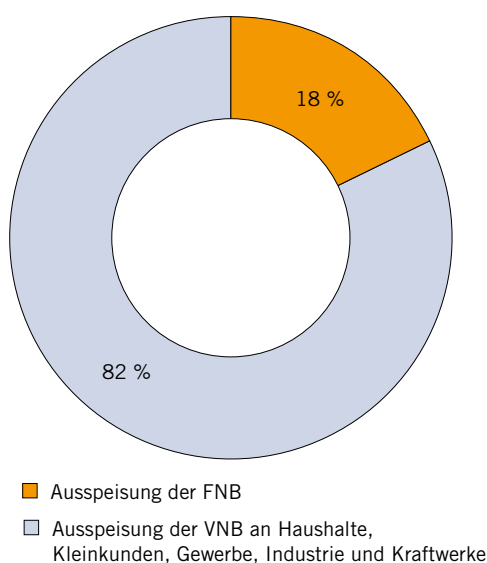
Obwohl Wasserstoff (H_2) als wichtiger Bestandteil des zukünftigen Energiesystems anerkannt ist und v. a. für die saisonale Speicherung, für Hochtemperaturanwendungen und in der Industrie zur stofflichen Nutzung gebraucht wird, verläuft der Markthochlauf in Deutschland vorerst schleppend. Die größte Herausforderung liegt in der Unsicherheit über den künftigen Bedarf, den Preis und die Verfügbarkeit von Wasserstoff. Dies führt zu einem klassischen *Henne-Ei-Problem*, sowohl bei Infrastrukturbetreibern als auch bei potenziellen Verbrauchern: Erstere zögern in H_2 -Infrastruktur zu investieren, da keine gesicherte Nachfrage besteht. Gleichzeitig scheuen potenzielle Verbraucher den Umstieg, da ihnen der Zugang zu Wasserstoff fehlt und dieser nur begrenzt und zu prohibitiv hohen Preisen verfügbar ist. Eine zent-

rale Herausforderung stellt die Verteilung von Wasserstoff an die Endkunden dar. Zwar ist der Bau des H_2 -Kernnetzes ein wichtiges Signal, doch die Frage der nachgelagerten Transport-, Speicher- und Verteilnetzinfrastruktur bleibt ungelöst.

➤ Die Energiewirtschaft wird in Zukunft stark elektrifiziert sein, doch der Bedarf an gasförmigen Energieträgern wie Wasserstoff bleibt weiterhin bestehen.

Die Gasinfrastruktur kann sich an den verringerten, aber weiterhin erforderlichen Bedarf anpassen, da eine Lieferung per LKW-Trailer kaum möglich ist. Eine Stilllegung von Netzabschnitten, v. a. solcher, die ausschließlich private Heizkunden versorgen, ist wahrscheinlich. Dennoch bedarf es einer leistungsfähigen Verteilnetzstruktur für Industrie und Gewerbe. Derzeit werden rund 80 % des in Deutschland verbrauchten Gases über Verteilnetzbetreiber (VNB) an die Endkunden geliefert – eine Struktur, die perspektivisch wohl auch für Wasserstoff weitgehend erhalten bleiben wird, da sich ein Großteil der zukünftigen H_2 -Bedarfe voraussichtlich nicht direkt über das Kernnetz decken lässt.⁴⁸ Die bestehenden Unsicherheiten hemmen jedoch Investitionen.

Abbildung 4.17: Anteil der Erdgasendkunden nach Netzebene



Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf dem Monitoringbericht der BNetzA 2024

Notwendiger Rechtsrahmen für VNB

Die letzte Novelle des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) hat bereits konkrete Rahmenbedingungen für die Finanzierung, den Bau und den Betrieb des initialen H_2 -Kernnetzes fi-

⁴⁸ Ein Großteil der heutigen Erdgas- und zukünftigen H_2 -Verbraucher wird > 1 km und teils auch > 20 km vom geplanten Kernnetz entfernt liegen. Vgl. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Lokale Versorgung mit Wasserstoff. Zum Beitrag von Wasserstoff in einer klimaneutralen Energiezukunft, Bonn 2025; Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG, Wasserstoff-Verteiloptionen 2035, Cottbus 2024; H2vorOrt, Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2024, Bonn 2024.

xiert. Dieser Rahmen ermöglicht einerseits die Finanzierung des Vorhabens und andererseits einen wirtschaftlichen Betrieb der neuen Infrastruktur während des Hochlaufs.

Hinsichtlich der Finanzierung des Kernnetzes sind die Festlegung eines Hochlaufentgelts und die Einrichtung eines Amortisationskontos hervorzuheben. Auch für den Betrieb gibt es Regelungen für Kernnetzbetreiber. So basieren die Gebühren für den Zugang zum H₂-Kernnetz auf den aggregierten Netzkosten aller Betreiber. Ein finanzieller Ausgleich zwischen den Kernnetzbetreibern sorgt für einheitliche Netzentgelte. Zudem besteht bereits Klarheit hinsichtlich der Berechnung der Netzkosten und der Eigenkapitalverzinsung. Es ist geregelt, dass jeder Betreiber seine Netzkosten individuell ermittelt und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung vorerst 6,69 % beträgt.

➤ Ein klarer Rechtsrahmen für die Verteilnetzebene fehlt bislang.

Ein klarer Rahmen für die Verteilnetzebene fehlt aktuell jedoch noch. Ohne einen solchen Rahmen, wird eine Versorgung von Kunden mit Wasserstoff nicht möglich sein. Im Zentrum der Transformation der Verteilnetze stehen drei Themenkomplexe: Die Planung der zukünftigen H₂-Verteilnetze, die Sicherstellung eines wirtschaftlichen Betriebs dieser Netze sowie die Schärfung der gesetzlichen Rolle von H₂-VNBs in der zukünftigen Energieversorgung.

Die Planung und Umstellung von H₂-Verteilnetzen

Die mittel- und langfristige Planung von Wasserstoffnetzen erfolgt sowohl *top-down* als auch *bottom-up*. Zum einen werden von Netzbetreibern sektorübergreifende Netzentwicklungspläne und Langfristprognosen medienübergreifend erstellt. So wurde bspw. in 2024 erstmals eine gas- und stromseitige Erhebung für die Infrastrukturbedarfe der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) und der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) (Erdgas und Wasserstoff) durchgeführt. Parallel dazu wurden die Erdgasverteilstrombetreiber über eine Aktualisierung der Langfristprognose eingebunden, in der die Erdgas- und zukünftigen Wasserstoffbedarfe erfasst bzw. aktualisiert wurden. Diese Schritte dienen der Planung des zukünftigen integrierten Energiesystems und geben den relevanten Akteuren Anhaltspunkte für den Infrastrukturausbau. Gleichzeitig sind die durch diese Prozesse entstehenden Szenarien und Pläne von Unsicherheit geprägt und insb.

im Bereich Wasserstoff nicht als validierte Prognosen zu verstehen. Denn meist handelt es sich bei den gemeldeten H₂-Bedarfen um potenzielle Bedarfe, bei denen die Nutzung von Wasserstoff eine von mehreren Dekarbonisierungsoptionen ist.

In diesem Zusammenhang wäre es vorteilhaft, die Planung von H₂-Verteilnetzen besser mit den Dekarbonisierungsplänen der Industrie und des verarbeitenden Gewerbes zu verzahnen. Besonders dort, wo Unternehmen dazu verpflichtet sind, konkrete Dekarbonisierungsmaßnahmen und -strategien zu erstellen, wie bspw. im Emissionshandel der Europäischen Union (*European Emission Trading System, EU ETS*). Im Rahmen der freien Zuteilung von Zertifikaten waren Unternehmen bspw. verpflichtet, für die vierte Handelsperiode (2026 bis 2030) bis Juni 2024 Dekarbonisierungsstrategien einzureichen. Kaum ein Unternehmen wird im Jahr 2024 für die Zeit bis 2030 mit Wasserstoff geplant haben – auch, wenn Wasserstoff grundsätzlich eine Option gewesen wäre. Investitionsentscheidungen, die auf Grundlage dieser Strategien in z. B. Elektrifizierung getroffen werden, dürften mittelfristig Wasserstoff für die weitere Dekarbonisierung ausschließen.

Für die Umstellung von Erdgasverteilstromen zu H₂-Verteilnetzen sind die FAUNA-Regelungen (FAUNA: Fahrpläne für die Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff⁴⁹) vorgesehen. Die Erstellung eines H₂-Fahrplans unter diesen Regelungen stellt sehr hohe Anforderungen an VNB. Sie ist u. a. verbunden mit der Festlegung fester Umstellungsjahre, einem detaillierten Umstellungsplan und Kommunikationsstrategien. Erstellte und eingereichte Pläne werden von der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) geprüft und nach erfolgreicher Prüfung freigegeben. Für VNB ist die Erstellung eines solchen Fahrplans in einem von Unsicherheit geprägten Umfeld meist wenig realistisch und birgt zudem erhebliche technische, wirtschaftliche und vor allem rechtliche Haftungsrisiken. Die Frist für die Einreichung der H₂-Fahrpläne endet im Juni 2028.

Die Nutzung von Wasserstoff wird auch im Rahmen der Erstellung kommunaler Wärmepläne (KWP) für den Wär-

⁴⁹ Die FAUNA sind von der BNetzA festgelegte, verbindliche Planungsdokumente, die erstellt werden müssen, um die schrittweise Umstellung der Erdgasnetze auf Wasserstoff bis spätestens 2044 zu planen und umzusetzen. Sie dienen als Voraussetzung dafür, dass in bestimmten Gebieten weiterhin Gasheizungen installiert werden dürfen. Die rechtliche Grundlage bildet § 71k des Gebäudeenergiegesetzes (GEG).

mebereich geplant. Ausgehend von den aktuellen Versorgungsstrukturen und mit Blick auf die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung werden hier Potenziale für die zukünftige Wasserstoffversorgung im Wärmebereich ermittelt. Allerdings greifen auch hier für Verteilnetzbetreiber und Kommunen die gleichen Unsicherheiten wie bei der Ausarbeitung von H₂-Fahrplänen. Wasserstoffnetzausbaugebiete dürften entsprechend in den wenigsten Kommunen eine Rolle spielen, v. a., weil die Fristen für die Ersterstellung kommunaler Wärmepläne zwischen 2026 und 2028 bereits kurzfristig enden. Es besteht daher ein erhebliches Risiko einer *self-fulfilling-prophecy*: Wasserstoff findet keine Berücksichtigung in den Plänen, weil der Markt nicht reif genug ist, und der Markt reift nicht, weil bereits mit anderen Lösungen geplant wurde.

Die aktuell vorgesehenen Prozesse zur Planung und Umstellung von Erdgasnetzen könnten nicht zuletzt auch an Haftungsrisiken scheitern. Denn wenn die in einem Fahrplan oder in der Wärmeplanung anvisierte Umstellung scheitert – z. B. weil H₂-Mengen ausbleiben und Verbraucher in Erwartung der H₂-Versorgung in entsprechende Technologien investiert haben – entstehen Haftungsansprüche gegenüber VNBs und Kommunen. Dabei können VNBs als Netzbetreiber die am Markt erhältlichen H₂-Mengen nicht beeinflussen. Aufgrund der großen Unsicherheit lässt sich heute kaum abschätzen, welche Mengen 2035 oder 2045 verfügbar sein werden. Da sich mit zunehmender Marktreife künftig Anwendungsfälle ergeben könnten, die heute als unwirtschaftlich gelten, könnte es sinnvoll sein, vorschnell geplante Stilllegungen der Netze zu verhindern.

Wirtschaftlichkeit und Kosten

Die Umstellung der Erdgas-Verteilnetze auf die Verteilung von Wasserstoff und anderen (erneuerbaren) Gasen erfordert erhebliche Investitionen. Daher ist es von zentraler Bedeutung, dass Investitionen für die Transformation der Netze auch zügig eingeleitet werden können. Zu den wichtigsten Aufgaben in diesem Bereich gehören die Identifizierung der Netzsegmente, die auch zukünftig noch eine realistische Perspektive für einen Weiterbetrieb haben, sowie die Prüfung der verbauten Materialien auf ihre H₂-Tauglichkeit. Hieraus ergeben sich entsprechende Impulse für konkrete Umrüstungen und Neubauten, v. a. aber für den Anschluss an das entstehende H₂-Kernnetz. All diese Vorhaben erfordern eine Klärung der Kostenstrukturen. Insb. in der Hochlaufphase könnten sich sehr hohe Netzentgelte negativ auf den Aufbau des Kernnetzes auswirken. Diese ließen sich etwa durch eine Mitfinanzierung aus dem Erdgasnetzbetrieb vermeiden.

Im Rahmen des EU-Gaspaktes wäre eine solche Mitfinanzierung möglich.

Da es absehbar ist, dass große Teile des Erdgasverteilnetzes zukünftig stillgelegt werden und die neuen, flexiblen Abschreibungsmodalitäten (KANU 2.0⁵⁰) es ermöglichen, die Kosten für Gasleitungen schneller innerhalb ihrer geplanten (kürzeren) Nutzungsdauer vollständig abzuschreiben, sind auch hier kurzfristig steigende Netzkosten für die Kunden zu erwarten. Wenn die verbliebenen Erdgaskunden, die potenziell auch H₂-Ankerkunden⁵¹ werden könnten, die gestiegenen Kosten komplett übernehmen müssten, riskiert man, diese Verbraucher für Wasserstoff zu verlieren. Ein staatliches Kompensationskonto, wie vom Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vorgeschlagen, könnte dabei helfen, zusätzliche Kundenabgänge und damit verbundene Stilllegungen zu vermeiden.⁵²

Regulatorischer und gesetzlicher Rahmen

Während für das Kernnetz bereits weitgehend klare Rahmenbedingungen gelten, bewegen sich Verteilnetzbetreiber, oftmals in einer Grauzone.

Das EnWG wurde bereits 2021 um erste Regelungen für H₂-Netze ergänzt. Seither können Betreiber von H₂-Leitungen freiwillig die Regulierung wählen (*Opt-in*). Im Jahr 2024 hat der Bundestag eine weitere EnWG-Novelle beschlossen, um einen umfassenden Rechtsrahmen für eine nationale H₂-Infrastruktur zu schaffen. Der Fokus liegt dabei jedoch auf Regelungen zum H₂-Kernnetz. VNB sind seitdem im EnWG berücksichtigt und müssen in die Netzplanung integriert werden. Darüber hinaus ermöglichen Übergangsbestimmungen den Gas-VNB, bestehende Erdgasleitungen rechtlich als H₂-Leitungen zu nutzen (Wegrechte-Überleitung). Aktuell existiert ein hybrider Regulierungsrahmen: Das EnWG schafft die Grundlage für H₂-Netze (Opt-in-Regulierung, Planungs- und Anschlussregeln), während spezifische Aufgaben

50 Die KANU-Regelung (KANU 2.0) ist eine Festlegung der BNetzA, die Gasnetzbetreibern ab dem 1. Januar 2025 ermöglicht, ihre Investitionen in Erdgasleitungsinfrastrukturen durch verkürzte und degressive Abschreibungsmethoden flexibler zu refinanzieren. Dies dient der wirtschaftlichen Absicherung der Gasnetztransformation im Zuge der Dekarbonisierung bis spätestens 2045.

51 Bei H₂-Ankerkunden handelt es sich um überwiegend sehr große Gaskunden, die auch als potenzielle künftige H₂-Abnehmer infrage kommen.

52 Vgl. Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), VKU legt Stellungnahme zu KANU 2.0 vor, 07.08.2024, abrufbar unter [https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/gasnetze-vku-legt-stellungnahme-zu-kanu-20-vor/\(zuletzt abgerufen am 06.06.2025\)](https://www.vku.de/presse/pressemitteilungen/gasnetze-vku-legt-stellungnahme-zu-kanu-20-vor/(zuletzt%20abgerufen%20am%2006.06.2025)).

(z. B. Transformationsfahrpläne in der Wärmeplanung) durch neue Vorgaben konkretisiert werden. Die Rolle und Aufgaben der H₂-VNB sind damit jedoch nur im Grundsatz festgelegt (koordinierte Planung und Drittzugang). Detaillierte Ausgestaltungen, etwa eine konkrete Entgeltregulierung, stehen jedoch noch aus.

Die Genehmigung des Kernnetzes stellt den Startschuss für den Aufbau der H₂-Infrastruktur dar.

Auch gesetzliche Grundlagen für eine Planung des H₂-Verteilnetzes existieren nicht. Die Planung der H₂-Verteilnetze erfolgt daher bisher dezentral und freiwillig, z. B. über Gasnetzgebietstransformationspläne, VNB-Fahrpläne oder die kommunale Wärmeplanung. Es gibt keine Roadmap, die festlegt, welche Verteilnetze wann auf H₂ umgestellt werden (ähnlich der Marktraumumstellung). Allerdings werden lokale Pläne zunehmend mit der Gesamtplanung verzahnt (Integration in den Netzentwicklungsplan Szenariorahmen). Rechtlich müssen Umbauvorhaben auf Verteilnetzebene bislang im Einzelfall nach geltendem Recht genehmigt werden. Auch die Koordination zwischen Kern-, Fernleitungs- und Verteilnetz ist ein offenes Thema.

Fazit

Mit der Genehmigung des Kernnetzes ist der Startschuss für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur gefallen. Nun ist der Aufbau des H₂-Kernnetzes mit dem Auf- und Ausbau von H₂-Verteilnetzen zu synchronisieren. Hierzu gibt es bereits erste Ansätze, wie die gemeinsame Marktabfrage oder die integrierten Netzentwicklungspläne. Diese ersten Ansätze gilt es nun weiter auszubauen, die Infrastruktur weiterzudenken und hierfür die Rahmenbedingungen auszugestalten, um Wasserstoff auch in die Fläche zu bringen.

Hierfür wird es von zentraler Bedeutung sein, die Planungen sektor- und medienübergreifend und auf Basis realistischer Bedarfe durchzuführen. Der integrierte Netzentwicklungsplan Erdgas und Wasserstoff der Gas-Transportnetzbetreiber (NEP 2025 mit Planungshorizont bis 2035) sowie die erste gemeinsame Marktabfrage mit den Strom-ÜNB sind in diesem Kontext der Ausgangspunkt für einen neuen systemweiten Planungsprozess. Zudem gilt es, die Rolle des H₂-Verteilnetzbetreibers zu schärfen und auf eine sichere gesetzliche Basis zu stellen.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland e. V.

5.1 Veröffentlichungen 2024/2025

5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland e. V.





World Energy Council

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 90 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Energiefragen. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben.

Mit diesem Ziel führt der WEC Studien sowie technische und regionale Programme durch. Alle zwei Jahre richtet der WEC die bedeutendste internationale Energiekonferenz, den *World Energy Congress*, aus. Ziel dieser mehrtägigen Veranstaltung ist es, ein besseres Verständnis energiewirtschaftlicher Fragen und Lösungsansätze aus einer globalen Perspektive heraus zu fördern.

www.worldenergy.org



Weltenergierat – Deutschland e.V.

Der Weltenergierat – Deutschland e.V. repräsentiert durch seine Mitglieder alle Energieträger und Technologien und ist die unabhängige Stimme für internationale Energiefragen in Deutschland. Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an.

Sein Ziel ist es, die globale Perspektive in die nationale Debatte einzubringen und das Energiesystem der Zukunft zu gestalten. Hierzu arbeitet der Weltenergierat – Deutschland an den Aktivitäten und Studien des WEC intensiv mit. Zugleich organisiert er eigene Veranstaltungen, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation *Energie für Deutschland* jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

Als Teil des World Energy Council, mit Sitz in London, vertritt der Weltenergierat das deutsche Energiesystem im größten internationalen Kompetenznetzwerk der Energiewirtschaft. Seit über 100 Jahren setzt er sich weltweit für eine nachhaltige Energieversorgung zum Wohl aller Menschen ein.

www.weltenergierat.de

5.1 Veröffentlichungen 2024/2025



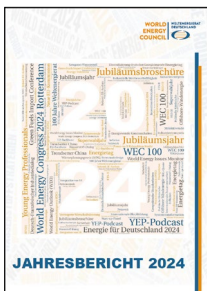
Power-to-X Colombia September 2024

Für klimaneutrale Industrieprozesse werden erneuerbarer Wasserstoff (H_2) und darauf basierende Power-to-X (PtX)-Produkte voraussichtlich unverzichtbar sein. Aufgrund begrenzter Erneuerbaren-Kapazitäten kann Deutschland seinen Bedarf nicht allein durch heimische H_2 -Erzeugung decken. Ein kosteneffizienter Import von PtX-Produkten wird daher notwendig. Das Fraunhofer ISE hat im Auftrag vom Weltenergierat – Deutschland e. V. und dem Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) die Produktions- und Bereitstellungskosten von Wasserstoff in und aus Kolumbien untersucht. Die Studie analysiert geeignete Standorte für große Onshore-Wind- und Solaranlagen sowie für die Herstellung verschiedener PtX-Träger.



Jubiläumspublikation: „100 Jahre Weltenergierat – Deutschland“ September 2024

100 Jahre World Energy Council. Das sind auch 100 Jahre Weltenergierat – Deutschland. Denn Deutschland war Gründungsmitglied. Was aber hat den schottischen Unternehmer Daniel Nicol Dunlop dazu bewogen, 1921 die Vorbereitungen für eine erste World Power Conference zu beginnen, die 1924 bereits mit rund 1.000 Teilnehmenden aus 42 Ländern in London stattfand? Diese und weitere Fragen zur 100-jährigen Geschichte des Weltenergierat – Deutschland e. V. werden in einer Jubiläumspublikation beantwortet.



Jahresbericht 2024 März 2025

Der Weltenergierat – Deutschland e. V. veröffentlicht jährlich einen Bericht mit den Höhepunkten des vergangenen Jahres. 2024 war ein besonderes Jahr – politisch wie auch für den Weltenergierat. Zu den Highlights zählen:

- Die Jubiläumspublikation *100 Jahre Weltenergierat – Deutschland im Wandel der Zeit*
- Der 26. World Energy Congress in Rotterdam unter dem Motto *Redesigning Energy for People and Planet*
- Die Verabschiedung von Dr. Uwe Franke nach über zehn Jahren als Präsident des Weltenergierat – Deutschland.



World Energy Issues Monitor 2025 Mai 2025

Bereits zum 15. Mal veröffentlichte der World Energy Council (WEC) im Mai 2025 seinen *World Energy Issues Monitor*. Der Bericht basiert auf einer weltweiten Umfrage im Januar 2025 im WEC-Netzwerk. Rund 3.000 Energieentscheider aus knapp 100 Ländern benannten die Themen, die sie als besonders unsicher oder dringlich empfinden. Für Deutschland zählen Wettbewerbsfähigkeit sowie Energie- und Rohstoffpreise zu den größten Unsicherheiten. Hoher Handlungsbedarf besteht laut Umfrage bei Stromnetzen, Speichern und Finanzierung.



World Energy Transitions in Motion

Mai 2025

Im Juni 2025 veröffentlichte der World Energy Council (WEC) eine neue Vergleichsstudie zu globalen Energieszenarien. Die Review stellt das eigene Szenarienset des WEC aktuellen Zukunftsstudien führender Institutionen wie der Internationalen Energieagentur, DNV, Shell und BP gegenüber. Ziel war es, Unterschiede und Gemeinsamkeiten in Annahmen, Entwicklungspfaden und politischen Leitbildern zu analysieren. Im Zentrum stehen Fragen nach der Realisierbarkeit ambitionierter Klimaziele, der Rolle von Technologien wie CCS und Kernenergie sowie dem Einfluss geopolitischer Unsicherheiten.

Der Bericht zeigt: Trotz unterschiedlicher Annahmen sehen alle Szenarien künftig einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien und die zentrale Bedeutung von politischer Steuerung bei der Umsetzung der Energiewende.



Young Energy Podcast: Faszination Offshore-Windenergie. Mit Wind vom Meer die Energiewende voranbringen

12. November 2024

Deutschland plant, die Offshore-Wind-Erzeugungskapazität bis 2030 von derzeit rund 8 Gigawatt (GW) auf mind. 30 GW zu steigern. Mit Offshore-Windenergieexpertin Lara Schech, Projektleiterin Portfolioentwicklung Offshore Wind bei der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, hat Podcast-Host Marlen Sunnyl Böhne über die Entwicklung der Offshore-Windenergie sowie die gegenwärtigen Herausforderungen der Branche und potenzielle Lösungsansätze gesprochen.



Young Energy Podcast: TroTro Diaries & the Power of virtual communities for climate action in Ghana

29. August 2024

Digitale Plattformen revolutionieren Ghanas Verkehrssektor. Podcast-Host Lisa Bösch sprach mit Yaw Odoom, Community Manager und Gründer von TroTro Diaries, Ghanas größter Community für den öffentlichen Nahverkehr. Die Plattform mit ihren 500.000 Nutzern informiert die Menschen online und erzeugt einen Dominoeffekt, indem die Follower zu Freiwilligen werden und andere für lokale Klimaschutzmaßnahmen ausbilden. TroTro Diaries zeigt damit, welches Potenzial moderne Technologien und soziale Medien haben können, um positiven sozialen Wandel und Klimaschutz voranzutreiben.



Young Energy Podcast: A Journey around the globe – Wind Energy Technology Research

6. Februar 2025

Podcast-Host Lisa Bösch war im Gespräch mit Dr. Heloisa Guedes Mendonça (DNV SE) über ihre internationale Karriere und aktuelle Entwicklungen in der Windenergie-technologie. Heloisa gibt u. a. Einblicke in ihre Arbeit an der Zertifizierung von Windturbinen und der Forschung an Rotorblättern. Sie erklärt die Bedeutung von Komponenten-Zertifizierung für die Zuverlässigkeit und das Marktwachstum und teilt ihre Erfahrungen zu Defekten an Rotorblättern sowie aktuellen Trends in der Herstellung.



Young Energy Podcast: Auf die Plätze fertig los: Wie schneidet Deutschland beim Wasserstoff-Marathon ab?

21. März 2025

Wie schneidet Deutschland im internationalen Wasserstoff (H_2)-Wettlauf ab? Podcast-Hosts Lisa Bösch und Marlen Sunnyi Böhne diskutieren mit den Gästen Maren Preuß von Atmen und Aljoscha Frede von der H2UB GmbH die Bedeutung von Zertifizierungsstandards für nachhaltige Gase und werfen einen Blick auf die dynamische Welt der Start-ups im H_2 -Ökosystem. Zusätzlich werden wirtschaftliche Trends und Investitionschancen in Deutschland und Europa vorgestellt und Visionen für die H_2 -Zukunft bis 2050 geteilt.



Young Energy Podcast: CO₂-frei fliegen – geht das?

7. Mai 2025

Klimafreundliches Fliegen, geht das? Podcast-Host Niklas Reichert geht dieser Frage nach. Im Gespräch mit Benedikt Wirmer, Bereichsleiter Energie- und Klimapolitische Regulierung beim Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V. (en2x), wird deutlich, wie die Entwicklung von *Sustainable Aviation Fuels* (SAF) im Flugsektor fortschreitet und was es noch braucht, damit alternative Kraftstoffe zum Fliegen kommen.

5.2 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

Präsidium

Stefan Kapferer (Präsident)
Dr. Markus Krebber, RWE AG
(Stellvertreter des Präsidenten)
Prof. Dr. Norbert Schwieters
(Schatzmeister)

Kerstin Andreae, BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Dr. Leonhard Birnbaum, E.ON SE
Dr. Johannes Bussmann, TÜV SÜD AG
Stefan Dohler, EWE Aktiengesellschaft
Dr. Thorsten Dreier, Covestro AG
Joachim Goldbeck, GOLDBECK SOLAR GmbH
Carsten Haferkamp, Framatome GmbH
Kristina Haverkamp,
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Dr. Thomas Hüwener, Open Grid Europe GmbH
Michael Lewis, Uniper SE
Dr. Christoph Müller, Amprion GmbH
Hildegard Müller, Verband der
Automobilindustrie e.V. (VDA)
Dr. Georg Stamatelopoulos,
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Patrick Wendeler, BP Europa SE

Ehrenpräsidenten

Dr. jur. Gerhard Ott
Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Yulia Aleshchenkova, BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Samuel Alt, Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Andreas Becker, Enercon Global GmbH
Reiner Block, TÜV SÜD AG
Dr. Niko Bosnjak, Open Grid Europe GmbH
Frank Dirk Colditz, Framatome GmbH
Thomas Dederichs, Amprion GmbH
Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH
Enno Harks, BP Europa SE
Jörn Higgen, Uniper SE
Dr. Maren Jasper-Winter, Lausitz Energie
Bergbau AG (LEAG)
Burkhard von Kienitz, E.ON SE
Judith Kühne, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Justin Müller, EWE Aktiengesellschaft
Alexander Nolden, RWE AG
Andreas Rade, Verband der
Automobilindustrie e.V. (VDA)
Christoph Reißfelder, Covestro AG
Andreas Renner, EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Geschäftsstelle

Stefan Kapferer (Präsident)
Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
Maira Kusch (Büroleiterin)
Claudia Coffey (Referentin in Elternzeit)
Isabelle Damminger
(Referentin) (bis 30. April)
Anna Molchanova (Referentin)
Francia Isabel Morales Mellado Prince
(Projektmanagerin) (bis 30. Juni)
Snjezana Tomic
(Managerin Administration und Finanzen)
Josefine Zurheide (Projektmanagerin)

Redaktionsgruppe *Energie für Deutschland*

Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer für die RWE AG
(Vorsitzender)
Yulia Aleshchenkova, BDEW Bundesverband
der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Michael Baranowski, DMT EE / Energy Engineers GmbH
Quentin BCHINI, Enerdata
Dr. Dieter Franke, Bundesanstalt für Geowissenschaften
und Rohstoffe (BGR)
Géraldine Duffour, Enerdata
Dr. Martin Eckert, thyssenkrupp Uhde GmbH

Daniel Genz, Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)
Robert Gersdorf, European Energy Exchange AG (EEX)
Dr. Joachin Hein, Bundesverband der Deutschen
Industrie e. V. (BDI)
Bastian Hoffmann, EDF Deutschland GmbH
Robin Höher, Siemens Gamesa
Renewable Energy, S.A.U.
Dr. Jörg Jasper, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Frederick Keil, DVGW Deutscher Verein des Gas- und
Wasserfachs e. V.
Jan Willem Lenders, Open Grid Europe GmbH

Burkhard von Kienitz, E.ON SE
 Sebastian Köpp, Shell Deutschland GmbH
 Dr. Dirk Köster, thyssenkrupp Uhde GmbH
 Dr. Luis-Martin Krämer, e-regio GmbH & Co. KG
 Maira Kusch, Weltenergierrat – Deutschland e. V.
 Patrick McCown, Representative of German Industry and Trade (RGIT)
 Dr. Christine Merk, Kiel Institut für Weltwirtschaft
 Anna Molchanova, Weltenergierrat – Deutschland e. V.
 Jörg Philp, Summit Renewable Power GmbH
 Carsten Pöhl, BP Europa SE
 Christian Richter, Open Grid Europe GmbH

Dr. Stephanie Ropenus, 50Hertz Transmission GmbH
 Dr. Andreas Schröder,
 Independent Commodity Intelligence Services (ICIS)
 Dr. Stefanie Schwarz, DVGW
 Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
 Mario Spitzmüller, TÜV Nord EnSys GmbH & Co. KG
 Dr. Sonja Thielges, Stiftung Wissenschaft und Politik
 Prof. Dr. Stefan Ulreich, Hochschule Biberach
 Dr. Charlotte Unger, Forschungsinstitut für
 Nachhaltigkeit (RIFS)
 Jens Völler, TEAM CONSULT G.P.E. GmbH

Young Energy Professionals

Frederik Abel, E.ON SE
 Johannes Antoni, Bundesministerium
 für Wirtschaft und Energie
 Leonie Assheuer, TE Connectivity
 Laszlo Barrena, Ørsted
 Mante Bartuseviciute, Polarstern GmbH
 Lukas Bieber, E.ON SE
 Daniel Böhmer, Aurora Energy Research
 Marlen Sunnyi Bohne, BDEW Bundesverband der
 Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
 Ekaterina Bosch, 50Hertz Transmission GmbH
 Lisa Bösch, EEW Energy from Waste GmbH
 Lauritz Bühler, Technische Universität Dresden
 Clara Bünger, EEF Erneuerbare Energien Fabrik
 Christine Dede, Amprion GmbH
 Daria Ekimova, Aurora Energy Research
 Jan Eustachi, Shell International Trading and Shipping
 Arya Fazilat, 50Hertz Transmission GmbH
 Maximilian Feldes, Landesverband Erneuerbare
 Energien NRW e. V.
 Runtian Feng, Uniper SE
 Nico Fröse, Open Grid Europe GmbH
 Leonard Gerch, Horváth & Partners Management
 Consultants
 Timona Ghosh, HDF Energy Deutschland GmbH
 Robert Görsch, Deutsche Unternehmensinitiative
 Energieeffizienz e.V. (DENEFF)
 Leonie Greck, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Claudia Günther, Aurora Energy Research/PIK
 Ulrike Hinz, WWF Deutschland
 Felix Hofmann, Siemens Gamesa
 Achmed Junusov, H₂UB GmbH
 Philipp Kaiser, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Lukas Knüsel, BDEW Bundesverband der Energie- und
 Wasserwirtschaft e.V.

Maximilian Lauer, Salzgitter AG
 Maria Leis, Breakthrough Energy
 Leon Lieblang, Bundesministerium
 für Wirtschaft und Energie
 Clemens Morschheuser, VNG AG
 Nils Müller, Amprion GmbH / ENTSOE
 Sumin Nam, Rud Pedersen Public Affairs Germany
 GmbH
 Milan Niehaus, Westnetz GmbH
 Maren Preuß, Atmen
 Robin Puchert, Landesagentur für Energie und
 Klimaschutz in Bayern
 Annkathrin Rabe, Statkraft Markets GmbH
 Niklas Reichert, ewz – Elektrizitätswerk der Stadt Zürich
 Gerrit Rolofs, NEOM
 Gero Roser, Bundesministerium der Finanzen
 Pantea Sadat-Razavi, Institut für ZukunftsEnergie- und
 Stoffstromsysteme an der Hochschule für Technik und
 Wirtschaft (IZES gGmbH)
 Lara Schech, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Michaela Scheithauer, Technische Universität
 Bergakademie Freiberg
 Katia Schubert, Amprion GmbH
 Lilli Schuhmacher, Luxera Energy GmbH
 Laura Schwinger, Thüga AG
 Marie Seifert, ENERCON Global GmbH
 Isabel Sigloch, PNE AG
 Michalina Sobolewska, ExxonMobil Central Europe
 Holding GmbH
 Sebastian Somfleth, Amprion GmbH
 Irina Stamo, Deutsche Energie-Agentur GmbH
 Sven Stellmacher, GOLDBECK SOLAR GmbH
 Dr. Sebastian Stiebel, Fraunhofer-Institut für Umwelt-,
 Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
 Dr. Caledonia Trapp, A.T Kearney GmbH

Meike Vey, E.ON SE
 Jan Vollersen, Shell Deutschland GmbH
 Pia Weckenbrock, Guidehouse
 Muriel Wegner, Internationale Strategieberatung
 Elisabeth Weisswange, Uniper SE
 Johannes Werner, TenneT TSO GmbH

Sebastian Wimmer, Digikoo GmbH
 Maximilian Wittke, GOLDBECK SOLAR GmbH
 Hergen Wolf, Sunfire SE
 Lisa Marie Wolf, 50Hertz Transmission GmbH
 Josefine Zurheide, Weltenergierat – Deutschland e.V.
 Anika Zwiener, Drees & Sommer SE

Mitglieder Weltenergierat – Deutschland e.V.

50Hertz Transmission GmbH
 AIR LIQUIDE Deutschland GmbH
 Amprion GmbH
 A.T. Kearney GmbH
 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
 BP Europa SE
 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)
 CELSIUS Climate Solutions GmbH
 CMS Hasche Sigle Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern mbB
 Covestro AG
 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Deutsche Shell Holding GmbH
 Deutscher Verband Flüssiggas e.V. (DVFG)
 DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
 e-regio GmbH & Co. KG
 EDF Deutschland GmbH
 eFuel Alliance e.V.
 EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 ENERCON Global GmbH
 Enerdata
 Energy & Experience
 ENGIE Deutschland AG
 E.ON SE
 Equinor Deutschland GmbH
 European Energy Exchange AG (eex)
 EWE Aktiengesellschaft
 Everllence SE
 ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
 Forschungszentrum Jülich GmbH
 Framatome GmbH
 GASAG AG
 GASCADE Gastransport GmbH
 GOLDBECK SOLAR GmbH
 Go2-markets GmbH

Horváth & Partner GmbH
 ILF Consulting Engineers Germany GmbH
 Kerntechnik Deutschland e. V. (KernD)
 Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG)
 M.A.M.M.U.T Electric GmbH
 MEW Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V.
 Mitsubishi Heavy Industries EMEA, Ltd., Dusseldorf Branch
 Oliver Wyman GmbH
 OMV Deutschland GmbH
 Open Grid Europe GmbH (OGE)
 PricewaterhouseCoopers GmbH
 Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 Propan Rheingas GmbH & Co. KG
 RWE AG
 SEFE Securing Energy for Europe GmbH
 Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
 Summit Renewable Power GmbH
 (Tochterunternehmen der Sumitomo Corporation)
 SunPlower Propeller GmbH
 TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
 Technische Universität Bergakademie Freiberg
 TenneT TSO GmbH
 ThyssenKrupp Uhde GmbH
 Tree Energy Solutions GmbH
 TÜV NORD GROUP
 TÜV SÜD AG
 Uniper SE
 UNITI Bundesverband EnergieMittelstand e.V.
 Verband der Automobilindustrie e.V. (VDA)
 VERBUND AG (Austria)
 vgbe energy e.V.
 VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
 Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
 Westfalen AG
 Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (en2x)

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.
Art.	Artikel
Bbl	One barrel of oil
bcm	Billion cubic meters (Milliarden Kubikmeter)
BDEW	BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserversorgung e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbarer Energie e.V.
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CCS)
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
Bio.	Millionen
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Btu	British thermal unit
bspw.	beispielsweise
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicher)
CAPEX	Capital Expenditure (Investitionskosten)
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism (CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage (CO ₂ -Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung)
CDU	Christlich Demokratische Union Deutschlands
CHIPS	Creating Helpful Incentives to Produce Semiconductors
CH ₃ OH	Methanol
CID	Clean Industrial Deal
Commodity	Homogenes Handelsgut
COP	Conference of Parties der UN-Klimarahmenkonvention
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq	CO ₂ -Äquivalent
CSDDD	Corporate Sustainability Due Diligence Directive (EU-Richtlinie über unternehmerische Sorgfaltspflichten im Bereich Nachhaltigkeit)
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive (EU-Richtlinie zur Nachhaltigkeitsberichterstattung von Unternehmen)
CSU	Christlich-Soziale Union in Bayern
DAC	Direct Air Capture
DE	Deutschland
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle

Abkürzung	Erläuterung
d. h.	das heißt
DNV	Det Norske Veritas (norwegisches Beratungs- und Zertifizierungsunternehmen)
DOE	Department of Energy (US-Energieministerium)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EJ	Exajoule
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Markt
EOR	enhanced oil recovery (tertiäre Ölgewinnung)
EPA	Environmental Protection Agency (US-Umweltschutzbehörde)
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ESMA	European Securities and Markets Authority
ETS	EU Emission Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
EU	Europäische Union
EU27	Europäische Union aus 27 Mitgliedstaaten (seit 01.02.2020)
EU ETS	European Union Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem)
Euracoal	European Association for Coal and Lignite
EV	Electric Vehicle
EVP	Europäische Volkspartei
evtl.	eventuell
EWK	Europäischer Wirtschaftsraum
FAUNA	Fahrpläne für die Umstellung der Netzinfrastruktur auf die vollständige Versorgung der Anschlussnehmer mit Wasserstoff
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FSRUs	Floating Storage and Regasification Unit (schwimmende Speicher- und Regasifizierungseinheit)
GEG	Gebäudeenergiegesetz
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	gegenüber
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
GH2	Gasförmiger Wasserstoff
G20	Gruppe der 20 wichtigsten Industrie- und Schwellenländer
Gt	Gigatonne
GTAI	Germany Trade & Invest
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H ₂	Wasserstoff
HVO	Hydrotreated Vegetable Oils

Abkürzung	Erläuterung
ICIS	Independent Commodity Intelligence Services
ICS	International Chamber of Shipping
ICAP	International Carbon Action Partnership
IEA	Internationale Energieagentur
IMF	Internationaler Währungsfonds (International Monetary Found)
IMO	International Maritime Organization (Internationale Seeschifffahrts-Organisation)
insb.	insbesondere
IPCEI	Important Project of Common European Interest (Wichtiges Projekt von Gemeinsamem Europäischen Interesse)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Zwischenstaatlicher Ausschusses für Klimaänderungen der Vereinten Nationen)
IRA	Inflation Reduction Act
IRENA	International Renewable Energy Agency (Internationale Organisation für erneuerbare Energien)
Kb	Kilobarrel
kg	Kilogramm
KI	Künstliche Intelligenz
km	Kilometer
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KN	Kombinierte Nomenklatur
kt	Kilotonne
ktoe	Kilotonne Öleinheiten
KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
KWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LH2	Flüssigwasserstoff
Lkw	Lastkraftwagen
LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
LOHC	Flüssiger, organischer Wasserstoffträger
LOLE	Loss-of-Load Expectation
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
m	Meter
mb	Millionen Barrel
MdEP	Mitglied des Europäischen Parlaments
MEPC	Marine Environment Protection Committee
mind.	mindestens

Abkürzung	Erläuterung
Mio.	Millionen
MMBtu	million British thermal units
Mrd.	Milliarden
Mt	Megatonne, Millionen Tonnen
Mtoe	Megatonnen Öläquivalent
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NATO	North Atlantic Treaty Organization
NDC	Nationally Determined Contribution (National festgelegte Beiträge unter dem Übereinkommen von Paris)
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
NEP	Netzentwicklungsplan
NH ₃	Ammoniak
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NZIA	Net Zero Industry Act
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung)
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
p. a.	per annum (pro Jahr)
PES	Partei der Europäischen Sozialisten
PJ	Petajoule
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (Erneuerbare-Energien-Richtlinie)
RO	Reliability Option
SAF	Sustainable Aviation Fuel
S&D	Fraktion der Progressiven Allianz der Sozialdemokraten
SKE	Steinkohleeinheiten
SNG	Synthetic Natural Gas
sog.	sogenannt/e/r
t	Tonne
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgas
TJ	Terajoule
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem

Abkürzung	Erläuterung
UN	United Nations (Vereinte Nationen)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen)
USA	United States of America (Vereinigte Staaten von Amerika)
USD	US-Dollar
USAID	United States Agency for International Development
US EPA	United States Environmental Protection Agency (US-Umweltschutzbehörde)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VKU	Verein kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
VO	Verordnung
WEA	Windenergieanlage
WEC	World Energy Council
WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
z. B.	zum Beispiel
zzgl.	zuzüglich
€	Euro
§	Paragraph
US EPA	United States Environmental Protection Agency (US-Umweltschutzbehörde)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VKU	Verein kommunaler Unternehmen e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
VO	Verordnung
VOLL	Value of Lost Load
vsl.	voraussichtlich
WEA	Windenergieanlage
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
WTO	World Trade Organization (Welthandelsorganisation)
WKK	World Power Conference (Weltkraftkonferenz)
z. B.	zum Beispiel
zzgl.	zuzüglich
€	Euro
§	Paragraph

Energieeinheiten

Ausgangseinheit \ Zieleinheit	Mt SKE	Mt RÖE	Mrd. kcal	TWh*
1 Mt Steinkohleneinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mt Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo = k = 10^3 = Tausend

Mega = M = 10^6 = Million

Giga = G = 10^9 = Milliarde

Tera = T = 10^{12} = Billion

Peta = P = 10^{15} = Billiarde

WORLD ENERGY COUNCIL

<u>Algeria</u>	<u>Ethiopia</u>	<u>Netherlands</u>
<u>Argentina</u>	<u>Finland</u>	<u>New Zealand</u>
<u>Armenia</u>	<u>France</u>	<u>Norway</u>
<u>Australia</u>	<u>Germany</u>	<u>Panama</u>
<u>Austria</u>	<u>Greece</u>	<u>Poland</u>
<u>Bahrain</u>	<u>Hong Kong, China</u>	<u>Portugal</u>
<u>Belgium</u>	<u>Iceland</u>	<u>Romania</u>
<u>Bosnia and Herzegovina</u>	<u>India</u>	<u>Saudi Arabia</u>
<u>Botswana</u>	<u>Indonesia</u>	<u>Serbia</u>
<u>Brazil</u>	<u>Italy</u>	<u>Singapore</u>
<u>Bulgaria</u>	<u>Japan</u>	<u>Slovenia</u>
<u>Burkina Faso</u>	<u>Jordan</u>	<u>South Africa</u>
<u>Chile</u>	<u>Kazakhstan</u>	<u>Spain</u>
<u>China</u>	<u>Kenya</u>	<u>Sri Lanka</u>
<u>Colombia</u>	<u>Korea (Rep.)</u>	<u>Switzerland</u>
<u>Congo (Dem. Rep.)</u>	<u>Latvia</u>	<u>Thailand</u>
<u>Croatia</u>	<u>Lebanon</u>	<u>Trinidad and Tobago</u>
<u>Cyprus</u>	<u>Lithuania</u>	<u>Tunisia</u>
<u>Dominican Republic</u>	<u>Malta</u>	<u>Turkey</u>
<u>Ecuador</u>	<u>Monaco</u>	<u>United Arab Emirates</u>
<u>Egypt (Arab Rep.)</u>	<u>Morocco</u>	<u>United States of America</u>
<u>Estonia</u>	<u>Namibia</u>	<u>Uruguay</u>
<u>Eswatini (Kingdom of)</u>	<u>Nepal</u>	