



Kohlendioxidabscheidung und geologische Speicherung (CCS) – ein Überblick

Christoph Hilgers & Frank R. Schilling*

Hilgers, C. & Schilling, F. R. (2024): Kohlendioxidabscheidung und geologische Speicherung (CCS) – ein Überblick. [Carbon capture and geological storage (CCS) – an overview.] – Z. Dt. Ges. Geowiss., 175: 89–109, Stuttgart.

Kurzfassung: Das Erreichen der beschlossenen nationalen und internationalen klimapolitischen Ziele hinsichtlich einer Begrenzung von anthropogen emittierten Treibhausgasen in die Atmosphäre ist eine enorme Herausforderung. Dazu kann bei einem Netzero-Emissionsszenario von der Notwendigkeit einer Untertagespeicherung von >100 Milliarden Tonnen CO₂ bis zum Ende des Jahrhunderts ausgegangen werden¹, da der Ausbau der Kapazität natürlicher Speicher (z. B. Aufforstung, Moorrenaturierung, ozeanische CO₂-Senken, Biokohle und Boden-Kohlenstoffbindung) begrenzt, der dauerhafte Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre durch „Carbon Capture and Usage (CCU)“ durch die Produktlebenszeit limitiert ist und gleichzeitig die Emissionen nicht rasch genug gedrosselt werden (können). Die Grundlagen des „Carbon Capture and Storage (CCS)“ sind international erforscht, die potentiellen Speichervolumina ermittelt und die Machbarkeit einer geologischen Speicherung durch erfolgreiche Projekte demonstriert (z. B. erste europäische Onshore-Pilotanlage Ketzin in Brandenburg, kommerzielle Anlage Sleipner in Norwegen u. a.). Benachbarte Länder wie Norwegen, Dänemark, Großbritannien und die Niederlande gehen weiter und setzen um. Deutschland besitzt das technische und wissenschaftliche Potenzial, die kommerzielle Umsetzung von CCS in Deutschland zu realisieren und könnte damit einen signifikanten nationalen Beitrag zu den klimapolitischen Zielen leisten.

Abstract: Achieving the nationally and internationally defined climate policy goals regarding the reduction of anthropogenically emitted greenhouse gas concentrations in the atmosphere is an enormous challenge. To this end, it can be assumed that underground storage of >100 billion tons of CO₂ by the end of the century is necessary, as the capacity of natural storage (e.g. forestation, wetland restoration, oceanic CO₂-sinks, biochar and soil carbon sequestration) is restricted, the permanent removal of CO₂ from the atmosphere through carbon capture and use (CCU) is limited by the product lifetime. At the same time emissions cannot be curbed quickly enough. The principles of carbon capture and storage (CCS) have been researched internationally, the potential storage volumes have been determined and the feasibility of geological storage has been demonstrated by successful projects (e.g. the first European onshore pilot plant Ketzin in Brandenburg, commercial plant Sleipner in Norway, etc.). Neighbouring countries such as Norway, Denmark, UK and the Netherlands are going further and implement projects. Germany has the technical and scientific potential to realise the commercial implementation of CCS in Germany and could thus make a significant national contribution to climate policy goals.

Schlüsselwörter: CCS, Speicher, Abscheidung, Technologien

Keywords: CCS, storage, capture, technologies

1. Anthropogene CO₂-Emissionen

Die Zunahme des CO₂-Gehalts in der Atmosphäre durch die Freisetzung bei der Verbrennung von Kohle und später von Erdöl und Erdgas wurde schon seit Jahrzehnten in der wissenschaftlichen Literatur publiziert.

Die Wissenschaftlerin Eunice Newton Foote gilt mit ihren Experimenten zum Treibhauseffekt im Jahr 1856 als eine Vorläuferin der modernen Treibhausgaswissenschaften, noch bevor Tyndall 1859 den Einfluss von Gasen auf den Treibhauseffekt beschrieb (Jackson 2020). Der schwedische Geologe Högbom erkannte 1894, dass die CO₂-Emissionen

*Anschrift der Autoren:

Karlsruhe Institut für Technologie (KIT), Institut für Angewandte Geowissenschaften, Adenauerring 20a, 76131 Karlsruhe, Germany (Christoph.hilgers@kit.edu / frank.schilling@kit.edu)

¹ Der Gesamtausstoß von Treibhausgasen (CO₂, CH₄, N₂O, F-Gase etc.) wird auf CO₂-Äquivalent mit CO_{2e} umgerechnet und kennzeichnet die Summe der Produkte aus emittierten Massen der Gase und ihrer spezifischer Klimawirksamkeit [z. B. Tonnen CO_{2e}]. Die Klimawirksamkeit einer Pulsemission wird als Erderwärmungs- bzw. Treibhauspotenzial GWP [-] (engl.: global warming potential) aus Verweildauer des Gases in der Atmosphäre und Strahlungsantrieb [W/m²] abgeleitet und in Bezug zu CO₂ gesetzt (GWP_{CO₂} = 1). Die Verweildauer t_{pert} ist die Zeit bis zur Abnahme um den Faktor e (2,71) der Anfangskonzentration und liegt bei t_{pert CH₄} = 11,8 ± 1,8 Jahre, t_{pert N₂O} = 109 ± 2 Jahre. Das Treibhauspotenzial GWP [-] wird häufig über einen Zeitraum von 100 Jahren (GWP₁₀₀) präsentiert mit z. B. GWP_{CH₄ fossil} = 29,8 ± 11, GWP_{N₂O} = 273 ± 130 (s. IPCC 2023a: 1017ff.) und GWP_{H₂} = 11 ± 5 Jahre (IEA 2023: 334).

der damaligen Industrie vermutlich mindestens der in den Gesteinskreislauf eingebrachten Menge entsprechen (Högbom 1894).²

Die Auswirkungen von CO₂ und Wasserdampf in der Atmosphäre auf das Klima wurde von Svante Arrhenius (1896) und anderen Autoren ermittelt. Arrhenius (1896) Interesse entstammte der Entdeckung von Eiszeiten³ und assoziierten Temperaturunterschieden, deren geologische Ursache er mit seinem Freund und Geologen Högbom ableitete und dessen schwedischen Artikel (Högbom 1894) er teilweise übersetzte und zitierte.⁴

² Arvid G. Höbom (1894): S.171 *“Om också den anförda siffran på grund af de ofullständiga och osäkra data, hvaraf den är beräknad, skulle vara felaktig med 100 % eller ändå mera, är dock den gjorda jemförelsen af ganska stort intresse, då den visar, att den vigtigaste af alla de processer, genom hvilka kolsyra i alla tider undandragits atmosfären, nemligen den kemiska vittringen af silikatbergarter, är i kvantitativt hänseende komparabel med eller af samma storleksordning som en process af motsatt art, hvilken framkallats af den industriella utvecklingen i vår tid och måste anses vara af öfvergående natur.”* Übersetzt mit Google Translate: “If, however, the figure quoted should be incorrect by 100 % or even more because of the incomplete and uncertain data which it has been calculated, the analysis made is of quite great interest, since it shows that the most important of all the processes by which carbonic acid (CO₂) has always been withdrawn from the atmosphere, namely, the chemical weathering of silicate rocks, is in a quantitative sense comparable with or of the same order of magnitude as a process of the opposite nature, which has been brought about by the industrial development of our time and must be regarded as of a transient nature.” S.173 *„Denna kolsyremängd, som hufvudsakligen genom den moderna industrien tillföres atmosfären, kan anses till fullo kompensera den kvantitet, som genom silikatbergarternas vittring och dekomposition förbrukas till bildning af kalksten (och andra karbonatbergarter).“* Übersetzt durch Arrhenius (1898) *„This quantity of carbonic acid, which is supplied to the atmosphere chiefly by modern industry, may be regarded as completely compensating the quantity of carbonic acid that is consumed in the formation of limestone (or other mineral carbonates) by the weathering or decomposition of silicates.”*

³ Das Jahr ohne Sommer 1816 und das Jahr der Bettler 1817 in Mitteleuropa mit vielen Hungertoten und Gletschervorstößen in den Alpen, verursacht durch den Ausbruch des indonesischen Vulkans Tambora im April 1815, hatte die Schweizerische Naturforschende Gesellschaft 1817 veranlasst, einen Preis für die beste Arbeit zur Temperaturveränderung in den Schweizer Alpen auszuschreiben. Die vom Schweizer Ignaz Venetz 1821 eingereichte Arbeit *„Memoire sur les variations de la température dans les Alpes de la Suisse“* wies die Eiszeiten nach und wurde 1833 veröffentlicht (Venetz 1833). Jamens Croll (1868, 1875) erkannte, dass die Ursache der Eiszeiten die Überlagerung der Exzentrizität des Erdsorbits sowie Präzession und Ekliptik der Erdachse ist (aus Thompson 2021).

⁴ Svante Arrhenius (1896): *“From geological researches the fact is well established that in Tertiary times there existed a vegetation and an animal life in the temperate and arctic zones that must have been conditioned by a much higher temperature than the present in the same regions. The temperature in the arctic zones appears to have exceeded the present temperature by about 8 or 9 degrees. To this genial time the ice age succeeded, and this*

Suess erkannte 1955 an den von ihm gemessenen Anomalien von ¹⁴C-Isotopenmessungen an Baumstämmen, dass diese auf die Verbrennung von Kohle und Öl zurückzuführen seien.⁵ Keeling (1960) konnte den Anstieg des CO₂ in der Atmosphäre messen und korrelierte die gemessenen saisonalen Schwankungen des CO₂-Gehalts mit der Vegetationszeit der Landpflanzen auf der Nordhalbkugel⁶. Keeling (1976) bestätigte in seinen weitergeführten Messungen die Rolle von Emissionen durch die Verbrennung von Kohle, Erdöl und Erdgas⁷ und leitete ab, dass etwa die Hälfte dieser Emissionen in der Atmosphäre verbleibe⁸.

Zahlreiche exzellente Forschung entwickelte das Verständnis zugrundeliegender Prozesse natürlicher Klimaschwankungen und den Einfluss anthropogener Emissionen weiter, begleitet von zunehmender gesellschaftlicher Aufmerksamkeit. Trotzdem steigen die anthropogenen CO₂-Emissionen (37,1 Gt/a exklusive Landnutzung und Forstwirtschaft, und 54,6 Gt/a CO_{2e} anthropogene Treibhausgasemissionen im Jahr 2021; Ritchie et al. 2020a, s. a. Friedlingstein et al. 2022) und deren Akkumulation in der Atmosphäre weiter an. Steigende Weltbevölkerung (UN 2022) bei steigendem Wohlstand (Credit Suisse 2023) und neue Technologien führen zu höherem globalen Rohstoff- und Energieverbrauch und jährlich wachsenden anthropogenen Emissionen in die Atmosphäre, durch die der natürliche Kohlenstoffkreislauf zunehmend beeinflusst wird (Abb. 1). Auch die in reichen Ländern während COVID-19 erfolgten, zeitlich begrenzten Einschnitte der wirtschaftlichen Produktivität und Mobilität führten nicht zu einer erkennbaren Reduktion von Emissionen in die Atmosphäre (Abb. 1).

Um die Emissionen von CO₂ in die Atmosphäre zu reduzieren, werden neben Effizienzsteigerungen alternative Energiewandler wie bspw. Windkraft- und Photovoltaikanlagen installiert und neue Produktionsprozesse implementiert.

was one or more times interrupted by interglacial periods with a climate of about the same character as the present, sometimes even milder.” (S. 267). ... *“A simple calculation shows that the temperature in the arctic regions would rise about 8° to 9°C, if the carbonic acid increased to 2·5 or 8 times its present value.”* (S. 268).

⁵ Hans E. Suess (1954): *“The decrease can be attributed to the introduction of a certain amount of ¹⁴C-free CO₂ into the atmosphere by artificial coal and oil combustion and to the rate of isotopic exchange between atmospheric CO₂ and the bicarbonate dissolved in the oceans.”*

⁶ Charles D. Keeling (1960): *„At the South Pole, where the longest record exists, the concentration has increased at the rate of about 1.3 p.p.m. per year. At the South Pole the observed rate of increase is nearly that to be expected from the combustion of fossil fuel (1.4 p.p.m.), if no removal from the atmosphere takes place (Revelle & Suess 1957).“*

⁷ Charles D. Keeling (1976): *“The concentration of atmospheric carbon dioxide at Mauna Loa Observatory, Hawaii is reported for eight years (1964–1971) of a long term program to document the effects of the combustion of coal, petroleum, and natural gas on the distribution of CO₂ in the atmosphere”.*

⁸ Keeling et al. (1976): *“This increase reflects the retention in the air of about half of the CO₂, produced by combustion of fossil fuels (Keeling 1973).“*

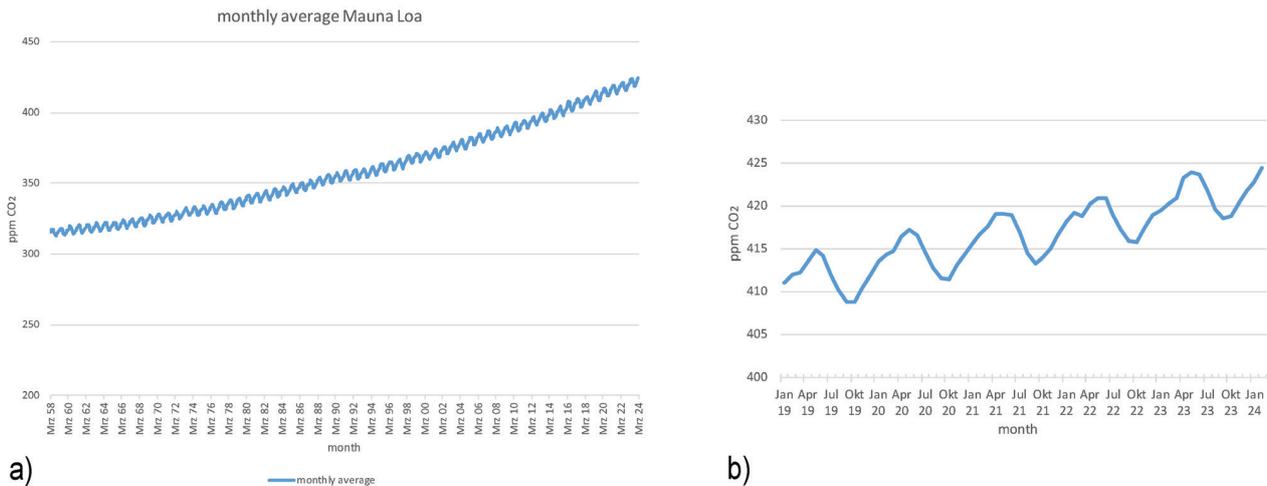


Abb. 1: (a) Auf Mauna Loa, Hawaii, wird seit März 1958 (316 ppm) kontinuierlich gemessen. Monatlicher Mittelwert der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre seit Meßbeginn bis Mai 2023 (424 ppm). Die Schwankungen beruhen auf den Jahreszeiten. (b) Monatlicher Mittelwert der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre von Januar 2019 (411 ppm) bis Mai 2023 (424 ppm) (NOAA 2023).

Fig. 1: (a) On Mauna Loa, Hawaii, continuously data are measured since March 1958 (316 ppm). Monthly average of atmospheric CO₂-concentration since start of recording until May 2023 (424 ppm). Variations are caused by seasons. (b) Monthly average of atmospheric CO₂-concentration from January 2019 (411 ppm) until May 2023 (424 ppm) (NOAA 2023).

Unterschiedliche Szenarien des zukünftigen Energiebedarfs und notwendiger Energiewandler wurden erstellt (BP 2023; DNV 2023 u. v. a. m.). Nach dem Energieszenario bis 2050 der DNV (2023) würde z. B. neben dem globalen Zubau von Energiewandlern wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen der Wasserstoff – nur in den reichen Ländern mit 5 % des globalen Energieverbrauchs – an Bedeutung gewinnen; die grundlastfähige Geothermie würde regional ausgebaut und bei zunehmendem globalen Energieverbrauch einen Anteil von 1 % der globalen Primärenergie erreichen (DNV 2023: 102). Erdgas, Erdöl und Kohle (67 % des Endenergieverbrauchs 2020) würden auch 2050 mit noch 45 % die globale Energieversorgung dominieren (DNV 2023). Zudem werden Erdgas, Erdöl und Kohle auch in Zukunft als Rohstoffe (feedstock) für Kunststoffe, Pharmazie, Farben und Düngemittel (global derzeit 8 % des PEV, 39 EJ) benötigt und der Bedarf zunächst weiter steigen (DNV 2023: 54 ff.).

Deutschland hat seine CO₂-Emissionen in die Vorketten verlagert und emittiert 1,8 % der globalen CO₂-Emissionen, es ist mit 675 Mt/a (Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr) der siebtgrößte Emittent weltweit (Stand 2021; Ritchie et al. 2020a; UBA 2023a; siehe auch Abb. 2). Die Summe der deutschen CO_{2e}-Treibhausgasmissionen (CO₂, CH₄, N₂O, F-Gase) lag bei 760 Mt/a (Stand 2021; UBA 2023a; 8,94 t/a pro Kopf; Ritchie et al. 2020b). Die CO₂-Emissionen sind 2022 auf 657 Mt/a gesunken (Stand 2022; UBA 2023a; Tab. 1). Werden die mit Produkten importierten und exportierten Emissionen mitberücksichtigt, erhöht sich der pro Kopf Ausstoß in Deutschland auf ca. 11,2 t/a CO_{2e} (UBA 2021).

Neben Treibhausgasemissionen von 242 Mt/a durch 873 Energieanlagen werden in Deutschland 1.734 Industrieanlagen mit 112 Mt/a im Jahr 2022 erfasst (DEHSt 2023; Stand

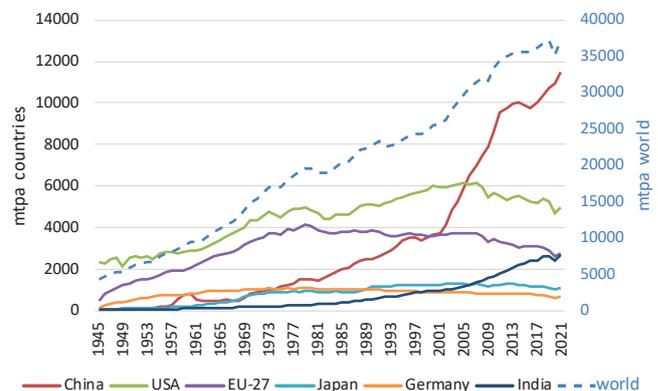


Abb. 2: Historischer Verlauf der globalen anthropogenen CO₂-Emissionen nach Ländern. Deutschland befindet sich derzeit auf Rang 7 der größten Emittenten nach China, USA, Indien, Russland, Japan und Iran. Mt/a – Millionen Tonnen pro Jahr (Ritchie et al. 2020a).

Fig. 2: Historical trend of global anthropogenic CO₂-emissions by countries. Germany is currently ranked #7 of the largest emitters after China, USA, India, Russia, Japan and Iran. Mt/a – Million tons per year (Ritchie et al. 2020a).

2022; Tab. 1, 2). Unter die unvermeidbaren Emissionen fallen u. a. die Zementindustrie, Müllverbrennungsanlagen und Teile der chemischen Industrie (Tab. 1). In der chemischen Industrie Deutschlands soll die stoffliche Nutzung von Erdgas, Erdöl und Kohle von 224 TWh (Stand 2018) auf 192 TWh (2030) bzw. 41 TWh (2045) fallen und die Differenz durch Wasserstoff, feste Biomasse und 2045 durch synthetisch aus erneuerbaren Energien hergestellte organische

Tab. 1: CO_{2e}-Emissionen (Mio. t/a) nach Industriesektor (Stand 2022). Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland (DEHSt 2023).**Table 1:** CO_{2e}-emissions (Mio. t/a) of industry sector (status 2022). Emission trading binding sites in Germany (DEHSt 2023).

Industriesektor	Anlagen Anzahl	CO _{2e} (Mt)	Beispiele	CO _{2e} (Mt)
Eisen- & Stahlindustrie	120	33,2		
davon:				
Roheisen- & Rohstahl-Herstellung	35	29	Hüttenwerk Thyssenkrupp, Duisburg	7,9
Verarbeitung von Eisenmetallen	83	4		
Verbrennung	2	0,1		
Kokerei	4	3,8	Kokerei Schwelgern	1,1
Nichteisenmetallindustrie	39	2,7		
davon:				
Primäraluminium	7	0,6		
Verarbeitung Nichteisenmetalle	28	1,5		
Verbrennung	4	0,6		
mineralverarbeitende Industrie	295	33,6		
davon:				
Zementklinker	35	18,8	Werk Rüdersdorf	1,1
Kalk für Industrie & Umwelttechnik	38	6,7		
Zucker-Herstellung	18	2		
Gips-Herstellung	9	0,3		
Keramik-Herstellung	118	1,7		
Glas- & Mineralfaser	76	4,1		
Papier- & Zellstoffindustrie	134	4,7		
Chemische Industrie	197	14		
davon:				
Industrieruß	4	0,6		
Adipin- & Salpetersäure	11	0,4		
Ammoniak	5	3,1	Ammoniak Büttel	1,1
Organische Grundchemikalien	133	6,9	EthylenWesseling	0,9
Wasserstoff & Synthesegas	15	1,4	Wasserstoff Marl	0,2
Soda	6	0,5	Soda Rheinberg	0,1
Verbrennung	23	1,1		
Raffinerien	22	23,5	Mineralölraffinerie Oberrhein	2,6
Asphaltmischanlagen & sonstige	50	0,5		
Summe		112,2		

Brennstoffe (51 TWh) und feste Biomasse (19 TWh) kompensiert werden (Dena 2021: 21). Die Eisen- und Stahlindustrie soll von Koks- und Steinkohle auf Wasserstoff umgestellt werden und bis 2045 vollständig emissionsfrei sein (Dena 2021: 138), wozu die Wasserstoffelektrolyse im Industriemaßstab entwickelt und ausreichend Wasserstoff vorhanden sein müsste.

Die CO_{2e}-Emissionen aus Industrieanlagen (112 Mio. t CO_{2e}; Tab. 1) liegen deutlich unter denen aus Energieanlagen (242 Mio. t CO_{2e}; DEHSt 2023; Tab. 2). Der Abnahme von 51 TWh Bruttostromerzeugung aus Braunkohle, Steinkohle und Erdgas zwischen 2018 und 2022 bzw. 98 TWh zwischen 2018 und 2023 steht eine Zunahme von 31 TWh (2022) bzw. 44,5 TWh (2023) durch erneuerbare Energien gegenüber (AGEB 2024; UBA 2023c). Mit der stark sinkenden Bruttostromerzeugung in den letzten fünf Jahren um 20 % (um 128 TWh auf 515 TWh, Stand 2023) geht ein stark redu-

zierter Anteil von Braunkohleverstromung (um –58 TWh auf 88 TWh, Stand 2023) und Steinkohleverstromung (um –39 TWh auf 44 TWh) mit reduzierten CO_{2e}-Emissionen und das Auslaufen der Kernenergie (um –69 TWh auf 7,2 TWh, Stand 2023) einher (AGEB 2024).

Bereits der IPCC weist auf die Notwendigkeit von CO_{2e}-Speicherung hin (CCS – carbon capture and storage) (z. B. IPCC 2014: 86, 2023b: 21). Die Kapazitäten von CCS werden vom IPCC (2023b: 21) mit 1.000 Gt CO_{2e} angegeben, was mehr Speichervolumen sei, als für die Begrenzung auf 1,5 °C Temperaturanstieg bis 2100 notwendig wäre. Im NetZero Szenario der IEA wird in 2030 eine globale Injektionskapazität von 1,2 Mrd. t CO_{2e}/a benötigt (IEA 2023a: 343 ff.). Ein Szenario für Deutschland geht von einer Abscheidung von 3 Mt/a im Jahr 2030 und von 34 Mt/a im Jahr 2045 aus; im Jahr 2045 sollen davon 24 Mt/a gespeichert (CCS) und bereits 10 Mt/a genutzt (CCU – carbon capture

Tab. 2: CO_{2e}-Emissionen (Mio. t/a) von ausgewählten Anlagen nach Energieumwandlung (Feuerungswärmeleistung in MW, Stand 2022). Emissionshandlungspflichtige Anlagen in Deutschland (DEHSt 2023).

Table 2: CO_{2e}-emissions (mio. t/a) of some energy systems after energy conversion (combustion capacity in MW, status 2022). Emission trading binding sites in Germany (DEHSt 2023).

Energiesektor 2022		
	Anlagen Anzahl	CO _{2e} (Mt)
Großfeuerungsanlagen >50 MW	445	235,6
davon:		
Kraftwerk Neurath		24,2
Kraftwerk Boxberg, Lausitz		19,1
Kraftwerk Niederaußem		17
Kraftwerk Jämschwalde		15,3
Kraftwerk Weisweiler		14,9
Kraftwerk Lippendorf		11,9
Kraftwerk Schwarze Pumpe		9,6
Kraftwerk Mannheim		6,0
Kraftwerk Karlsruhe		4,8
Kraftwerk Schkopau		4,4
Energieumwandlung 20–50 MW	372	4,8
Antriebsmaschinen (Motoren)	3	0,086
Antriebsmaschinen (Turbinen)	53	1,27
Summe Anlagen	873	241,8

and utilisation) werden (Dena 2021: 214). Allerdings ist das Speicherpotential und die Injektionsrate in den Untergrund mit hohen Unsicherheiten behaftet und die Prognose von Effizienzsteigerungen aufgrund ortsspezifischer Geologie und geringer Datenlage schwierig (Lane et al. 2021).

CO₂-Emissionen können aus dem Rauchgas abgetrennt und einer Speicherung (CCS) oder einer weiteren Verwendung (CCU) zugeführt werden. Dies betrifft die Energieumwandlung aus Erdgas, Erdöl und Kohle, die industrielle Verwendung von Erdgas, Erdöl und Kohle als Rohstoff sowie unvermeidbare weitere CO₂-Emissionen wie bei der Herstellung von z. B. Zement. Im Folgenden werden ausgewählte Entwicklungen dargestellt und Handlungsoptionen aufgezeigt.

2. Emissionen der Montanindustrie und chemischen Industrie

Der Bergbau verursacht global 1,9–5,1 Gt/a (Milliarden Tonnen pro Jahr) CO_{2e}-Emissionen, davon 1,5–4,6 Gt/a als Methanerausgasungen durch den Kohlebergbau und ca. 0,4 Gt/a für die Energiebereitstellung der Bergbauindustrie (McKinsey 2020: 8; Tab. 3).

Die Eisen- und Stahlindustrie ist mit 2,6 Gt (7 % der globalen CO₂ Emissionen) der größte industrielle Emittent, der Kohle zu etwa 75 % als Energiequelle (thermische Kohle) und zudem als Reduktionsmittel-Rohstoff (Kokskohle) benötigt (IEA 2020a: 11). Damit ist der Sektor mit etwa 8 % auch einer der größten Energiekonsumenten. In den vergangenen 20 Jahren hat sich der Energiebedarf durch eine steigende Nachfrage, aufgrund zunehmender Weltbevölkerung bei gleichzeitig wachsendem Wohlstand, etwa verdoppelt. Der Sektor könnte durch wasserstoffbasierte direkte Reduktion von Eisen mit Wasserstoff (DRI – direct reduced iron) und CCU/S (carbon capture, utilisation and/or storage) seine Emissionen bis 2050 laut IEA (2020a: 18) um 25 % reduzieren. Entsprechend dem Sustainable Development Scenario (SDS) müsste der Sektor bis 2050 die direkten Emissionen um 54 % reduzieren (IEA 2020a: 54).

Die Nichteisenmetalle haben einen geringeren Anteil von 0,7 % der globalen CO_{2e}-Emissionen. Bei den Nichteisenmetallen ist die Aluminiumindustrie mit 270 Mt der größte Emittent (Stand 2022; IEA 2023a). Insgesamt werden die Emissionen der Metallindustrie mit 4,2 Gt/a CO_{2e} veranschlagt (McKinsey 2020: 8).

Die Zementindustrie trägt als zweitgrößter Emittent mit 2,3 Gt CO₂ (6,5 %) zu den globalen CO₂-Emissionen bei (Fennell et al. 2022). Die direkten Emissionen von Brennstoffen und indirekten Emissionen von Elektrizität (zusammen als Energieemissionen bezeichnet) machen etwa 40 % aus; die Prozess-Emissionen der Kalzinierung durch das Brennen von Zementklinker aus Kalkstein (CaCO₃) und Beiprodukten, auch Industrieemissionen genannt, haben einen Anteil von etwa 60 % (Andrew 2019; EU 2020).

Die direkten Emissionen der chemischen Industrie für primäre chemische Produkte tragen mit ca. 2,5 % zu den globalen CO₂-Emissionen bei (936 Mt, Stand 2022; IEA 2023b; Tab. 3). Davon macht Ammoniak mit 420 Mt/a vor Methanol (261 Mt/a) und HVCs (255 Mt/a, HVC – high-value chemi-

Tab. 3: Emissionen der Montan- und chemischen Industrie (verschiedene Quellen, s. Text).

Table 3: Emissions of montane – and chemical industry (different sources, see text).

Bergbau	5–13 %	Eisen- & Stahlindustrie	7 %
davon Kohlebergbau	4–12 %	Nichteisenmetalle	0,7 %
Zementindustrie	6,2 %		
Chemische Industrie	2,5 %	Metallindustrie gesamt	11 %

*Gesamtsumme: 24,7–32,7 %

cals: z. B. Ethylen, Propylen, Aromate) den größten Anteil aus (IEA 2023b). Die Emissionen der eingesetzten Energierohstoffe für die Herstellung chemischer und petro-chemischer Produkte wie Düngemittel, Kleb- und Kunststoff sowie Pharmazeutika haben einen Anteil von 3,6 % an den globalen CO₂-Emissionen (Stand 2016; Ritchie et al. 2020a).

3. Carbon Capture and Storage (CCS) zur Erreichung klimapolitischer Ziele

Selbst wenn es gelingt, jede Dekade die globalen CO₂-Emissionen zu halbieren, die natürlichen Speicher durch Aufforstung, Moorrenaturierung, Aktivierung ozeanischer CO₂-Senken, Biokohle und Boden-Kohlenstoffbindung optimal zu nutzen und CO₂ durch eine langfristige Nutzung (CCU) der Atmosphäre zu entziehen, werden immer noch >200 Gt CO₂ (eher 500 Gt) dauerhaft der Atmosphäre entzogen werden müssen, um die z. B. in der Pariser-Deklaration COP21 definierten Ziele zu erreichen (z. B. Rockström et al. 2017). In anderen Worten, damit werden in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts jährlich 10–20 Gt CO₂/a gespeichert werden müssen, ein volumenmäßig Mehrfaches der aktuellen globalen Erdölproduktion (ca. 5,4 Gt/a, Stand 2021; ClimateTrace 2023). Um für diese Herausforderung aufgestellt zu sein, müssen heute die Weichen gestellt werden, um über Speicherung im industriellen Maßstab zu zeigen, wie eine sichere Speicherung im noch größeren Maßstab funktioniert. Die notwendigen Regularien sind in Europa bereits über eine EU-Richtlinie von 2009 vorgezeichnet, die mit neuen Forschungsergebnissen weiterentwickelt werden sollen.

Wenn Deutschland seine Klimaziele nicht erreicht, ist dies nicht durch die geologischen Speicher im Untergrund begrenzt oder auf fehlende Technologie zurückzuführen. Das Speicherpotential wurde mehrfach evaluiert und Technologie zur Abscheidung entwickelt. Selbst CCS der aufgrund des Russland-Ukraine-Kriegs wieder hochgefahrenen deutschen Kohlekraftwerke wäre möglich. Dies wird allerdings aufgrund diskutierter Lock-in-Effekte (längerer Betrieb aufgrund CO₂-armer Emissionen anstatt bislang geplanter Ausstieg aus Kohlegewinnung und -verstromung bis 2038 bzw. „... laut Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung „idealerweise“ auf 2030 vorgezogen ...“; Bundestag 2022: 22) nicht berücksichtigt. Eine CO₂-Abscheidung an deutschen Gaskraftwerken, die auch als Backupkraftwerke für die bei Dunkelflauten ausfallenden Energiewandler Windkraft und Photovoltaik ausgebaut werden sollen, könnte mit CCS einen zusätzlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten und der Entwicklung exportfähiger CCS-Technologien in Länder dienen, die auf Kohleverstromung und Gaskraftwerke noch nicht verzichten können.

Die Klimaziele der Landesregierungen und des Bundes werden unter Beibehaltung der bisherigen Wirtschaftsstruktur voraussichtlich nur mit CCS erreichbar sein. Eine Demonstrationsanlage zu CCS gibt es in Deutschland nicht, obwohl alle vorherigen Entwicklungsphasen erfolgreich abgeschlossen wurden und die deutschen Speicherpotentiale on- und offshore groß sind. Die Landesregierungen und die

Bundesregierung stecken die Ziele zur Erreichung einer Klimaneutralität höher, ohne bislang Möglichkeiten der CO₂-Speicherung in Deutschland umzusetzen. Jedoch werden Maßnahmen zum Export des deutschen CO₂ ins Ausland vorbereitet. Mit der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in Vorbereitung befindlichen Carbon-Management-Strategie können neue, technologieoffene Randbedingungen für die Umsetzung von CCS in Deutschland und im europäischen Verbund gesetzt werden. Sollte sich die deutsche Förderung von CCS-Technologien auf Industrieprozesse beschränken und keine Abscheidetechnologien von Rauchgasen aus Kohle- und Erdgasverbrennung zur Stromproduktion eingesetzt werden, werden exportfähige Beiträge zur Vermeidung der global weiter ansteigenden Emission aus Kohle- und Gaskraftwerken fehlen.

Europäische Nachbarländer subventionieren ihre lokale Industrie, wie z. B. beim Aufbau von CCS für ein Zementwerk (Norwegen), Transporthubs (Belgien, Niederlande) und den Ausbau von Speichern (Norwegen, Dänemark, Niederlande, Großbritannien), um in einem engen Zeitplan Technologien zu entwickeln und Maßnahmen zu realisieren, damit sie zeitnah mit Hilfe von CCS klimaneutral werden können. Zugleich werden Industrien involviert, die praktische Erfahrung bei Speicherung und Transport von CO₂ besitzen, darunter auch Firmen mit Noch-Hauptsitz in Deutschland, die nun außerhalb der EU-27 veräußert werden (Wetzler 2023). Eine lösungsorientierte Forschungs- und Entwicklungsstrategie kann auch in Deutschland in Zusammenarbeit mit privatwirtschaftlichen Firmen rasch zu neuen, nachhaltigeren Lösungen führen.

Die weitere Reduktion von Emissionen in Deutschland hat für das globale Klima vor allem dann eine Relevanz, wenn sich neue, effiziente technologische und naturbasierte Lösungen im globalen Markt durchsetzen. Dazu müssen diese Lösungen wirtschaftlich betrieben werden können.

Die Klimaschutzziele sind eine globale Herausforderung, ohne dass es dafür (bereits) einen globalen Markt gibt. Dabei müssen die Länder weitere Herausforderungen im Blick behalten, z. B. reflektiert durch die 17 Nachhaltigkeitsziele der UN.

4. Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland

Als Maß für die Bewertung des Entwicklungsstands und Projektfortschritts neuer Technologien wurde 2014 von der EU im Rahmen von Horizon 2020 der Technologiereifegrad (TRL – technology readiness level) eingeführt, der von 1 (Grundlagenforschung) bis 9 (kommerzielle Anwendung) reicht. In Deutschland wurden die Grundlagen des CCS erforscht (TRL 1–2), die Funktionsfähigkeit nachgewiesen (TRL 3) und als Labor-Prototyp (TRL 4) und Laboranlage aufgebaut (TRL 5) (Abb. 3). Die erste erfolgreiche Verpressung von 67 kt CO₂ auf dem europäischen Festland wurde von 2008 bis 2017 im Rahmen von Forschungsvorhaben als Pilotprojekt (TRL 6) bei Ketzin, Brandenburg, nachgewiesen (z. B. Schilling et al. 2009; CO₂GeoNet 2021: 50; Wür-

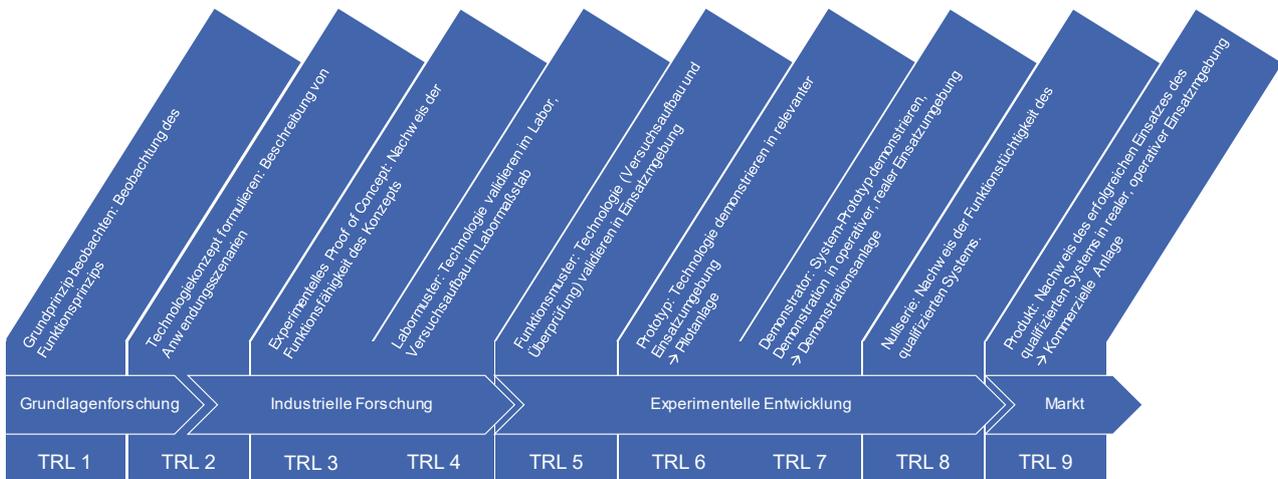


Abb. 3: Übersicht und Beschreibung der Technologiereifegrade (TRL – technology readiness level; nach BLE 2021 u. a.).

Fig. 3: Overview and description of technology readiness levels (TRL; after BLE 2021 and others).

demann et al. 2010). Dabei wurde erstmals die gesamte Prozesskette von der Exploration über die Speicherung bis hin zur Verwahrung (Verschluss) des Speichers durchgeführt und über ein breit angelegtes Monitoring überwacht.

Der Rechtsrahmen für eine Speicherung wurde bereits 2009 vom EU-Parlament und -Rat beschlossen und regelt die geologische Speicherung von CO₂ in Europa (EU 2009). Im Anhang 1 dieser Richtlinie ist unter anderem geregelt, wie Speicher qualifiziert und überwacht werden müssen, um Risiken für die Umwelt (insbesondere Trinkwasser) und die Gesundheit zu vermeiden.

Zeitgleich zeigte die von 2008 bis 2014 betriebene Pilotanlage am Braunkohle-Standort „Schwarze Pumpe“ im Lausitzer Revier im Süden Brandenburgs, wie mit dem Oxyfuel-Verfahren durch Verbrennung mit „reinem“ Sauerstoff nahezu reines CO₂ als Rauchgas entsteht und abgeschieden werden kann (Anheden et al. 2011). Die geologische Speicherung von CO₂ aus dieser Oxyfuel-Anlage wurde in Ketzin erfolgreich durchgeführt und damit führte diese Oxyfuel-Pilotanlage wohl zum ersten Kohlekraftwerk weltweit, bei dem CO₂ abgeschieden, transportiert und gespeichert wurde. Am Braunkohlekraftwerk Niederaußem im Rheinischen Revier Nordrhein-Westfalens ist eine Pilotanlage zur Abtrennung von CO₂ aus Rauchgas durch Aminwäsche seit 2009 in Betrieb (RWE 2022). Die Anlage mit einem kleinen Anteil von bis zu 300 kg CO₂/h Abscheidung mit einem CO₂-Abtrennungsgrad von 90 % wies nach 100.000 Stunden Betrieb im Jahr 2022 eine Verfügbarkeit von mehr als 97 % auf (RWE 2022).

Die nachfolgend auf die CCS-Pilotanlage (TRL 6) Schwarze Pumpe aufbauende und geplante Demonstrationsanlage (TRL 7) am Braunkohlekraftwerk Jämschwalde, Lausitzer Revier, wurde aufgrund der deutschen Umsetzung der EU-Richtlinie nicht realisiert, da für die Betreiber keine ausreichende Rechtssicherheit für die Genehmigung einer Speicherung in Deutschland bestand. Bürgerproteste im Vorfeld der Landtagswahl in Schleswig-Holstein 2009 hatten wohl

dazu geführt, dass in der Umsetzung der EU-Richtlinie jedes Bundesland selbst entscheiden kann, ob eine Speicherung dort zulässig ist. Damit einhergehend wurde die geplante dauerhafte Speicherung in den Erdgas-Feldern Birkholz-Beeskow und Neutrebbin (Buntsandsteinformation in mehr als 1.000 m Tiefe) nicht durchgeführt. Durch ein Abkommen von Vattenfall und Saskpower floss das Wissen zur Oxyfuel-Anlage am Kraftwerk Schwarze Pumpe in das Kraftwerk Boundary Dam, Kanada, ein (Seidler 2014). Derzeit wird in einem Forschungsprojekt u. a. eine Oxyfuel-Pilotanlage für das Klinkerbrennen am Zementwerk in Mergelstetten, Baden-Württemberg, entwickelt (Schwenk 2022). Der Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) kam zu dem Ergebnis, „dass der aktuelle Rechtsrahmen der konkreten Anwendung von CCS und auch CCU der Praxis entgegensteht“ (Deutscher Bundestag 2022: 114).

Das Speicherpotential des geologischen Untergrundes in Deutschland wurde mehrfach und über viele Jahre evaluiert. In tiefen salinen Aquiferen wurde ein On- und Offshore-Potential von 20 (P90⁹) bis 115 (P10) Gt (P50 49 Gt), in erschöpften Erdgasfeldern von 2,75 Gt und erschöpften Erdölfeldern von 130 Mt ermittelt (Rütters et al. 2013: 52–53; Knopf & May 2017; CO₂GeoNet 2021: 162). Davon liegen 4 (P90) bis 24 (P10) Gt (P50 10 Gt) offshore (Knopf & May 2017).

⁹ P90 steht für „Probability of 90%“, einer Wahrscheinlichkeit von 90 %, dass mindestens diese Menge CO₂ mit der heute bekannten Technologie gespeichert werden kann.

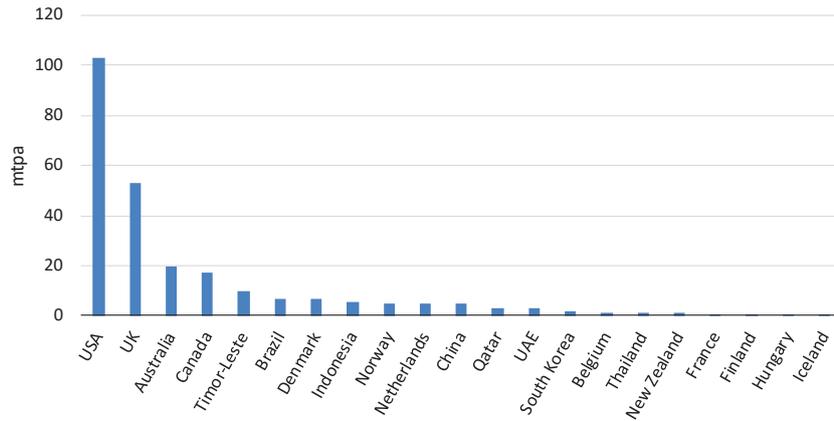


Abb. 4: Kapazitäten für CCS in Mt/a nach Ländern (Stand September 2022; [Global CCS Institute 2022](#)).

Fig. 4: CCS capacities in Mt/a by countries (status September 2022; [Global CCS Institute 2022](#)).

5. Carbon Capture and Storage im Ausland

Das größte geplante und betriebene CO₂-Speichervolumen liegt derzeit in den USA, der CCS-Markt entwickelt sich dynamisch (Abb. 4). Um den CO₂-Gehalt weiter zu reduzieren, werden auch negative Emissionen durch die CO₂-Abscheidung von Biomasse (BECCS – Bioenergie-CCS¹⁰) und aus der Luft (DAC – direct air capture) diskutiert.

5.1 Beispiel USA

Die Anwendung von CCS begann 1972 in den USA, wo CO₂ bei der Gasaufbereitung, später auch bei der Düngemittelproduktion und aus der Dampfreformierung zur Herstellung von Wasserstoff, abgeschieden und zur Erhöhung der Förderraten in naheliegende Erdölreservoirs verpresst wurde (EOR – enhanced oil recovery). Die derzeit größte Anlage für CCS mit 6–7 Mio. t/a wird bei LaBarge, Wyoming, betrieben und soll bis 2025 um 1,3 Mio.t/a erweitert werden.

5.2 Beispiel Norwegen – erster europäischer Speicher

1996 wurde der erste CO₂-Speicher Sleipner in der norwegischen Nordsee in Betrieb genommen, in den seitdem etwa 1 Mt/a verpresst werden.

¹⁰ Das Speicherprojekt in Ketzin war als BECCS-Vorhaben geplant (BECCS – bioenergy with carbon capture and storage) – daher auch das Akronym CO₂SINK (CO₂-Senke). Es sollte aus einer neben dem Speicher sich im Aufbau befindlichen Biogasanlage CO₂ für die Speicherung genutzt werden. Leider wurde diese Biogasanlage mit entsprechender CO₂-Abscheidung nicht rechtzeitig fertiggestellt.

5.3 Beispiel Kanada – Steinkohlekraftwerk

Der kanadische Kraftwerksbetreiber SaskPower betreibt am Block-3 des Braunkohlekraftwerks Boundary Dam (115 MWe) seit 2014 als erste Anlage dieses Sektors CCS als kommerzielle Anlage und hat im Finanzjahr 2022/2023 etwa 857.000 t CO₂ abgeschieden ([SaskPower 2021, 2023](#)). Die Verfügbarkeit der Anlage schwankt, sie lag im Q1/2023 mit 93 % über dem Ziel von 75 % ([SaskPower 2023](#)). Das bei der Aminwäsche abgeschiedene CO₂ wird für EOR in 1,4 km Tiefe in das nahegelegene Erdölfeld Weyburn und in einen 3,4 km tiefen Aquifer verpresst, das abgeschiedene H₂S als Schwefelsäure an die chemische Industrie und die Fluggasche an die Zementindustrie verkauft ([Preston et al. 2018](#)).

5.4 Beispiel Abu Dhabi – Eisen- und Stahlwerk

Das Eisen- und Stahlwerk von Emirates Steel Industries (ESI) in Abu Dhabi betreibt seit 2016 als erste Anlage dieses Sektors CCS. Dort werden bis zu 0,8 Mt/a CO₂ abgeschieden und über eine 43 km lange Pipeline für EOR in einem nahegelegenen Onshore-Feld dauerhaft gespeichert ([Bui et al. 2018: 1076; SCCS 2023](#)). Die Reduktion des Eisenerzes zur Gewinnung des Metalls Eisen erfolgt im Hochofen mit Kokskohle unter Freisetzung von CO₂ bei über 2000 °C (z. B. [Bailera et al. 2021](#)): $\text{Fe}_2\text{O}_{3(s)} + \frac{3}{2}\text{C}_{(s)} \leftrightarrow 2\text{Fe}_{(l)} + \frac{3}{2}\text{CO}_{2(g)}$.

5.5 Beispiel Norwegen – Aluminiumhütte

Die Abgase von Aluminiumhütten haben nur geringe CO₂-Konzentrationen von etwa 1 % ([Aarhaug & Ratvik 2019](#)). Deren Emissionen beruhen auf der Reduktion des Aluminiumoxids zu Aluminiummetall mit Kohlenstoffanoden bei 950 °C: $\frac{1}{2}\text{Al}_2\text{O}_{3(s)} + \frac{3}{4}\text{C}_{(s)} \leftrightarrow \text{Al}_{(l)} + \frac{3}{4}\text{CO}_{2(g)}$. In Norwegen wird neben einer Abtrennung von CO₂ aus den Abgasen der

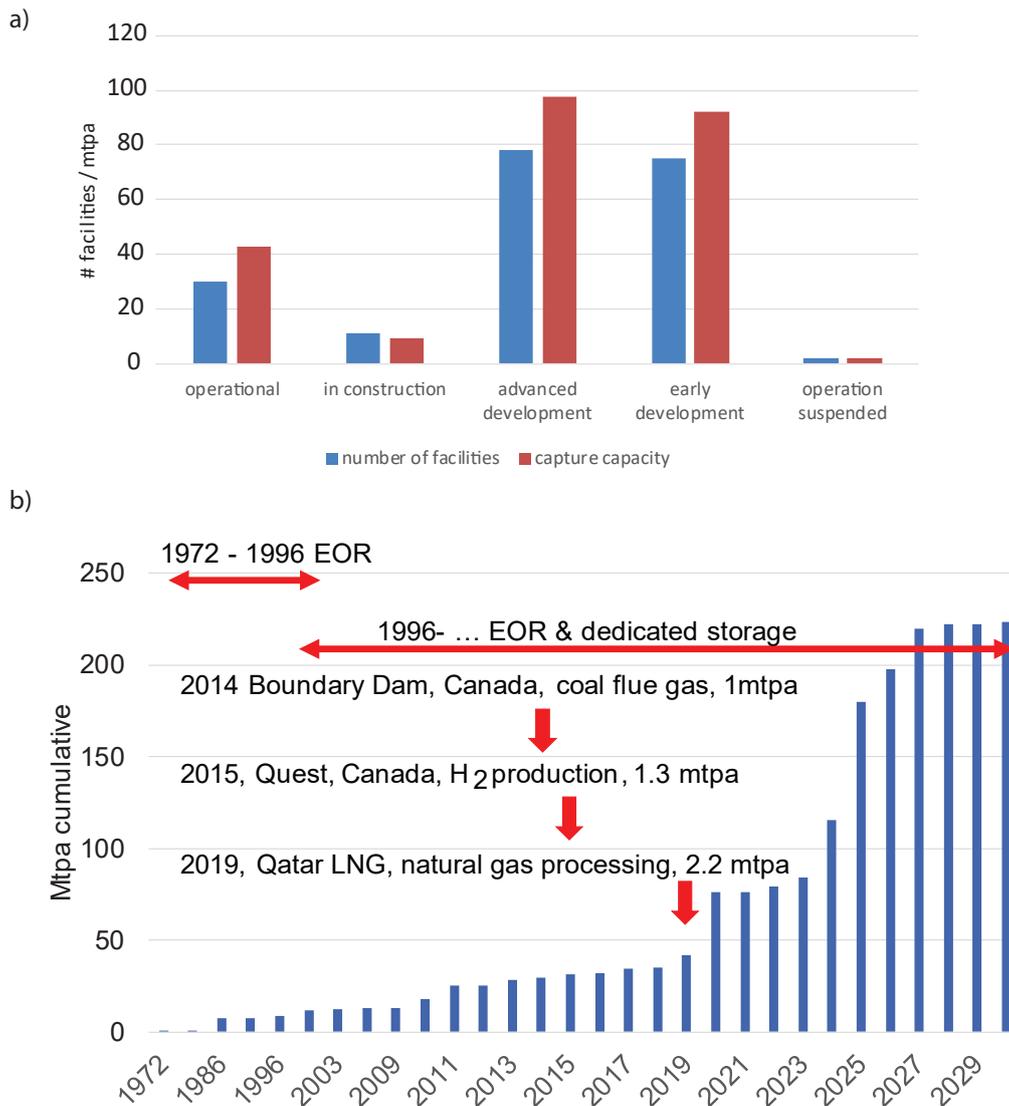


Abb. 5: (a) Globale Anzahl der Projekte in den unterschiedlichen Projektstadien. (b) Geplante und erstellte Speicherkapazitäten nach Ländern (Stand September 2022; [Global CCS Institute 2022](#): 53 ff.).

Fig. 5: (a) Global number of projects in different project stages. (b) Planned and established storage capacities by countries (status September 2022; [Global CCS Institute 2022](#): 53 ff.).

Aluminiumhütte auch Direct Air Capture an der Hütte diskutiert ([Hydro 2022a](#)). Dies könnte durch Elektroschwung Adsorption erfolgen ([Voskian & Hatton 2019](#)) und soll bis 2030 in das kommerzielle Stadium überführt werden ([Hydro 2022b](#)). Ebenso soll eine bereits im Labormuster erfolgreiche Konversion von Aluminiumoxid zu Aluminiumchlorid vor der Elektrolyse erfolgen und bis 2030 in das kommerzielle Stadium überführt werden, mit der Chlor und Kohlenstoff im Kreislauf geführt werden könnten ([Hydro 2022b](#)). Auch bei der Produktion anderer Metalle wird Koks (Petrolkoks aus Erdölraffinerien oder Koks aus Steinkohle) als Reduktionsmittel eingesetzt, so auch für die Reduktion von Quarz zu Silizium. Das Silizium wird für wichtige Zukunfts-

technologien wie die Halbleiterindustrie und Photovoltaik-Anlagen benötigt.

Das gegenwärtig geplante und betriebene CO₂-Speichervolumen von global 194 Anlagen beträgt 242 Mt/a (Abb. 5a). Die Kapazitäten wurden seit den 1970er Jahren zunächst für das CO₂-Fluten von Erdölspeichern entwickelt, und dann ab 1996 auf das Speichern in salinen Aquiferen erweitert (Abb. 5b).

6. Rahmenbedingungen und Effizienz – ein Vergleich zwischen Norwegen, Dänemark und Deutschland

Norwegen entwickelt die Technologie des CCS durch geeignete regulatorische Rahmenbedingungen weiter, um die Klimaziele zu erreichen und ein Geschäftsmodell bzgl. Technologie und Speicherkapazitäten über die gesamte Wertschöpfungskette anbieten zu können. Die Einführung einer norwegischen CO₂-Steuer 1991 führte dazu, dass das aus der Erdgaslagerstätte Sleipner in der norwegischen Nordsee mitgeförderte CO₂ bereits seit 1996 offshore vom Erdgas abgetrennt und in ein flacher liegendes Reservoir verpresst wurde. Seitdem wird auch der CO₂-Speicher dauerhaft überwacht. Seit 2008 wird das CO₂ im Erdgas des Snøhvit-Felds, Barentssee, vor der Erdgasverflüssigung (LNG) an Land separiert und über eine Pipeline zurück in das Feld reinjiziert (0,7 Mt/a). Durch das 2020 von der norwegischen Regierung initiierte Longship-Projekt soll die gesamte Wertschöpfungskette von Technologien zur CO₂-Abscheidung über Transport und Speicherung bis 2024 umgesetzt werden. Das Longship-Projekt wird größtenteils vom norwegischen Staat gefördert. Das weltweit erste CO₂ freie Zementwerk von der Firma HeidelbergMaterials in Brevik (Norcem, Norwegen) mit einer Demonstrationsanlage zur Abscheidung von 400 kt/a CO₂ soll 2024 den Betrieb aufnehmen. Ebenso soll die Müllverbrennung Hafslund Celsio in Oslo durch CCS „emissionsfrei“ werden. Mit dem Teilprojekt Northern Lights der Firmen Equinor, Shell und Total wird die Transport- und Speicher-Infrastruktur für CO₂ entwickelt. Dies beinhaltet den Schiffstransport von flüssigem CO₂ (Kiellegung 4/2023) von Oslo und Brevik zum Hub Øygarden und die Speicherung ca. 110 km offshore Norwegen in ca. 2,5 km Tiefe. Dazu soll die Injektion in Speicher zunächst 1,5 Mt/a betragen, die später auf mindestens 5 Mt/a ausgebaut werden soll (Northern Lights 2023: 15).

Auch Dänemark entwickelt die Technologie des CCS weiter, um sein Ziel „Net zero 2045“ zu erreichen. Durch die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen 6/2021 wurde das Projekt Greensand mit 27 Mio. € für die Offshore-Speicherung und 2022 das Projekt Stenlille für die Onshore-Speicherung initiiert, an der auch die (noch) deutsche Firma WintershallDEA AG beteiligt ist (Energiforskning 2023a, b; GasStorageDenmark 2023). Bereits 2023 fand die erste Offshore-CO₂-Injektion der Pilotphase in dem ausgeförderten Erdölfeld Nini statt, bei der CO₂ aus Belgien in das dänische Feld in 2 km Tiefe verpresst wurde (George 2023). 2026 soll der Betrieb mit 0,5–1,5 Mt/a aufgenommen und die Kapazität bis zu 8 Mt/a weiter ausgebaut werden (WintershallDEA 2023a). Auch das emittierte CO₂ von Biogasanlagen (BECCS – bioenergy CCS) soll in die CCS-Infrastruktur eingebunden werden (Poulsen 2021).

Die deutschen Nord- und Ostsee-Anrainerländer als zuständige Genehmigungsbehörden haben die CO₂-Speicherung unter den deutschen Küstengewässern ausgeschlossen, sodass eine CO₂-Speicherung im Untergrund der Bundesrepublik aufgrund der derzeitigen Gesetzeslage nicht möglich

ist (Bundestag 2022: 19, 20; BGR 2023). Gleichzeitig ziehen die Regierungen der Bundesländer ihre gesteckten Ziele einer Klimaneutralität auf das Jahr 2040 vor (Mecklenburg-Vorpommern 2022 vorgezogen auf 2040, Schleswig-Holstein 2022 vorgezogen von 2045 auf 2040, Niedersachsen 2023 vorgezogen von 2045 auf 2040; Burghard 2022; Niedersachsen 2023; Mecklenburg-Vorpommern 2023). Das Auswärtige Amt informierte im August 2022 über die Zusammenarbeit mit Dänemark, die „ökologisch verträgliche Einfuhr von CO₂ aus Deutschland nach Dänemark zur unterirdischen Speicherung beziehungsweise zur Nutzung unabhängig von der Erschließung fossiler Brennstoffe zu fördern und weiterzuentwickeln“ (Auswärtiges Amt 2022), also CO₂ über eine aufzubauende Transportinfrastruktur im Ausland entsorgen zu lassen. In der im März 2023 gestarteten Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung sollen die Rahmenbedingungen für CCS in Deutschland neu bewertet werden.

7. Carbon capture

7.1 Abscheide-Technologien

Unterschiedliche Technologien stehen für die Reduktion von CO₂-Emissionen zu Verfügung, die sich in einem unterschiedlichen Reifegrad (TRL – technology readiness level) befinden. Da der CO₂-Anteil in den Abgasen je nach Industriebereich unterschiedlich hoch ist, sind die Verfahren abhängig von Konzentrationen/Partialdruck und Begleitgasen unterschiedlich weit entwickelt. Während die Verfahren bei der CO₂-Abscheidung aus Erdgas und chemischen Prozessen ausgereift sind, sind bei der CO₂-Abscheidung aus Rauch- und Prozessgasen des Energiesektors sowie der Zement- und Metallindustrie zusätzliche technische Herausforderungen zu lösen.

Verschiedene Verfahren werden unterschieden:

(1) Vorgeschaltete Abscheidung vor der Verbrennung (pre-combustion) erfolgt durch Zugabe von Luft oder Sauerstoff zu den Kohlenwasserstoffen wie in Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC – integrated gasification combined cycle). Bei der Kohlevergasung entsteht ein CO-H₂-reiches Synthesegas. Das Kohlenmonoxid wird zu Kohlendioxid oxidiert (exotherme Wassergas-Shift-Reaktion $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ mit einer Standardenthalpie $\Delta H = -41 \text{ kJ/mol}$)¹¹, um dann bspw. durch eine Aminwäsche vor der Verbrennung CO₂ vom Gasfluss zu separieren. Der übriggebliebene Wasserstoff kann dann in einer Gasturbine verbrannt oder für andere Prozesse genutzt werden. Durch die CO₂-Abscheidung wird die Effizienz je nach IGCC-Verfahren bei Kohlekraftwerken derzeit um 15–24 % und bei

¹¹ Die Wassergas-Shift-Reaktion $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ mit einer Standardenthalpie $\Delta H = -41 \text{ kJ/mol}$ wird auch bei der Dampfpreformierung zur Herstellung von Wasserstoff $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$ $\Delta H = 206 \text{ kJ/mol}$ nachgeschaltet und führt zu einer endothermen Gesamtreaktion $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$ $\Delta H = 165 \text{ kJ/mol}$.

Gaskraftwerken um 11–12 % reduziert (Schmitt et al. 2022: 693). Eine Demonstrationsanlage wurde von der Firma RWE geplant, wohl auch aufgrund einer fehlenden Speichergenehmigung für CO₂ nicht weiterverfolgt.

(2) Während der Verbrennung (oxy-combustion) wird der Brennstoff mit „reinem“ Sauerstoff verbrannt (Oxyfuel-Verfahren TRL 6-8 (E 2023)), sodass die Abgase im Wesentlichen aus CO₂ und SO_x bestehen. Nach einer Rauchgasentschwefelung kann das Restgas (ca. 98 % CO₂) direkt gespeichert werden. Die gesamte Prozesskette wurde erstmals in Deutschland demonstriert, indem das Abgas der damals weltweit ersten Oxyfuel-Pilotanlage Schwarze Pumpe zum Speicher Ketzin transportiert und dort gespeichert wurde (GFZ 2023) (Verfahren im TRL 6).

(3) Nachgeschaltete Abscheidung nach der Verbrennung (post-combustion) durch Absorption oder Lösung von CO₂ aus dem Abgas wurden im Kraftwerksbetrieb an Kraftwerken in Deutschland erfolgreich getestet (z. B. Aminwäsche Kraftwerke: Heilbronn [EnBW], Niederaußem [RWE]; z. B. Galloy 2014), großtechnisch werden Aminwäschen seit vielen Jahren für die CO₂-Abtrennung bei Erdgas eingesetzt (Verfahren im TRL 9).

Mit unterschiedlichen Lösungsmitteln (solvents, z. B. Monoethanolamin – MEA) kann das CO₂ abgetrennt werden. Auch Feststoffe wurden für die Abtrennung im Rauchgas erfolgreich getestet (sog. Carbonate Looping). Darüber hinaus können Absorption oder Adsorption genutzt werden (z. B. Methanol). Die Regeneration wird durch Temperatur- oder Druckänderung (swing) oder andere Prozesse herbeigeführt (vacuum swing adsorption, steam regeneration, moisture swing adsorption, electrical swing adsorption), wodurch das CO₂ wieder freigesetzt und als reines Gas über eine Transportinfrastruktur an geeigneten Orten genutzt oder im Untergrund dauerhaft gespeichert werden kann.

Die aktuellen Entwicklungen des kosten- und energieintensiveren DAC (direct air capture) mit der ersten kommerziellen Anlage Orca in Island (bis zu 4.000 t CO₂/a) werden z. B. in Zhu et al. (2022) zusammengefasst. Weitere Forschungsansätze zur CO₂ Abtrennung arbeiten z. B. mit Membranen oder Algen.

7.2 Beispiele von Realisierungen

Bei der Rauchgasreinigung wird das CO₂ meist durch eine Aminwäsche abgeschieden. Die Absorption ist die Lösung des Stoffes, dem Adsorbat, in einem Medium, dem Absorbens. Zum Einsatz kommen vor allem Amine, Derivate des Ammoniaks, bei dem ein oder mehrere Wasserstoffatome durch organische Verbindungen ersetzt werden. Auch die Entschwefelung von Abgasen kann durch eine Aminwäsche erfolgen. Die in den 1930ern patentierte Technologie der Aminwäsche befindet sich im kommerziellen Stadium TRL 9. Die hohe Regenerationsenergie, Korrosion der Anlage und Degradation der Amine sind technische Herausforderungen der aminbasierten CO₂-Absorption (Gao et al. 2020: 8587). Die Aminwäsche wird bspw. auf der Plattform

des Sleipner-Feldes und der nachgeschalteten Abscheidung an den Braunkohlekraftwerken Boundary Dam, Kanada, und Niederaußem, Deutschland, durchgeführt und soll am Zementwerk Norcem in Brevik, Norwegen, als nachgeschaltete Abscheidung in Betrieb gehen.

Ähnlich funktioniert das Carbonate Looping (oder Calciumlooping – CaL), bei dem anstelle eines flüssigen Absorbens ein Feststoff (CaO) genutzt wird. Der exothermen Karbonatisierung (Absorption) bei c. 650 °C $\text{CaO} + \text{CO}_2 \leftrightarrow \text{CaCO}_3$ mit negativer Reaktionsenthalpie $\Delta H = -177 \text{ kJ/mol}$ und der endothermen Kalzinierung bei 900–1050 °C $\text{CaCO}_3 \leftrightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$ $\Delta H = +177 \text{ kJ/mol}$ (Regeneration des Absorbens und Freisetzung von CO₂) wird aufgrund der Verfügbarkeit des Materials, eines geringeren Energieverlusts und der geringeren Kosten als Alternative für die Aminwäsche untersucht (Chen et al. 2020). Das Verfahren eignet sich sowohl für eine Rauchgaswäsche als auch zur Zementherstellung (Hofmann et al. 2024). Das CaL befindet sich im Demonstratorstadium TRL 7.

Bei der Adsorption wird das Adsorptiv auf der Grenzfläche einer anderen Substanz, dem Adsorbens, angelagert. Hat sich das Adsorptiv auf dem Adsorbens angelagert, heißt es Adsorbat. Die Adsorption von CO₂ basiert z. B. auf kohlenstoffhaltigen Materialien (Aktivkohle, Graphen, Karbon-Nanotubes), Zeolithe (mikroporöse Alumosilikate), Alkali-Karbonaten (K₂CO₃, Na₂CO₃), festen Aminen oder metallorganischen Gerüstverbindungen (MOFs – metal organic frameworks). Die Adsorption befindet sich im Demonstratorstadium TRL 7 (Bui et al. 2018: 1065; Gao et al. 2020: 8605).

Die dynamische Entwicklung der Abscheidetechnologien in ihrem TRL werden in Kearns et al. (2021: 11 ff.) dargestellt. Eine Übersicht zu internationalen Pilot- und Demonstrationsanlagen gibt Gao et al. (2020: 8607), zu nationalen Technikums- und Pilotanlagen finden sich in Bundestag (2022: 27).

8. Transport von CO₂

Der Transport von CO₂ erfolgt weltweit seit vielen Jahrzehnten über ein Netz von mehr als 6.500 km CO₂-Pipelines und hat einen TRL 9 (Bui et al. 2018: 1111, 1064). Entsprechend liegen Erfahrungen zu Korrosion und dem Umgang mit Risiken beim potenziellen Versagen von CO₂-Pipelines vor. Geeignete Überwachungstechnologien sind Stand der Technik. Der Ausbau von CO₂-Speichern in der Nordsee resultiert in Planungen, eine 900 km lange Open-access-CO₂-Pipeline über einen Hub in Wilhelmshaven mit 20–40 Mt/a ab 2032 zu den Feldern Norwegens und Dänemarks zu führen (WintershallIDEA 2022). Dieser Ausbau würde über Pipelines von Salzgitter/Wolfsburg/Hannover und aus dem Ruhrgebiet gespeist, bevor ggfs. der Osten und Süden Deutschlands abgeschlossen würde (OGE 2022).

Bei geringeren Volumina sind der Schifftransport, Kesselwagen oder Tankwagen ökonomischer. Im Rahmen des norwegischen Projekts Northern Light werden zwei Schiffe a 7.500 m³ gebaut, um das verflüssigte CO₂ von den lokalen

Emittenten Zementwerk Norcem und Müllverbrennung Celso an den norwegischen Hub Øygarden zu transportieren. Größere Schiffskapazitäten werden derzeit von Shell und anderen entwickelt (Carbon Herald 2022). Der Transport von CO₂ mit Kesselwagen und Tankwagen ist Standard und hat einen TRL 9.

Ein Transport durch Tanklaster kann für Pilotanlagen sinnvoll sein. Bei größeren Mengen werden Pipelines und im Offshore-Bereich auch der Einsatz von Schiffen geplant. Ökonomisch und ökologisch ist der Transport über Pipelines bei größeren Mengen und Distanzen zu favorisieren (z. B. Fimbres Weihs et al. 2014).

9. Speicher

Ein geologischer Speicher muss aufgrund der lokal variablen Geologie vorab analysiert werden, zur Sicherheit wird ein Multibarrierensystem aus mehreren dichten Deckschichten in der Europäischen Union vorgegeben (Abb. 6). Die dauerhafte Einspeisung von CO₂ erfolgt seit den 1970er Jahren in Kohlenwasserstoff-Feldern, um gezielt insbesondere Öl mit CO₂-Flutung aus dem Gestein auszutreiben und zu gewinnen (Abb. 6). In Deutschland werden keine CO₂-Flutungen angewendet (LBEG 2023: 49). Die CO₂-Speicherung in salinen Aquiferen wird Offshore und auf dem Festland betrieben (bspw. seit 2015 mit etwa 1 Mt/a im kommerziell betriebenen Quest Projekt in Alberta, Kanada, im 2 km tiefen Untergrund [Alberta Department of Energy 2021]).

Beide Speichertypen des CO₂-Flutens in Kohlenwasserstoff-Feldern und in saline Aquifere haben einen hohen tech-

nologischen Reifegrad (TRL 7–9, abhängig von der Größe der Speicher). Unwirtschaftliche und aufgegebene Erdöl- und Erdgasfelder als Speicher liegen im TRL 5–8, der erste Speicher Greensand offshore Dänemark könnte 2025 in Betrieb gehen (Tab. 1). Die Einspeicherung in Steinkohle durch Sorption von CO₂ liegt bei einem TRL 2–3, die Verpressung von CO₂-versetztem Wasser in die Brüche der dichten mafischen und ultramafischen Gesteine mit Ausfällung von Karbonaten (CarbFix 2023) bei einem TRL 2–6 (Kearns et al. 2021) (Tab. 4).

CO₂-Speicher sollten in einer Teufe von mindestens 800 m liegen, sodass CO₂ als superkritisches Fluid mit der Dichte einer Flüssigkeit und den Fließeigenschaften eines Gases eingespeist werden kann. Der kritische Punkt von reinem CO₂ liegt bei 31 °C und 7,3 MPa (Goos et al. 2011; Abb. 7). Während CO₂ als Gas an der Erdoberfläche eine Dichte von 1,9 kg/m³ hat, beträgt die Dichte des superkritischen CO₂, abhängig vom geothermischen- und Druck-Gradienten, 250–800 kg/m³. Würde in einer geringeren Tiefe eingespeist, müssten für dieselbe CO₂ Menge, die dann als Gas vorliegen würde, deutlich mehr Speichervolumina genutzt werden. Um das Volumen der Speicher gut zu nutzen, werden deshalb Speicher in Teufen gewählt, bei denen der Druck ausreichend hoch für superkritisches CO₂ ist, sodass mit der hohen Dichte große Mengen dauerhaft gespeichert werden können. Die Temperaturen und Drücke sind in Abb. 7 dargestellt.

Vor der Speicherung ist das Reservoir durch geeignete seismische Untersuchungen, Analysen und Modellierungen zu evaluieren. Bei jeglicher Speicherung ist die dauerhafte Dichtheit der Deckschichten und Verwerfungen (seal integ-

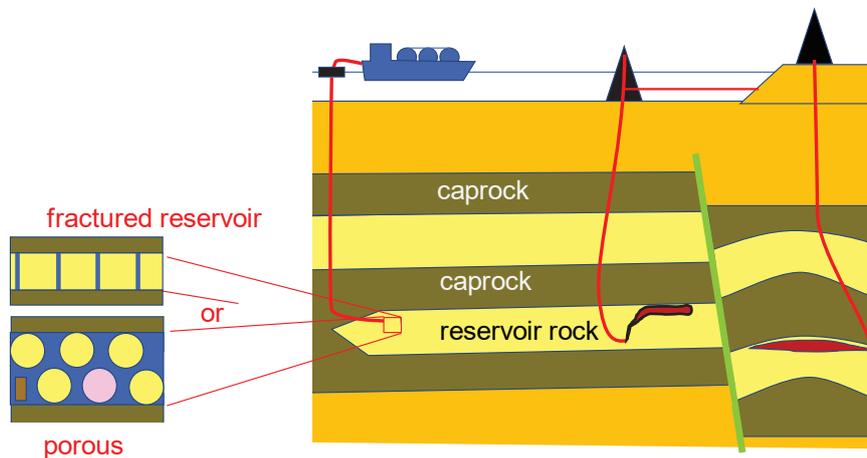


Abb. 6: Schematisches Profil des geologischen Untergrunds mit mehreren Deckschichten (caprock, braun) und Speichergestein (reservoir rock, gelb). Das Speichergestein hat ein Speichervolumen aus Brüchen (fractured reservoir), Poren (porous reservoir) oder für gewöhnlich einer Kombination von beiden Speichertypen. Der Speicher wird durch Bohrungen (rote Linien) auf dem Festland (onshore) und im Meer (offshore) erschlossen. Neben den Deckschichten müssen auch an Verwerfungen (grüne Linie) gegeneinander versetzte Gesteine eine ausreichende Dichtheit vorweisen. Der Transport kann über Tankschiffe oder Pipelines erfolgen.

Fig. 6: Schematic profile of the geological subsurface with several top seals (brown) between reservoir rocks (yellow). The reservoir rock contains storage volume of fractures (fractured reservoir), pores (porous reservoir) or usually a combination of both storage types. The reservoir is assessed by wells (red lines) located onshore or offshore. In addition to top-seals, faults (green line) displace rocks and also need to be tight. Transport may take place by tankships or pipelines.

Tab. 4: Technologie-Reifegrad (TRL 1 bis 9) von geologischer Speicherung und Speicher (On- und Offshore) in Betrieb (Stand 2020).⁽¹⁾ In Entwicklung (nach Kearns et al. 2021).

Table 4: Technology readiness level (TRL 1 to 9) of geological storage (on- and offshore) in operation (status 2020).⁽¹⁾ Under development (after Kearns et al. 2021).

Speichertyp	TRL (1–9)	Herausforderung z. B.	global in Betrieb
EOR, EGR (enhanced oil recovery, enhanced gas recovery)	9	Verbesserung der ortsspezifischen Analyse & Überwachung, Reduktion von Permeabilität während Injektion durch Kristallisation von Salzen	22
Saline Aquifere (abhängig vom Speichervolumen)	7–9		5
Entleerte Gas- und Ölspeicher	5–8		1 ⁽¹⁾
ECBM (enhanced coal bed methane)	2–3	Reduktion von Permeabilität während Injektion durch Matrix-Anschwellen	–
Basaltgesteine und ultramafische Gesteine	2–6	Niedrigpermeables Gestein, die Reaktionskinetik der gewünschten Mineralisation (Reaktion zu Karbonaten) verlangsamt sich rapide durch Passivierung der Oberflächen; Risiko fehlender Deckschichten	–

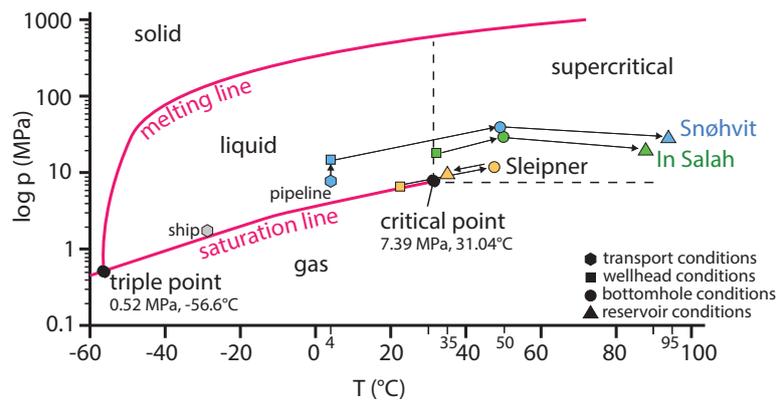


Abb. 7: Bedingungen, unter denen CO₂ transportiert, verpresst und gespeichert wird. Phasendiagramm von CO₂ und p-T-Bedingungen von CO₂-Untergrundspeichern (nach Eiken et al. 2011).

Fig. 7: Conditions under which CO₂ is transported, injected and stored. Phase diagram of CO₂ and p-T conditions of CO₂-subsurface storage sites (after Eiken et al. 2011).

riety) sicherzustellen. Ebenso müssen Altbohrungen bekannt und deren ordnungsgemäßer Verschluss sichergestellt sein. Die Speichervolumina werden nach unterschiedlichen Methoden kategorisiert (z. B. Bachu et al. 2007), die sich bei Berücksichtigung der geologischen Unsicherheiten nicht unterscheiden (Goodman et al. 2013). Das Carbon Sequestration Leadership Forum (CSFL 2021) entwickelte eine techno-ökonomische Kapazitätspyramide (theoretische, effektive, praktikable, mit zunehmenden Erkenntnissen übereinstimmende Kapazität; Bachu et al. 2007), während das US-Department of Energy (DOE) der Klassifikation von Kohlenwasserstofflagerstätten folgt.

Grundsätzlich ist die Herausforderung, während der Injektion die Fließeigenschaften im Reservoir zu kontrollieren, ein Abreißen der Grenzfläche Sole-CO₂ (capillary trapping) und ein Auffächern (fingering) beim Mehrphasenfluss so weit wie möglich zu vermeiden. Durch den p-T-Übergang

vom injizierenden Bohrloch in das Reservoir und die durch CO₂ hervorgerufenen Veränderungen in chemischen Potenzialen sind Reaktionen mit Ausfällungen möglich und sollten insbesondere im bohrlochnahen Bereich vermieden werden, um einen dauerhaften Zufluss ins Reservoir zu gewährleisten. Ebenso können Reaktionen mit der Verrohrung und dem Bohrlochzement die Bohrlochintegrität (well integrity) gefährden. Dies sollte bei der Wahl der Zemente (z. B. Verwendung spezieller CO₂-resistenterer Mischungen bzw. Verwendung von Salzzementen) und eine entsprechende Wahl der Stähle für die (exponierten Bereiche) der Verrohrung und Injektionsverrohrung bei der Auslegung berücksichtigt werden.

Der Speicher muss vor, während und nach der Injektion überwacht werden, was neben seismischen auch geodätisches Monitoring beinhaltet. Porendrücke und Bodenbewegungen werden beobachtet, um das Reservoir unter besten

Druckbedingungen zu fahren und induzierte Erschütterungen oder induzierte Erdbeben zu vermeiden.

Das globale Speichervolumen saliner Aquifere ist wesentlich größer als das von Erdgas- oder Erdölfeldern, da poröse und permeable Reservoire mit porenfüllendem Formationswasser häufiger auftreten als Kohlenwasserstoff-Reservoire. Dafür sind die Reservoireigenschaften und das Reservoirverhalten saliner Aquifere aufgrund mangelnder Förderdaten nicht bekannt und können nicht so schnell entwickelt werden wie bereits explorierte Kohlenwasserstoff-Felder. Letztere haben den Vorteil bereits bekannter Reservoir- und abdichtender Deckgebirgseigenschaften, vorhandener Infrastruktur wie Bohrungen und Pipelines, jedoch das Risiko durch undichte Altbohrungen, die deshalb vorab für einen Speicherbetrieb qualifiziert werden müssen.

Das superkritische CO₂ hat eine geringere Dichte als das Formationswasser und treibt im salinen Aquifer auf dem Formationswasser des Reservoirs unterhalb des dichten Deckgesteins. In kohlenwasserstofffreien Sedimentgesteinen verhält sich das superkritische CO₂ als nicht-benetzendes Fluid, verdrängt zunächst das benetzende Formationswasser (drainage cycle), bis nach Injektionsende das Formationswasser teilweise wieder den Porenraum füllt (imbibition cycle) und den superkritischen CO₂-Plume festsetzt (kapillarer Rückhalt, capillary/residual trapping; z. B. [Celia et al. 2015](#)). Das CO₂ wird zudem zum Teil im Formationswasser gelöst (Lösungsrückhalt, solubility trapping) und kann mit Calciumionen als Karbonat auskristallisieren (mineralischer Rückhalt, mineral trapping). In einem salzhaltigen Grundwasserleiter ist CO₂ die nicht benetzende Phase und nimmt die größeren Poren ein, umgeben von einem salinaren Fluid. Die Kapillarkräfte führen zu einem wirksamen Einschluss des CO₂ ([Alhosani et al. 2020](#)). In einem Erdölfeld unter nicht mischbaren Bedingungen ist das Gas (CO₂) ebenfalls die am wenigsten benetzende Phase; das CO₂ ist entweder durch Öl oder Wasser kapillar in den Poren gefangen ([Alhosani et al. 2020](#)). In ölnassen Erdölreservoirs liegen oft mischbare Bedingungen vor, bei denen das überkritische CO₂ die CO₂-reiche Wasserphase schichtartig umgibt. Auch hier ist der Transport von CO₂ aus den Poren eingeschränkt ([Alhosani et al. 2020](#)).

10. Beispiele von Realisierungen

Neben den USA können auch Europa und Nordafrika auf mehrere Jahrzehnte Erfahrung zurückblicken. Das Erdgasfeld Sleipner offshore Norwegen ist seit 1996 mit 1 Mt/a in Betrieb. Das vom offshore geförderten Erdgas bereits offshore abgeschiedene CO₂ wird durch eine subhorizontale Bohrung in den mio-pliozänen, salinen Aquifer Utsira Fm. Sand in c. 800 m Teufe verpresst, der eine Mächtigkeit von 200–300 m und eine Fläche von 26.000 km² hat. Der saline Aquifer hat Porositäten von 30–40 % und Permeabilitäten von mehr als 1 Darcy ([Eiken et al. 2011](#)). Gegen die Korrosion wurden Edelstahlrohre mit 9%“-Casing an exponierten Stellen und für das 7“-Tubing (Injektionsverrohrung) verwendet ([Eiken et al. 2011](#)).

In das Erdgasfeld Krechba, Teil der In-Salah Onshore-Gasfelder in Algerien, wurde seit 2004 CO₂ vom produzierten Erdgas abgetrennt. Die Abtrennung erfolgte, um den CO₂-Anteil im geförderten Erdgas von 1–10 % auf die Exportvorgaben von maximal 0,3 % CO₂ im Erdgas anzupassen ([Ringrose et al. 2013](#)). Die etwa 1 Mt/a wurden durch Horizontalbohrungen in die Brüche des 1,9 km tiefen karbonischen Sandsteinreservoirs (Porositäten von 10–18 %, Permeabilitäten um 10 mD) verpresst und das darüberliegende Erdgas mit Enhanced Gas Recovery (EGR) ausgetrieben und gefördert ([Zeboudj & Bahi 2021](#)). Die Injektion wurde 2011 aufgrund des möglichen bruchkontrollierten Eindringens in die überliegende Deckschicht eingestellt ([Ringrose et al. 2013](#)).

In das Erdgasfeld Snøhvit in der norwegischen Barentssee wird CO₂ seit 2008 in 2.700 m Teufe mit 0,7 Mt/a CO₂ in ein unterjurassisches Sandsteinreservoir der Tubåen Formation verpresst (Porositäten 7–20 %, Permeabilitäten 10–800 mD, im unteren Bereich 1–4 D; [Hansen et al. 2013](#)). Im Gegensatz zu den anderen Feldern wird das Snøhvit-Feld ohne Plattform direkt vom Meeresboden gefördert. Das von Snøhvit geförderte Erdgas wird über eine 160 km lange Pipeline mit 68 cm Innendurchmesser zum Festland transportiert ([Offshore Technology 2002](#)), wo bei der Verflüssigung von Erdgas zu LNG CO₂ abgeschieden wird. Das CO₂ wird über eine weitere 8“ Pipeline zurück zum Feld geführt und dort ohne Plattform verpresst ([Hansen et al. 2013](#)).

Das Erdölfeld Nini-West in der dänischen Nordsee wurde im Rahmen des Projekts Greensand in einer ersten Phase (appraisal) 2020 bis 2021 technisch validiert und seit März 2023 in der Pilotphase (Phase 2) mit CO₂ befüllt. Der paläozäne Sandsteinspeicher liegt in 1.700 m Teufe mit Porositäten von 15–20 % und Permeabilitäten von 100–390 mD ([Petersen et al. 2022](#)). Die Entscheidung (FID – financial investment decision) ist für 2024 und der mögliche Betrieb für 2025 geplant ([Ineos 2023](#); [WintershallDEA 2023b](#)).

Auf Island wird das bei der Gewinnung von Geothermie in der Anlage Hellisheiði mitgeförderte CO₂ und H₂S abgeschieden und etwa 12.000 t/a in Basalte verpresst. Durch die Reaktion mit Silikaten wie Pyroxen, Olivin, Plagioklas und mafischem Glas fällt im Pilotmaßstab (siehe dazu auch Tab. 4) innerhalb weniger Monate mehr als 50 % des CO₂ als Karbonat aus ([Snæbjörnsdóttir et al. 2020](#)). Neben einer Erweiterung der Anlage wird ein Ausbau von Direct Air Capture (DAC) mit angeschlossener Speicherung von 100.000 t/a ab 2027 geplant ([CarbFix 2024](#)).

11. Kosten

Die Kosten der Abscheidung von Energiewandlern wie Kohle- und Erdgaskraftwerken liegen höher als die Kosten von Transport und Speicher ([Rubin et al. 2015](#), Basis 2013 in USD; [Schmelz et al. 2020](#), Basis 2018 in USD) (Abb. 8). Die geringsten Gesamtkosten aus Abscheidung, Transport und Speicher entstehen in den USA bei günstiger Lage des Emittenten, der Abscheidung von CO₂ aus Kohlekraftwerken und Onshore-Speicherung mit 52 USD/t CO₂ bzw. offshore-Speicherung mit 60 USD/t CO₂ ([Schmelz et al. 2020](#)).

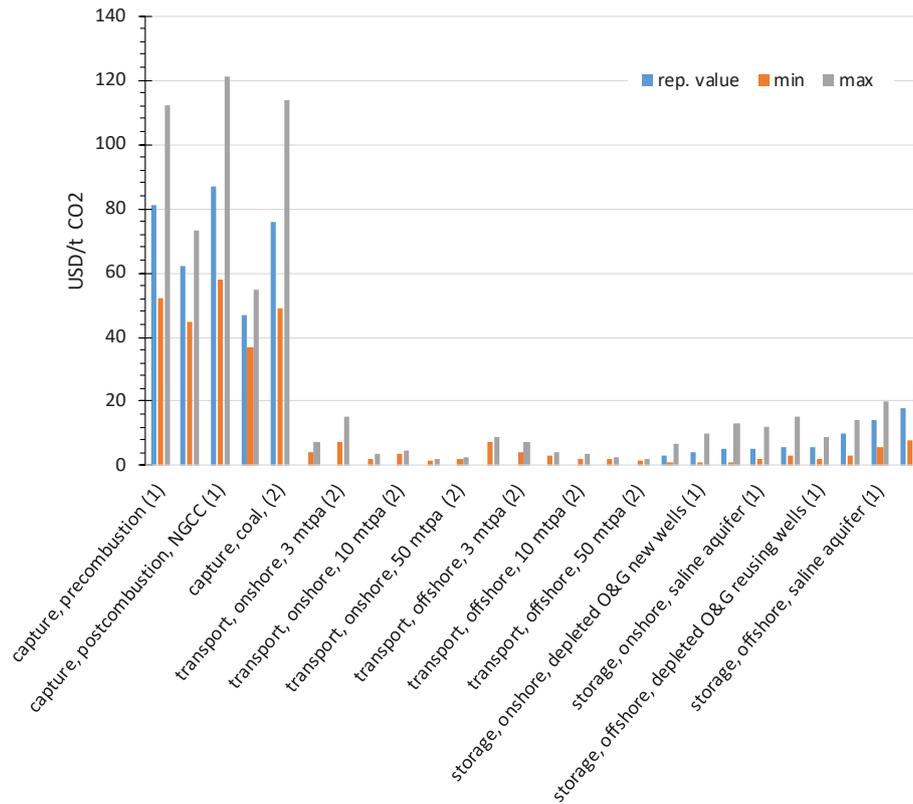


Abb. 8: Kosten von CCS für Abscheidung, Transport und Speicher in USD/t nach (1) Rubin et al. (2015) und (2) Schmelz et al. (2020).

Fig. 8: Costs of CCS for capture, transport and storage in USD/t after (1) Rubin et al. (2015) and (2) Schmelz et al. (2020).

Tab. 5: Kosten der CO₂-Reduktion in den USA bei industriellen Prozessen mit hohem und geringem CO₂-Anteil bei neuer (greenfield) und umgebaute Anlage (retrofit) (Hughes & Zoelle 2022; excl. Steuern und Subventionen, 90 % Abscheidung). ⁽¹⁾ IEA 2019; s. a. IEA 2020b: 101; ⁽²⁾ Coal-to-chemicals.

Table 5: Costs of CO₂-reduction in the US of industrial processes with high and low fraction of CO₂ with new (greenfield) and retrofitted sites (retrofit) (Hughes & Zoelle 2022; excl. tax and subventions, 90 % capture). ⁽¹⁾ IEA 2019, s. a. IEA 2020: 101; ⁽²⁾ coal-to-chemicals.

	Process	CO ₂ available for capture (Mio. tonnes CO ₂ /year)	Retrofit USD/t CO ₂	Greenfield USD/t CO ₂	IEA 2019 USD/t CO ₂ ⁽¹⁾
High CO ₂ -purity	Ammonia	0.486	19.0	19.0	25–35
	Ethylene oxide	0.122	26.2	26.0	25–35
	Ethanol	0.143	32	31.8	–
	Natural gas processing	0.649	16.2	16.1	15–25
	Coal-to-liquids	8.74	–	5.6	15–25 ⁽²⁾
	Gas-to-liquids	1.86	–	6.4	–
Low CO ₂ -purity	Refinery hydrogen	0.405	61.7	59.9	50–80
	Cement (Klinkerabgase)	1.21	64.3	62.7	60–120
	Steel/Iron	3.74 (total of both capture streams)	65.9	–	40–100
	Direct air capture		–	–	134–342

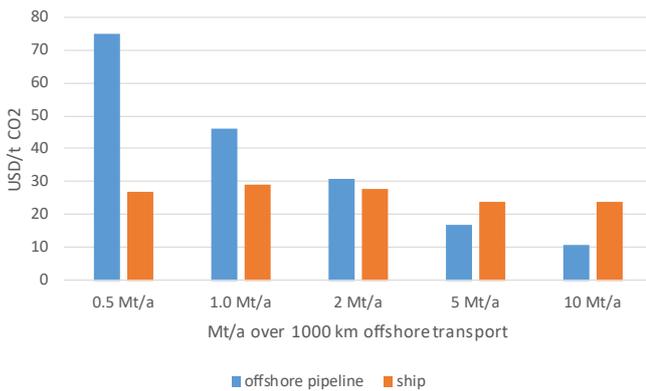


Abb. 9: Offshore CO₂-Transportkosten in USD/t für Pipeline und Schifffahrt (Abbildung nach IEA 2020b: 108).

Fig. 9: Offshore CO₂-transport costs in USD/t for pipeline and shipping (figure after IEA 2020b: 108).

Hughes & Zoelle (2022) differenzieren die Kosten der Abscheidung für Industrieprozesse nach hoher und geringer CO₂-Konzentration und zwischen Umbau (Retrofit) und Neubau (Greenfield) (Tab. 5). Im Hinblick auf die nationale und ökonomische Sicherheit der USA wurde auch die Gewinnung von flüssigen Brennstoffen aus Kohle und aus Erdgas untersucht (Hughes & Zoelle 2022: 68ff, 74ff). Die geringen Unterschiede zwischen den planerischen Kosten von Greenfield und Retrofit werden mit unbekanntem Risiken bei einer nachträglichen Installation erklärt.

Die Kosten des Transports werden durch die Transportdistanz und Skalierungseffekte durch das Transportvolumen bestimmt. Sie liegen für 30 Mt/a bei ca. 1.3–2.2 USD/t CO₂ onshore und ca. 1.9–2.4 USD/t CO₂ offshore (Rubin et al. 2015). Während Pipelines mit einem höherem CAPEX (capital expenditure) einhergehen, ist der Transport per Schiff oder Bahn mit einem höherem OPEX (operational expenditure) behaftet. Zahlreiche Studien zeigen die Kostenstruktur auf. IEA (2020b: 108) ermittelt für bis zu 2 Mt/a und eine Transportdistanz von 1.000 km für kleine Volumina vorteilhaftere Transportkosten der Schifffahrt von <30 USD/t CO₂. Für 2 Mt/a sind die Transportkosten der Schifffahrt ab ca. 800 km Transportdistanz preisgünstiger (IEA 2020b: 108) (Abb. 9).

Die Kosten der Speicherung werden durch Nutzung eines bekannten, ausgeförderten Erdgas- oder Erdölfelds, durch ggfs. nutzbare Bohrungen oder durch eine zusätzliche Wertschöpfung reduziert. Eine zusätzliche Wertschöpfung sind die Steigerung der Erdölgewinnung durch Injektion von CO₂ (Enhanced Oil Recovery – EOR), der Erdgasgewinnung durch Injektion von CO₂ (Enhanced Gas Recovery – EGR) oder der Flözgasgewinnung durch Injektion von CO₂ in nicht abbaubaren Kohleflözen (unmineable coal). Bei einem höheren CO₂-Preis lohnt sich auch die CO₂-Speicherung in salinen Aquiferen; die Kosten für einen Speicher auf 30 Jahre liegen in den USA bei 3–15 USD/t CO₂ onshore und 8–25 USD/t CO₂ offshore (Schmelz et al. 2020). Aufgrund der Transportdistanz und dem technischen Aufwand sind On-

shore-Speicher preisgünstiger zu betreiben als Offshore-Speicher.

Die über die Zeit anfallenden Kosten von CCS sind ungleich verteilt, der Speicher beansprucht 80 % der Kosten vor der endgültigen Investitionsentscheidung (Final Investment Decision – FID) und geht mit hohen Risiken einher (Abb. 10). Die Risiken, die mit dem hohen Investment von mehreren hundert Millionen bis Milliarden Euro für die Entwicklung, Bau und Betrieb von einem geologischen Reservoir einhergehen, werden i. d. R. über ein Joint Venture abgedeckt. Hierzu gehört die Aufteilung der Investitionsausgaben (CAPEX), die Risikominimierung aufkommender geologischer- oder STEEPLE-Aspekte (social, technical, economical, environmental, political, legal, ethical; z. B. Hilgers et al. 2020) sowie der gegenseitige Zugang zu Expertise und technischen Ressourcen der Joint Venture Partner.

12. Ausblick

Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ werden in der Praxis durchgeführt und kontinuierlich verbessert. Die Abscheidung von CO₂ aus Abgasen und Prozessgasen erfordert aufgrund der heterogenen Zusammensetzung und industriellen Prozesse angepasste Lösungen. Entsprechend werden neben der Aminwäsche im TRL 9 weitere Technologien entwickelt.

Der Transport von CO₂ über Pipelines, Schiffe und Kesselwagen befindet sich im TRL 9. Da CO₂ und Nebenbestandteile des abgeschiedenen Gases Material- und Transporteigenschaften beeinflussen, werden verbesserte Materialien entwickelt.

Die Speicherung in Kohlenwasserstofflagerstätten und salinen Aquiferen befindet sich im TRL 9. Die Einbeziehung sich stetig weiterentwickelnder Methoden der Exploration, Feldentwicklung, der geophysikalischen und geodätischen Überwachung sowie neue Konzepte des reaktiven Mehrphasenflusses im verbundenen Porenraum können den Betrieb während der Injektion sowie die Sicherheit während und nach der Injektion weiter erhöhen und es ermöglichen noch größere und effektivere Speicher zu entwickeln. Durch innovative Bohrtechnologien werden Erschließungskosten weiter minimiert.

13. Danksagung

Die Autoren danken den Reviewern für die hilfreichen Anmerkungen und Hinweise. Wir danken der Friedrich-Stammberger-Stiftung für die Übernahme der Open-Access Kosten.

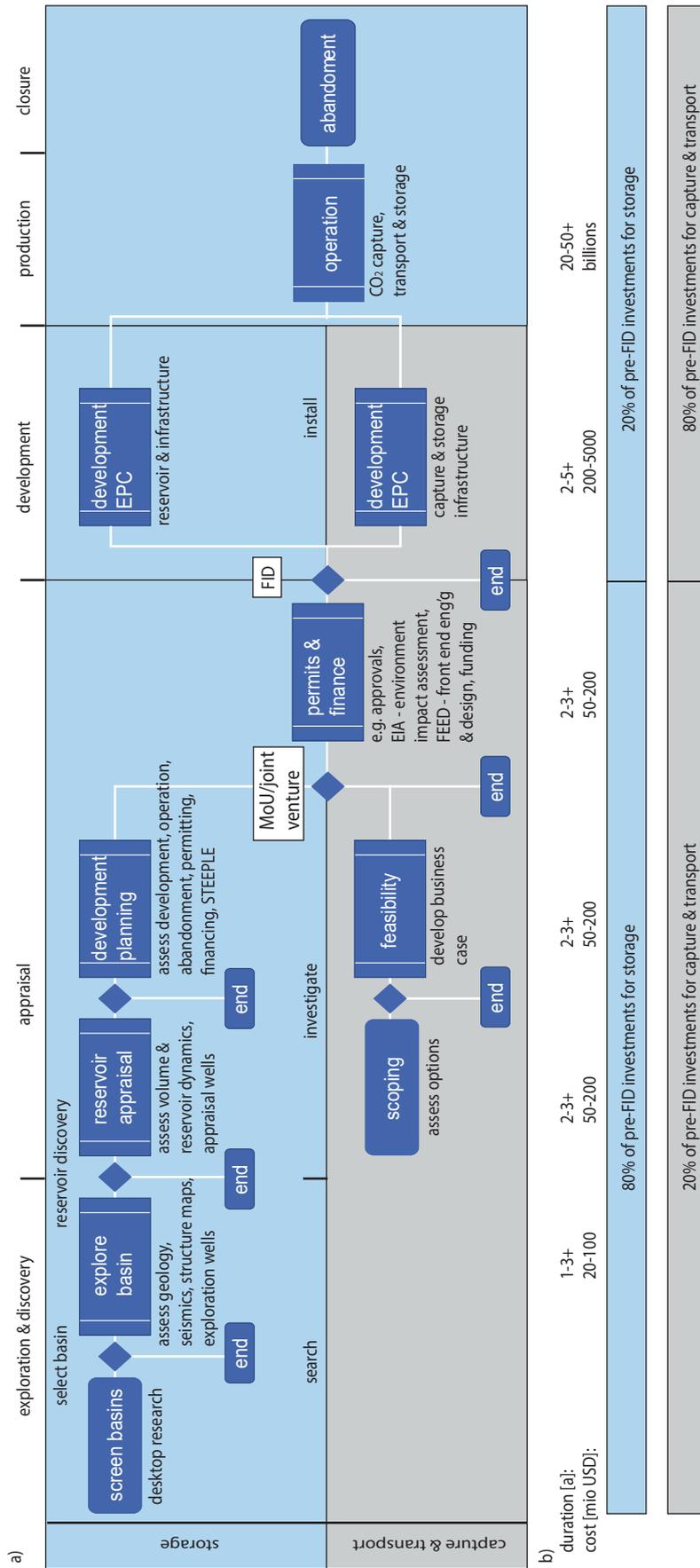


Abb. 10: (a) Prozessschritte zur Entwicklung eines geologischen Speichers sowie der Abscheidungs- und Transportinfrastruktur. (b) Dauer und Kosten der Prozessschritte. EPC – engineering, procurement, construction, FID – financial direct investments (nach Lane et al. 2021).

Fig. 10: (a) Process steps to develop a geological storage site as well as capture- and transport-infrastructure. (b) Duration and costs of process steps. EPC – engineering, procurement, construction, FID – financial direct investments (after Lane et al. 2021).

14. Schriftenverzeichnis

- Aarhaug, T. A., & Ratvik, A. P. (2019). Aluminium primary production off-gas composition and emissions: An overview. *Journal of the Minerals Metals & Materials Society*, 71(9), 2966–2977. <https://doi.org/10.1007/s11837-019-03370-6>
- AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2024). Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/STRERZ_Abgabe-12-2023.pdf [Zugriff 27.3.2024]
- Alberta Department of Energy (2022). *Quest carbon capture and storage project – Annual summary report*. <https://open.alberta.ca/dataset/113f470b-7230-408b-a4f6-8e1917f4e608/resource/e957e772-4fe2-4504-8fea-439120134427/download/quest-annual-summary-report-alberta-department-of-energy-2021.pdf>
- Alhosani, A., Scanziani, A., Lin, Q., Raeni, A. Q., Bijeljic, B., & Blunt, M. J. (2020). Pore-scale mechanisms of CO₂ storage in oilfields. *Scientific Reports*, 10(1), 8534. <https://doi.org/10.1038/s41598-020-65416-z>
- Andrew, R. W. (2019). Global CO₂ emissions from cement production, 1928–2018. *Earth System Science Data*, 11(4), 1675–1710. <https://doi.org/10.5194/essd-11-1675-2019>
- Anheden, M., Burchardt, U., Ecke, H., Faber, R., Jidinger, O., Giering, R., . . . Yan, J. (2011). Overview of operational experience and results from test activities in Vattenfall's 30 MW_{th} oxyfuel pilot plant in Schwarze Pumpe. *Energy Procedia*, 4, 941–950. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.01.140>
- Arrhenius, S. (1896). On the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground. *Philosophical Magazine and Journal of Science*, 41(251), 237–276. https://www.rsc.org/images/Arrhenius1896_tcm18-173546.pdf
- Auswärtiges Amt (2022). *Gemeinsamer Aktionsplan für die künftige deutsch-dänische Zusammenarbeit*. Pressemitteilung vom 26.8.2022. <https://www.auswaertiges-amt.de/de/newsroom/deutsch-daenischer-aktionsplan/2548528> [Zugriff: 29.08.2022].
- Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., & Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), 430–443. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
- Bailera, M., Lisbona, P., Peña, B., & Romeo, L. M. (2021). A review on CO₂ mitigation in the iron and steel industry through power to X processes. *Journal of CO₂ Utilization*, 46, 101456. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2021.101456>
- BGR – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2023). *Gesetzliche Aufgaben und Regelwerke*. https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/Regelwerke/regelwerke_node.html [Zugriff: 10.08.2023].
- BLE – Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (2021). *Merkblatt Technologiereifegrade*. Mitteilung vom 14.10.2021 (2 S.). https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Projektfoerderung/Innovationen/Merkblatt-Technologiereifegrade.pdf;jsessionid=294C3B1827D46187CD9C47C17DFC9EB9.internet981?__blob=publicationFile&v=4
- BP – British Petroleum Company (2023). *Energy outlook*. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/energy-outlook-downloads.html>
- Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., . . . Mac Dowell, N. (2018). Carbon capture and storage (CCS): The way forward. *Energy & Environmental Science*, 11(5), 1062–1176. <https://doi.org/10.1039/C7EE0234A>
- Bundestag (2022). *Unterrichtung durch die Bundesregierung – Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz*. Drucksache 20/5145 (171 S.). <https://dserver.bundestag.de/btd/20/051/2005145.pdf>
- Burghardt, P. (2022). *Schleswig-Holstein – Klimaneutralität bis 2040*. Süddeutsche Zeitung vom 22.06.2022. <https://www.sueddeutsche.de/politik/schleswig-holstein-schwarz-gruen-koalitionsvertrag-1.5607512>
- CarbFix (2024). *Carbfix and Removr team up for direct air capture and storage in Iceland*. <https://www.carbfix.com/carbfix-and-removr-team-up-for-direct-air-capture-and> [Zugriff: 7.01.2024].
- Carbon Herald (2022). *Shell building ships that transport more CO₂ over longer distances*. Pressemitteilung 19.05.2022. <https://carbonherald.com/shell-building-ships-that-transport-more-co2-over-longer-distances/>
- Celia, M. A., Bachu, S., Nordbotten, J. M., & Bandilla, K. W. (2015). Status of CO₂ storage in deep saline aquifers with emphasis on modeling approaches and practical simulations. *Water Resources Research*, 51(9), 6846–6892. <https://doi.org/10.1002/2015WR017609>
- Chen, J., Duan, L., & Sun, Z. (2020). Review on the development of sorbents for calcium looping. *Energy & Fuels*, 34(7), 7806–7836. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c00682>
- ClimateTrace (2023). *Oil and gas production and transport 2021*. <https://climatetrace.org/inventory?sector=fossil-fuel-operations&subsector=oil-and-gas-production-and-transport&time=2021&country=all-countries&gas=co2e100#trends> [Zugriff: 28.08.2023].
- CO₂GeoNet (2021). *State-of-play on CO₂ geological storage in 32 European countries – an update*. CO₂GeoNet Report (325 S.). https://doi.org/10.25928/co2geonet_eu32-o21u
- Credit Suisse (2022). *Global wealth report 2022* (70 S.). <https://www.credit-suisse.com/about-us/en/reports-research/global-wealth-report.html>
- CSFL – Carbon Sequestration Leadership Forum (2021). *Technology roadmap* (69 S.). https://fossil.energy.gov/archives/csfl/sites/default/files/CSLF_Tech_Roadmap_2021_final_0.pdf
- Croll, J. (1875). *Climate and time in their geological relations – A theory of secular changes of the earth's climate*. London: Stanford. <https://www.gutenberg.org/files/62693/62693-h/62693-h.htm>
- DEHSt – Deutsche Emissionshandelsstelle (2023). *Treibhausgasemissionen 2022 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland* (VET-Bericht 2022; 121 S.). https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- Dena – Deutsche Energie-Agentur (2021). *Dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität* (310 S.). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- DNV – Det Norske Veritas (2023). *Energy transition outlook 2022*. <https://www.dnv.com/energy-transition-outlook/download.html>
- Eiken, O., Ringrose, P., Hermanrud, C., Nazarian, B., Torp, T. A., & Høier, L. (2011). Lessons learned from 14 years of CCS operations: Sleipner, In Salah and Snøhvit. *Energy Procedia*, 4, 5541–5548. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.541>
- Energiforskning (2023a). *Project Greensand Phase 1*. <https://energiforskning.dk/en/node/16145> [Zugriff: 10.08.2023].
- Energiforskning (2023b). *Project Greensand Phase 2*. <https://energiforskning.dk/en/node/16466> [Zugriff: 10.08.2023].

- EU (2009). *Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006* (22 S.). <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:de:PDF>
- EU (2020). *Deep carbonisation of industry: The cement sector*. https://setis.ec.europa.eu/system/files/2021-02/jrc120570_deep-carbonisation_of_cement_fact_sheet_2.pdf
- EU (2023). *Technology factsheet: Competitiveness of clean energy technology – CCS*. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2024-01/Technology_factsheet_Competitiveness_of_clean_energy_technology-CCUS.pdf
- Fennell, F., Driver, P., Bataille, C., & Davis, S. J. (2022). Cement and steel – nine steps to net zero. *Nature*, 603(7902), 574–577. Retrieved from <https://www.nature.com/articles/d41586-022-00758-4> <https://doi.org/10.1038/d41586-022-00758-4>
- Fimbres Weihs, G. A., Kumar, K., & Wiley, D. E. (2014). Understanding the economic feasibility of ship transport of CO₂ within the CCS chain. *Energy Procedia*, 63, 2630–2637. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.285>
- Friedlingstein, P., O’Sullivan, M., Jones, M. W., Andrew, R. M., Gregor, L., Hauck, J., . . . Zheng, B. (2022). Global carbon budget 2022. *Earth System Science Data*, 14(11), 4811–4900. <https://doi.org/10.5194/essd-14-4811-2022>
- Galloy, A. (2014). *Experimentelle Untersuchungen an einer Carbonate Looping Versuchsanlage mit 1 MW thermischer Leistung*. Dissertation TU Darmstadt. <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/3826/1/Dissertation%20Alexander%20Galloy%20tuprints%20rev1.pdf>
- Gao, W., Liang, S., Wang, R., Jiang, Q., Zhang, Y., Zheng, Q., . . . Park, S.-E. (2020). Industrial carbon dioxide capture and utilization: State of the art and future challenges. *Chemical Society Reviews*, 49(23), 8584–8686. <https://doi.org/10.1039/D0CS00025F>
- GasStorageDenmark (2023). *Stenlille project to enhance borehole monitoring solutions*. Pressemitteilung vom 17.02.2023. <https://gasstorage.dk/news/2023/02/17/stenlille-project-to-enhance-borehole-monitoring-solutions/>
- George, V. (2023). *Project Greensand reaches big milestone with first CO₂ injection*. Pressemitteilung aus Carbon Herald vom 09.03.2023. <https://carbonherald.com/project-greensand-reaches-big-milestone-with-first-co2-injection/>
- GFZ – Deutsches Geoforschungszentrum (2023). *Speicherbetrieb – Pilotstandort Ketzin*. <https://www.co2ketzin.de/standort-ketzin/speicherbetrieb> [Zugriff: 28.08.2023].
- Global CCS Institute (2022). *Global status of CCS 2022* (68 S.). <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-of-ccs-2022/>
- Goodman, A., Bromhal, G., Strazisar, B., Rodosta, T., Guthrie, W. F., Allen, D., & Guthrie, G. (2013). Comparison of methods for geologic storage of carbon dioxide in saline formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 18, 329–342. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.07.016>
- Goos, E., Riedel, U., Zhao, L., & Blum, L. (2011). Phase diagrams of CO₂ and CO₂-N₂ gas mixtures and their application in compression processes. *Energy Procedia*, 4, 3778–3785. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.312>
- Hansen, O., Gilding, D., Nazarian, B., Osdal, B., Ringrose, P., Kristoffersen, J.-B., . . . Hansen, H. (2013). Snøhvit: The history of injecting and storing 1 Mt CO₂ in the fluvial Tubåen Fm. *Energy Procedia*, 37, 3565–3573. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.249>
- Hilgers, C., Becker, I., & Dehn, F. (2020). Geologische und STEE-PLE-Aspekte zur überregionalen Verfügbarkeit von Rohstoffen zur Herstellung von Beton. *Beton*, 70(9), 232–240. <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000123102>
- Högbom, A. G. (1894). Om sannolikheten för sekulära förändringar i atmosfärens kolsyrehalt [Über die Wahrscheinlichkeit säkularer Veränderungen des Kohlendioxidgehalts der Atmosphäre]. *Svensk Kemisk Tidskrift*, 4, 169–177. <http://runeberg.org/svkemtid/1894/0183.html>
- Hofmann, C., Greco-Coppi, M., Ströhle, J., & Epple, B. (2024). Enhancement of a 300 kW_{th} pilot plant for testing the indirectly heated carbonate looping process for CO₂ capture from lime and cement industry. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 151, 111091. <https://doi.org/10.1016/j.exthermflusc.2023.111091>
- Hughes, S., & Zoelle, A. (2022). *Cost of capturing CO₂ from industrial sources*. National Energy Technology Laboratory, Pittsburgh, July 15, 2022 (174 S.). <https://www.osti.gov/servlets/purl/1887586>
- Hydro (2022a). *Developing carbon capture and storage technology for aluminium smelters*. <https://www.hydro.com/en/media/on-the-agenda/hydros-roadmap-to-zero-emission-aluminium-production/developing-carbon-capture-and-storage-technology-for-aluminium-smelters/> [Zugriff: 19.01.2022].
- Hydro (2022b). *Hydro invests in carbon capture company Verdox to eliminate emissions from aluminium production*. <https://www.hydro.com/en-US/media/news/2022/hydro-invests-in-carbon-capture-company-verdox-to-eliminate-emissions-from-aluminium-production/> [Zugriff: 22.02.2022].
- IEA – International Energy Agency (2019). *Levelised cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration*. IEA, Paris. Licence: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019>
- IEA – International Energy Agency (2020a). *Iron and steel technology roadmap* (190 S.). https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb0c8ec1-3665-4959-97d0-187ceca189a8/Iron_and_Steel_Technology_Roadmap.pdf
- IEA – International Energy Agency (2020b). *Energy technology perspectives 2020* (171 S.). https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf
- IEA – International Energy Agency (2023a). *Energy technology perspectives 2023* (463 S.). <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>
- IEA – International Energy Agency (2023b). *Aluminium*. <https://www.iea.org/energy-system/industry/aluminium#tracking>
- IEA – International Energy Agency (2023c). *Chemicals*. <https://www.iea.org/energy-system/industry/chemicals>
- Ineos (2023). *INEOS led consortium announces breakthrough in carbon capture and storage*. Pressemitteilung vom 8.03.2023. <https://www.ineos.com/news/ineos-group/ineos-led-consortium-announces-breakthrough-in-carbon-capture-and-storage/>
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2014). *AR 5 Synthesis report – Climate change 2014* (112 S.). <https://archive.ipcc.ch/report/ar5/syr/>

- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2023a). Climate Change 2021. *The physical science basis*. Contribution of working group I to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change (2391 S.). Cambridge: Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157896>
- IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (2023b). AR 6 *Synthesis Report – Climate change 2023* (169 S.). <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>
- Jackson, R. (2020). Eunice Foote, John Tyndall and a question of priority. *Notes and Records – The Royal Society Journal of the History of Science*, 74(1), 105–118. <https://doi.org/10.1098/rsnr.2018.0066>
- Kearns, D., Liu, H., & Consoli, C. (2021). *Technology readiness and costs of CSS*. Global CCS Institute (49 S.). <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/03/CCE-CCS-Technology-Readiness-and-Costs-22-1.pdf>
- Keeling, C. D. (1960). The concentration and isotopic abundances of carbon dioxide in the atmosphere. *Tellus. Series A, Dynamic Meteorology and Oceanography*, 12(2), 200–203. <https://doi.org/10.3402/tellusa.v12i2.9366>
- Keeling, C. D., Bacastow, R. B., Bainbridge, A. E., Ekdahl, C. A., Jr., Guenther, P. R., Waterman, L. S., & Chin, J. F. S. (1976). Atmospheric carbon dioxide variations at Mauna Loa Observatory, Hawaii. *Tellus*, 28(6), 538–551. <https://doi.org/10.1111/j.2153-3490.1976.tb00701.x>
- Knopf, S., & May, F. (2017). Comparing methods for the estimation of CO₂ storage capacity in saline aquifers in Germany: Regional aquifer based vs. structural trap based assessments. *Energy Procedia*, 114, 4710–4721. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1605>
- Lane, J., Greig, C., & Garnett, A. (2021). Uncertain storage prospects create a conundrum for carbon capture and storage ambitions. *Nature Climate Change*, 11(11), 925–936. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01175-7>
- LBEG – Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (2023). *Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022* (41 S.). GeoBerichte 49. Hannover: LBEG. https://nibis.lbeg.de/DOI/dateien/GB_49_2023_Text_5_web.pdf
- McKinsey (2020). *Climate risk and decarbonization: What every mining CEO needs to know* (11 S.). <https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Business%20Functions/Sustainability/Our%20Insights/Climate%20risk%20and%20decarbonization%20What%20every%20mining%20CEO%20needs%20to%20know/Climate-risk-and-decarbonization-What-every-mining-CEO-needs-to-know.ashx>
- Mecklenburg-Vorpommern (2023). *Klimaschutzgesetz Mecklenburg-Vorpommern*. <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/lm/Klima/Klimaschutz/klimaschutzgesetz/>
- Niedersachsen (2023). *Neues Klimagesetz will beschleunigten Klimaschutz und Klimaneutralität Niedersachsens schon bis 2040*. Presseinformation 14.06.2023. Hannover: Niedersächsische Staatskanzlei. <https://www.stk.niedersachsen.de/startseite/presseinformationen/neues-klimagesetz-will-beschleunigten-klimaschutz-und-klimaneutralitaet-niedersachsens-schon-bis-2040-222991.html> [Zugriff: 10.08.2023].
- NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration (2023). *Monthly average Mauna Loa CO₂*. <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/>
- Northern Lights (2023). *Annual report* (61 S.). <https://norlights.com/wp-content/uploads/2023/04/Northern-Lights-Annual-Report-2022.pdf>
- Offshore Technology (2002). *Snøhvit gas field*. <https://www.offshore-technology.com/projects/snohvit-field/#:~:text=Sn%C3%B8hvit%20is%20the%20first%20major%20development%20on%20the,Hammerfest%20via%20a%2068cm%20ID%2C%20160km%20gas%20pipeline> [Zugriff: 21.07.2022].
- OGE – Open Grid Europe (2022). *OGE und TES entwickeln gemeinsam ein 1.000 km langes CO₂-Transportnetz*. Pressemitteilung 04.04.2022. Essen: OGE/TES. <https://oge.net/de/pressemitteilungen/2022/oge-und-tes-entwickeln-gemeinsam-ein-1-000-km-langes-co2-transportnetz>
- Petersen, H. I., Springer, N., Weibel, R., & Schovsbo, N. H. (2022). Sealing capability of the Eocene–Miocene Horda and Lark formations of the Nini West depleted oil field – implications for safe CO₂ storage in the North Sea. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 118, 103675. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103675>
- Poulsen, S. R. (2021). *Greensand CO₂ transport & storage project*. Biogas Denmark Conference, 12.08.2021. https://www.biogas.dk/wp-content/uploads/2021/12/Soeren-Reinhold-Poulsen_IN-EOS.pdf [Zugriff: 10.08.2023].
- Preston, C. K., Bruce, C., & Monea, M. J. (2018). *An update on the integrated CCS project at Sask power's Boundary Dam Power Station*. 14th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Melbourne 21–26 October 2018. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.26838.50248>
- Revelle, R., & Suess, H. E. (1957). Carbon dioxide exchange between atmosphere and ocean and the question of an increase of atmospheric CO₂ during the past decades. *Tellus. Series A, Dynamic Meteorology and Oceanography*, 9(1), 18–27. <https://doi.org/10.3402/tellusa.v9i1.9075>
- Ringrose, P. S., Mathieson, A. S., Wright, I. W., Selama, F., Hansen, O., Bissell, R., . . . Midgley, J. (2013). The In Salah CO₂ storage project: Lessons learned and knowledge transfer. *Energy Procedia*, 37, 6226–6236. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.551>
- Ritchie, H., Rosado, P., & Roser, M. (2020a). *CO₂ and greenhouse gas emissions*. <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>
- Ritchie, H., Rosado, P., & Roser, M. (2020b). *Per capita greenhouse gas emissions: how much does the average person emit?* <https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions>
- Rockström, J., Gaffney, O., Rogelj, J., Meinshausen, M., Nakicenovic, N., & Schellnhuber, H. J. (2017). A roadmap for rapid decarbonization. *Science*, 355(6331), 1269–1271. <https://doi.org/10.1126/science.aah3443>
- Rubin, E. S., Davison, J. E., & Herzog, H. J. (2015). The cost of CO₂ capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, 378–400. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.05.018>
- Rütters, H., & CGS Europe partners (2013). *State of play on CO₂ geological storage in 28 European countries*. CGS Europe report No. D2.10, June 2013 (89 p.). https://co2geonet.com/media/73747/cgs-europe-report-d2_10_state-of-play-on-co2-storage-in-28-european-countries.pdf
- RWE (2022). *Niederaußemer CO₂-Wäsche jetzt 100.000 Stunden in Betrieb*. Pressemitteilung vom 14.06.2022. <https://www.rwe.com/presse/rwe-power/2022-06-14-co2-scrubber-operational-for-100000-hours/>
- SaskPower (2021). *SaskPower CCS facility achieves 4 million tonnes of CO₂ captured*. Pressemitteilung vom 31.03.2021. <https://www.saskpower.com/about-us/media-information/news-re>

- leases/2021/SaskPower-CCS-facility-achieves-4--million-tonnes-of-CO2-captured
- SaskPower (2023). *BD3 Status update: Q1 2023*. News release 20.04.2023. <https://www.saskpower.com/about-us/our-company/blog/2023/bd3-status-update-q1-2023>
- SCCS – Scottish Carbon Capture and Storage (2023). *Global CCS map*. University of Edinburgh. <https://www.sccc.org.uk/resources/global-ccs-map>
- Schilling, F., Borm, G., Würdemann, H., Möller, F., & Kühn, M. (2009). Status report on the first European on-shore CO₂ storage site at Ketzin (Germany). *Energy Procedia*, 1(1), 2029–2035. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.264>
- Schmelz, W. J., Hochman, G., & Miller, K. G. (2020). Total cost of carbon capture and storage implemented at a regional scale: Northeastern and midwestern United States. *Interface Focus*, 10(5), 20190065. <https://doi.org/10.1098/rsfs.2019.0065>
- Schmitt, T., Leptinsky, S., Turner, M., Zoelle, A., White, C., Hughes, S., . . . James III, R. E. (2022). *Cost and performance baseline for fossil energy plants volume 1: Bituminous coal and natural gas to electricity*. Pittsburgh: National Energy Technology Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1893822>
- Schwenk (2022). *Forschungsprojekt „catch4climate“: Bau der CO₂-Abscheide-Anlage in Mergelstetten gestartet*. Pressemitteilung 08.11.2022. <https://www.schwenk.de/forschungsprojekt-catch4climate-bau-der-co2-abscheide-anlage-in-mergelstetten-gestartet/>
- Seidler, C. (2014). *Vattenfall gibt CCS-Forschung weitgehend auf*. Der Spiegel vom 07.05.2014. <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/rueckzug-vattenfall-gibt-forschung-zu-ccs-weitgehend-auf-a-968042.html>
- Snæbjörnsdóttir, S. Ó., Sigfússon, B., Marieni, C., Goldberg, D., Gislason, S. R., & Oelkers, E. H. (2020). Carbon dioxide storage through mineral carbonation. *Nature Reviews. Earth & Environment*, 1(2), 90–102. <https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8>
- Thompson, R. (2021). Croll, feedback mechanisms, climate change and the future. *Earth and Environmental Science Transactions of the Royal Society of Edinburgh*, 112(3–4), 287–304. <https://doi.org/10.1017/S1755691021000153>
- UBA (2021). *Wie hoch sind die Treibhausgasemissionen pro Person in Deutschland durchschnittlich?* [https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/wie-hoch-sind-die-treibhausgasemissionen-pro-person#:~:text=Wie%20hoch%20sind%20die%20Treibhausgasemissionen%20pro%20Person%20in%20Deutschland%20durchschnittlich%3F,-23.06.2021%2051&text=Der%20deutsche%20Aussto%3%9F%20an%20Treibhausgasen,%2D%20C%3%84quivalenten%20\(CO2e\)](https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/wie-hoch-sind-die-treibhausgasemissionen-pro-person#:~:text=Wie%20hoch%20sind%20die%20Treibhausgasemissionen%20pro%20Person%20in%20Deutschland%20durchschnittlich%3F,-23.06.2021%2051&text=Der%20deutsche%20Aussto%3%9F%20an%20Treibhausgasen,%2D%20C%3%84quivalenten%20(CO2e)) [Zugriff: 28.08.2023].
- UBA (2023a). *Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes 1990–2022*. https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.umweltbundesamt.de%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fmedien%2F361%2Fdokumente%2F2023_03_15_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_pm.xlsx&wdOrigin=BROWSE-LINK
- UBA (2023b). *Indicator greenhouse gas emissions*. https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.umweltbundesamt.de%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fmedien%2F384%2Fbilder%2Fdateien%2Fde-en_indikator_klim-01_emission-treibhausgase_2023-04-11_0.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK
- UBA (2023c). *Zeitreihen zur Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland*. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee_stat-zeitreihen_zur_entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_deu_uba.pdf
- UN (2022). *World population prospects 2022*. <https://population.un.org/wpp/Graphs/DemographicProfiles/Line/900>
- Venez, I. (1833). Mémoire sur les variations de la température dans les Alpes de la Suisse. *Denkschriften der Allgemeinen Schweizerischen Gesellschaft für die Gesamten Naturwissenschaften*, 1(2), 1–38. <https://archive.org/details/denkschriften-der12schw/page/n7/mode/2up>
- Voskian, S., & Hatton, T. A. (2019). Faradaic electro-swing reactive adsorption for CO₂ capture. *Energy & Environmental Science*, 12(12), 3530–3547. <https://doi.org/10.1039/C9EE02412C>
- Wetzel, D. (2023). *Deutschlands kurzes Intermezzo im Kreis der Ölmächte ist Geschichte*. Die WELT vom 22.12.2023. <https://www.welt.de/wirtschaft/article249206978/Wintershall-Dea-Deutschland-verliert-einzigem-Oel-und-Gaskonzern.html>
- WintershallIDEA (2022). *Wintershall Dea und HES Wilhelmshaven Tank Terminal beabsichtigen gemeinsam einen CO₂-HUB in Wilhelmshaven zu entwickeln*. <https://wintershalldea.com/de/newsroom/wintershall-dea-und-hes-wilhelmshaven-tank-terminal-beabsichtigen-gemeinsam-einen-co2-hub> [Zugriff: 3/2024].
- WintershallIDEA (2023a). *CCS partnership at Germany's northern border*. <https://wintershalldea.com/en/who-we-are/ccs-and-hydrogen/projects-denmark#:~:text=The%20project%20Green-sand%20is%20one%20of%20the%20first,Danish%20North%20Sea%20will%20serve%20as%20a%20reservoir> [Zugriff: 10.08.2023].
- WintershallIDEA (2023b). *Wintershall Dea and Equinor partner up for large-scale CCS value chain in the North Sea*. <https://wintershalldea.com/en/newsroom/wintershall-dea-and-equinor-partner-large-scale-ccs-value-chain-north-sea> [Zugriff: 30.09.2022].
- WintershallIDEA (2023c). *Wintershall Dea startet mit Projekt Greensand erste CO₂-Speicherung in der dänischen Nordsee*. Pressemitteilung von 08.03.2023. <https://wintershalldea.com/de/newsroom/pi-23-05-0>
- Würdemann, H., Möller, F., Kühn, M., Heidug, W., Christensen, N. P., Borm, G., & Schilling, F. R. (2010). CO₂SINK – From site characterisation and risk assessment to monitoring and verification: One year of operational experience with the field laboratory for CO₂ storage at Ketzin, Germany. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(6), 938–951. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2010.08.010>
- Zeboudj, F., & Bahi, L. (2021). Best practices in monitoring CO₂ at Krechba Field-Algeria AGI CO₂ tracer gases detection technique. *Proceedings of the International Petroleum and Petrochemical Technology Conference 2020* (S. 584–599). https://doi.org/10.1007/978-981-16-1123-0_54
- Zhu, X., Xie, W., Wu, J., Miao, Y., Xiang, C., Chen, C., . . . Wang, R. (2022). Recent advances in direct air capture by adsorption. *Chemical Society Reviews*, 51(15), 6574–6651. <https://doi.org/10.1039/D1CS00970B>

Manuscript received: 19.11.2023

Revisions required: 02.01.2024

Revised version received: 21.03.2024

Accepted for publication: 21.03.2024