



**NRW.ENERGY
4CLIMATE**

Landesgesellschaft
für Energie und Klimaschutz



Carbon Capture and Storage – Eine Kostenanalyse

Carbon Capture and Storage (CCS) spielt für die klimaneutrale Industrietransformation und hier insbesondere für Industriezweige mit schwer vermeidbaren CO₂-Emissionen eine bedeutende Rolle. Eine wichtige und gleichzeitig unsichere Komponente im Themenfeld CCS stellen die Kosten dar. Beeinflusst werden diese durch unterschiedliche Faktoren, wie die Wahl der Technologie zur CO₂-Abscheidung sowie des Mediums zum CO₂-Transport und der Art des Speichers. So entstehen große Bandbreiten, in denen sich die Kosten entlang der CCS-Wertschöpfungskette im Jahr 2030 bis 2035 voraussichtlich befinden werden.

Die wichtigsten Erkenntnisse im Überblick

- Im Zeitraum 2030 bis 2035 bewegen sich die zu erwartenden **Kosten für Carbon Capture and Storage (CCS)** aus heutiger Sicht **zwischen 220 Euro und 510 Euro pro Tonne CO₂**. Die Kosten für CCS setzen sich aus der CO₂-Abscheidung, CO₂-Transport und der CO₂-Speicherung zusammen.
- Die **Kosten für die CO₂-Abscheidung** liegen voraussichtlich bei 110 bis 270 Euro pro Tonne CO₂.
- Die Kosten für den **Onshore-Transport** betragen voraussichtlich **unter 30 bis 110 Euro pro Tonne CO₂**. Für den **Offshore-Transport** sind Kosten von knapp zehn **bis weit über 100 Euro pro Tonne CO₂** möglich.
- Für die **CO₂-Offshorespeicherung** belaufen sich die Kosten im benannten Zeitraum auf **24 bis 62 Euro pro Tonne CO₂**. Bei **ungünstigen geologischen Randbedingungen** sind Kosten von **bis zu 150 Euro pro Tonne CO₂** möglich.

Scope der Analyse

Da CCS als Technologie bislang noch wenig implementiert ist, können die anfallenden Kosten stark variieren. Die vorliegende Analyse bietet einen Einblick in die zu erwartenden Kostenbandbreiten für den Zeitraum 2030 bis 2035. Dieser Zeitraum wurde gewählt, da davon ausgegangen wird, dass Projekte, die sich aktuell in Planung befinden, bis dahin umgesetzt sind. Berücksichtigt wird die

Wertschöpfungskette von der CO₂-Abscheidung über den CO₂-Transport bis zur CO₂-Speicherung (siehe Abbildung 1). Die Informationen umfassen aktuelle und perspektivisch mögliche Kostenentwicklungen sowie verschiedene Einflussfaktoren und Projektbeispiele und wurden auf Basis einer Literaturanalyse berechnet. Die jeweils getroffenen Annahmen können den Abbildungsbeschreibungen entnommen werden.

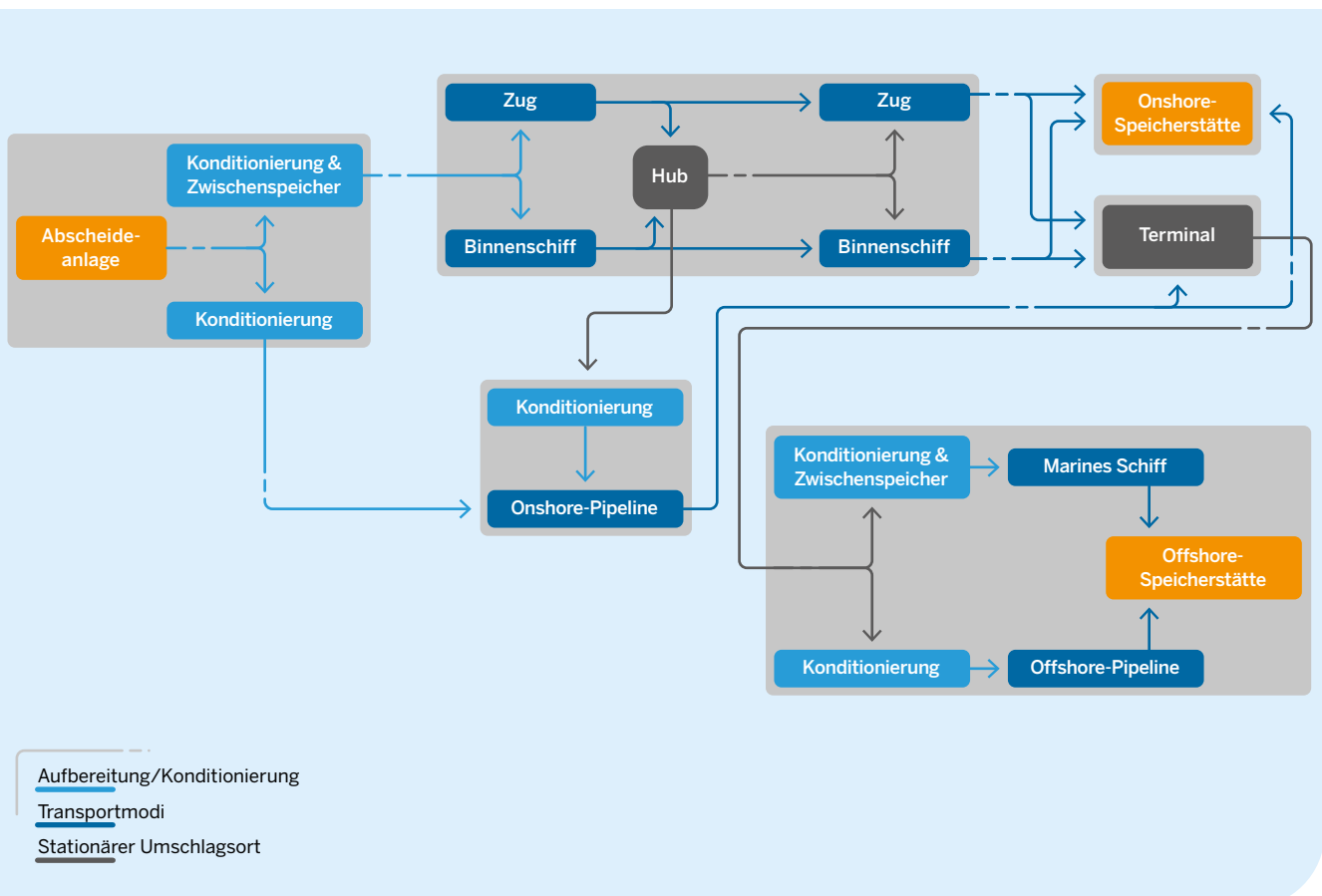


Abb. 1: CCS-Kette im Überblick

Die **Energiekosten** sind einer der wichtigsten Einflussfaktoren auf die Kosten der CO₂-Abscheidung. Tabelle 2 stellt die Energiebedarfe der unterschiedlichen Technologien dar.

	Chemische Absorption	Oxyfuel	Kryogen + Pressure Swing Adsorption (PSA)
Energiebedarf Abscheidung & Konditionierung (kWh/t CO₂)	Strom: 120 bis 195 Wärme: 700 bis 1.000 (zusätzlicher Wärmebedarf ist technologiebedingt)	Strom: 290 bis 330	Strom: 350 bis 550
CO₂-Abgasanteil vor Abscheidung	3 bis 30 Vol.-% (spez. Energiebedarf abnehmend bei höherer CO ₂ -Ausgangskonzentration im Abgas)	70 bis 80 Vol.-% (Konzentration nach Oxyfuel-Prozess)	>15 Vol.-% (spez. Energiebedarf abnehmend bei höherer CO ₂ -Ausgangskonzentration im Abgas)

Tab. 2: Energiebedarf der CO₂-Abscheidung [18-21]

Für ein Zementwerk mit jährlichen CO₂-Emissionen von 500.000 Tonnen können für den Zeitraum 2030 bis 2035 bei einem Strompreis zwischen 106 und 150 Euro pro Megawattstunde **Kosten von 17 bis 41 Millionen Euro pro Jahr für den Energiebedarf anfallen** (bis zu 90 Euro je Tonne CO₂). [22-23] Hierbei spielen außerdem individuelle Standortfaktoren, wie Nachbereitung, Begleitstoffe im Abgas, genutzte Transportmodi oder auch die Abscheiderate eine wichtige Rolle.

Kosten für die CO₂-Abscheidung im Zeitraum 2030 bis 2035

Die **Gesamtkosten für die Abscheidung von CO₂ ohne Aufbereitung** liegen aus heutiger Sicht im **Zeitraum 2030 bis 2035** voraussichtlich bei **110 bis 270 Euro pro Tonne CO₂**. Abbildung 4 stellt die Bandbreite exemplarisch an drei fiktiven Beispielen dar, die sich in Anlagengröße, Abscheideverfahren, Energiekosten, und Abscheiderate unterscheiden. Bei ersten Projekten liegen die Kosten in der Umsetzung aktuell höher als zu Projektbeginn vorgesehen. Dies ist u. a. auf unterschätzte Kosten für den Bau, Energiepreise, fehlende Erfahrungswerte sowie unvorhergesehene Entwicklungen zurückzuführen. Dabei zeigt sich: Je größer die Anlage, je höher der Anteil von CO₂ im Abgas, je höher die Abscheiderate und die Auslastung, desto geringer die Kosten pro Tonne CO₂.

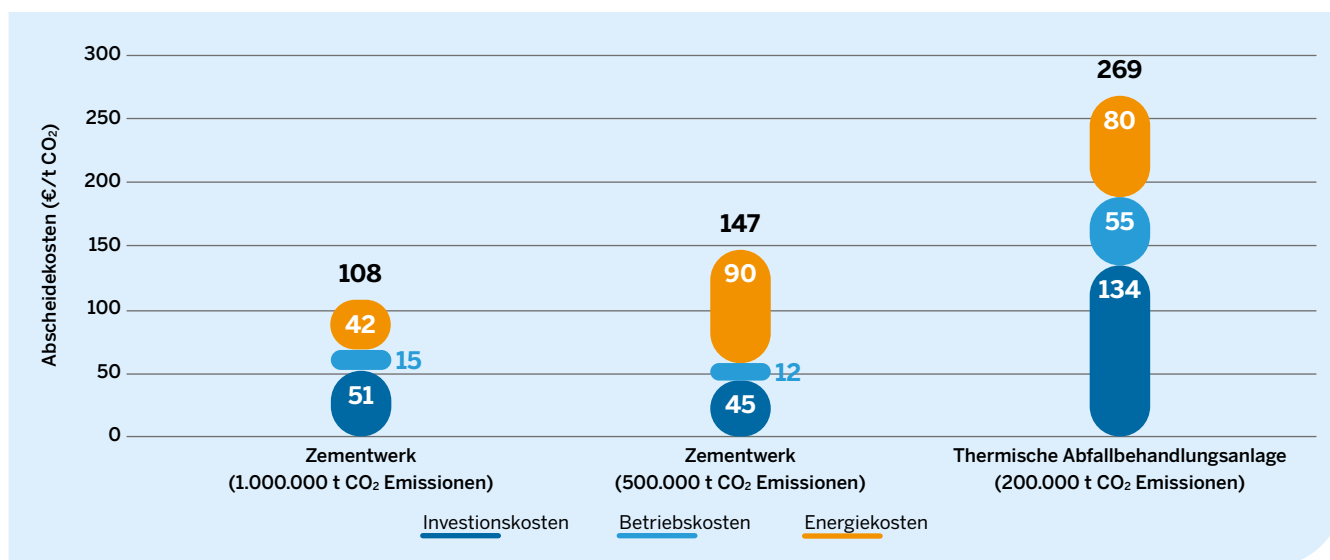


Abb. 3: Abscheidekosten für drei fiktive Beispiele (2030-2035) [1], [15], [20-28]²

² Beispiel I: Technologie: Oxyfuel, Abscheiderate: 90 %, Anteil biogener CO₂-Emissionen: 15 %, ETS-Preis: 140 €/t CO₂, Strompreis inkl. Netzentgelt: 106 €/MWh, Betriebsstunden: 8.000 h, WACC: 8 %, CO₂-Emissionen: 1.000.000 t CO₂/a, Preisniveau €₂₀₂₄
 Beispiel II: Technologie: Pressure Swing Adsorption + Kryogene Zerlegung, Abscheiderate: 90%, Anteil biogener CO₂-Emissionen: 15 %, ETS-Preis: 140 €/t CO₂, Strompreis inkl. Netzentgelt: 150 €/MWh, Betriebsstunden: 7.500h, WACC: 8 %, CO₂-Emissionen: 500.000 t CO₂/a, Preisniveau €₂₀₂₄
 Beispiel III: Technologie: Chemische Absorption (Aminwäsche), Abscheiderate: 85 %, Anteil biogener CO₂-Emissionen: 55 %, ETS-Preis: 185 €/t CO₂, Strompreis inkl. Netzentgelt: 196 €/MWh, Betriebsstunden: 7.000h, WACC: 8 %, CO₂-Emissionen: 200.000 t CO₂/a ohne Abwärmenutzung, Abscheidekosten inkl. Abwärmenutzung (Entfall Wärmebedarf) [28]: 195 €/t CO₂ ohne Berücksichtigung von Opportunitätskosten durch geringe Stromproduktion. Preisniveau €₂₀₂₄

CO₂-Transport

Die Kosten für den CO₂-Transport variieren, je nachdem, ob On- oder Offshore-Pipelines, Züge, LKW, Binnen- oder Marineschiffe genutzt werden. Aufgrund der sehr geringen möglichen Transportmengen vernachlässigen die folgenden Darstellungen den LKW-Transport.

Transportspezifika beeinflussen Einsatzgebiete

Die Nutzung von Binnenschiffen und Zügen für den CO₂-Transport ist keine reine Kostenentscheidung, sondern wird auch durch die Bedingungen vor Ort bestimmt. Die Anforderungen an das CO₂ für den jeweiligen Transportmodus bestimmen die Aufbereitungstechnologie (Aufreinigung, Kompression, Verflüssigung) (siehe Tabelle 3).

	Onshore-Pipeline (dichte Phase)	Zug	Binnenschiff	Marineschiff	Offshore-Pipeline (dichte Phase)
Druck (bar)	80 bis 150	15 bis 18	15 bis 18	Kleines Schiff: 15 bis 18 Großes Schiff: 7	190 bis 200
Temperatur (°C)	5 bis 25	-22 bis -34	-22 bis -34	Kleines Schiff: -22 bis -34 Großes Schiff: -50	5 bis 25
Menge pro Einheit (t CO ₂)	Pipeline mit Durchmesser DN700: 20 Mio.	Pro Waggon: 62 Ganzer Zug: 2.182	1.000 bis 8.000	Aktuell: 7.500 Zukünftig: Bis zu 50.000	Pipeline mit Durchmesser DN700: 20 Mio.
Einflussfaktoren auf die Kosten & die Möglichkeit des Einsatzes	Vorgaben zur CO ₂ -Reinheit, Länge der Pipeline, Möglichkeit der Umwidmung	Standzeiten (6 bis 10 Tage), Gleisanschluss, Platzbedarf, Auslastung Schienennetz	Pegelstand, Schiffsgröße, Platzbedarf	Platzbedarf, Schiffsgröße, Kapazität für Schiffe & Anlieferung	Vorgaben zur CO ₂ -Reinheit, Länge der Pipeline, Möglichkeit der Umwidmung

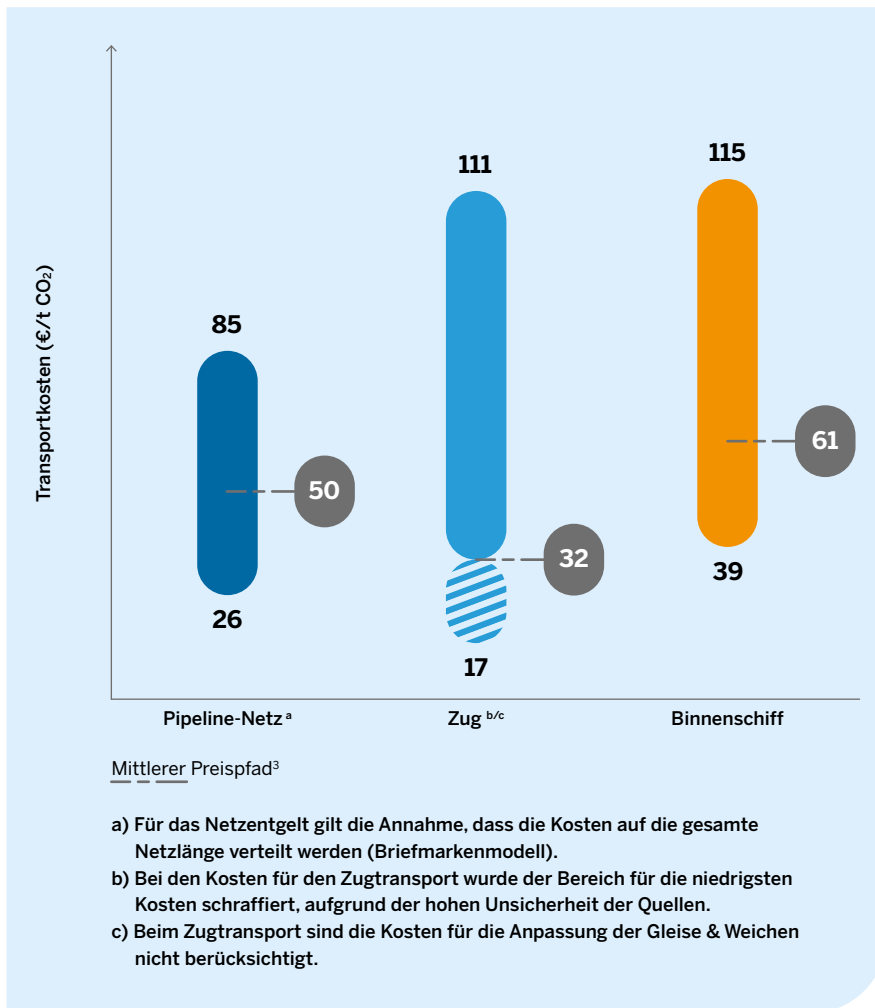
Tab. 3: Übersicht – Fakten zu CO₂-Transportmodi (2030) [29-34]

Aufschlüsselung der Kostenbestandteile für den CO₂-Transport

In Tabelle 4 sind die berücksichtigten Kostenbestandteile für die Transportmodi dargestellt. Im Rahmen der Bandbreiten variieren die Annahmen zu Kostenbestandteilen (z. B. Energiekosten, Distanz und transportierten CO₂-Mengen).

Zug	Schiff + Hub	Pipeline
<ul style="list-style-type: none"> ○ Waggon & Lok ○ Energiekosten (Verflüssigung) ○ Trassengebühr ○ Weitere Gebühren (Rangieren etc.) ○ Terminal & Zwischenspeicher ○ Beladung & Entladung 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Schiff ○ Kraftstoffkosten ○ Terminal & Zwischenspeicher ○ Energiekosten (Verflüssigung) ○ Beladung & Entladung ○ Gebühren (Hafen) 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Investitionskosten (Bau, Planung u. a.) ○ Zinskosten ○ Betriebskosten (Wartung u. a.) ○ Energiekosten (Kompressoren, Pumpen)

Tab. 4: Berücksichtigte Kostenbestandteile CO₂-Transport

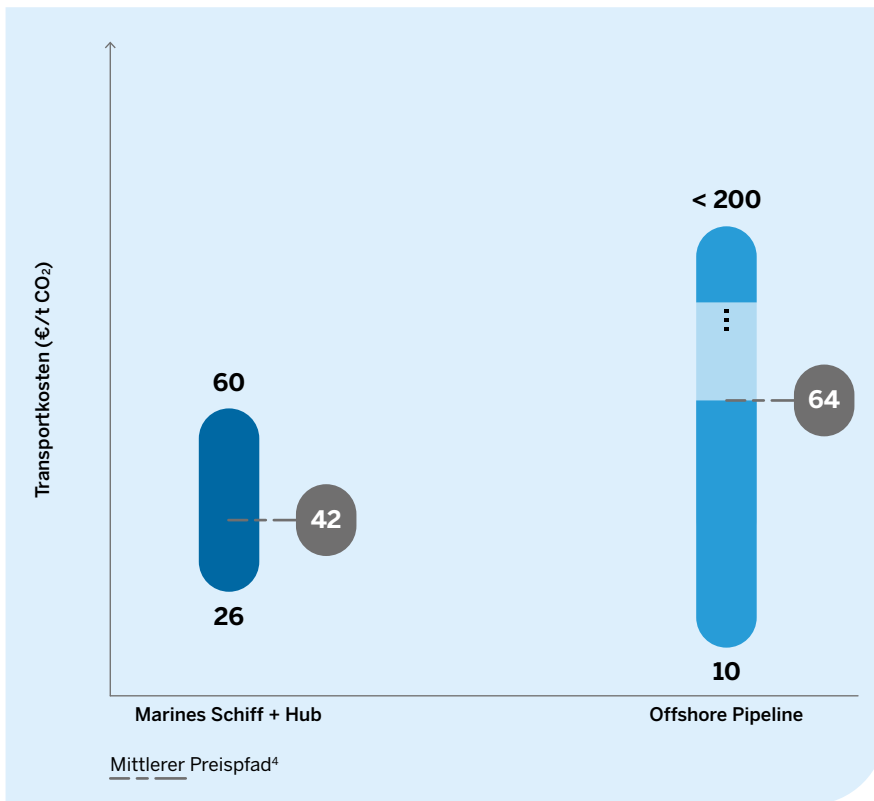


Kosten für CO₂-Transport im Zeitraum 2030 bis 2035

Die **Kosten für den Onshore-Transport** betragen aus heutiger Sicht im Zeitraum 2030 bis 2035 voraussichtlich **unter 30 bis 110 Euro pro Tonne CO₂**, abhängig von den Vorortbedingungen und verfügbaren Transportmodi (siehe Abbildung 4). Somit ergibt sich der bestmögliche Transportmodus in Abhängigkeit vom jeweiligen Projekt. Wesentliche Einflussfaktoren sind beim Transport per Binnenschiff die Schiffsgröße, beim Zug die Streckenverfügbarkeit und beim Pipelinetz neben den Baukosten die Pipelinekapazität und die transportierten CO₂-Mengen.

Abb. 4: Kostenbandbreiten Onshore-Transportmodi (2030-35) [17-18], [34-44]³

3 Es werden drei Preispfade berechnet. Die Annahmen dafür werden folgend dargestellt (gering/mittel/hoch). Annahmen zum Pipelinetz: Inbetriebnahme: 2030/2032/2032, Menge: 40/40/110 Mt CO₂/a im Zielzustand, Länge des Pipelinetzes (ca. 4.800 km), Aufteilung DN700/DN400: ca. 60/40 %, WACC: 5 %, Abschreibungsdauer: 50a, Annahme Baukosten: 5.320 €/m (DN 700), 3.810 €/m (DN 400) basierend auf 2.955 €/m von AIT (2024) und mit dem Faktor der höheren Kosten des H₂-Netzes (1,8) multipliziert [44]. H₂-Kernnetz wurde zunächst mit 2.000 €/m geplant und dann auf 3.600 €/m angepasst. Bei der Annahme von einem WACC von 8%, einer Abschreibungsdauer von 20a sowie Baukosten von 2.955 & 2115 €/m ergeben sich Kosten von 34 bis 112 €/t CO₂. Annahmen Zug: Distanz: 150/400/800km, Betriebsstunden: 7.850 h, CO₂-Emissionen: 900.000/450.000/170.000 t CO₂/a, Geschwindigkeit: 50/30/15 km/h, Beladung/Entladung (jeweils): 12h, Antrieb: Elektrisch, Strompreis inkl. Netzentgelt: 106/150/196, WACC: 5%, Preisniveau €₂₀₂₄. Annahmen Binnenschiff: Distanz: 150/400/800km, Betriebsstunden: 7.850h, CO₂-Emissionen: 900.000/450.000/170.000 t CO₂/a, Geschwindigkeit: 15 km/h, Beladung/Entladung (jeweils): 12 h, Strompreis inkl. Netzentgelt: 106/150/196 €/MWh, ETS-Preis: 140/140/185 €/t CO₂, WACC: 5 %, Kraftstoffkosten: 35 €/MWh, Größe Schiff: 8.000/6.000/2.000 t CO₂, Preisniveau €₂₀₂₄



Für den **Offshore-Transport** sind Kosten von **knapp zehn bis weit über 100 Euro pro Tonne CO₂** möglich (siehe Abbildung 5). Dafür ist die Pipelinekapazität und die tatsächlich transportierte CO₂-Menge der wichtigste Kostentreiber.

Der Transport per Schiff ist hingegen unabhängiger von den Mengen und weist eine deutlich geringere Bandbreite an Kosten auf. Beim Einsatz größerer Schiffe reduzieren sich die Kosten pro Tonne CO₂.

Abb. 5: Kostenbandbreiten Offshore-Transportmodi [17], [43], [45-46]⁴

Für **alle Transportmodi** ist die **Distanz ein wichtiger Kostenfaktor**, wobei der Einfluss aufgrund der hohen Kapitalintensität bei Pipelines am höchsten ist. Beim Offshore-Transport zeigt sich, dass mit steigender Distanz der Schiffftransport kostengünstiger wird. Die Kostenparität hängt von der CO₂-Menge ab.

CO₂-Speicherung

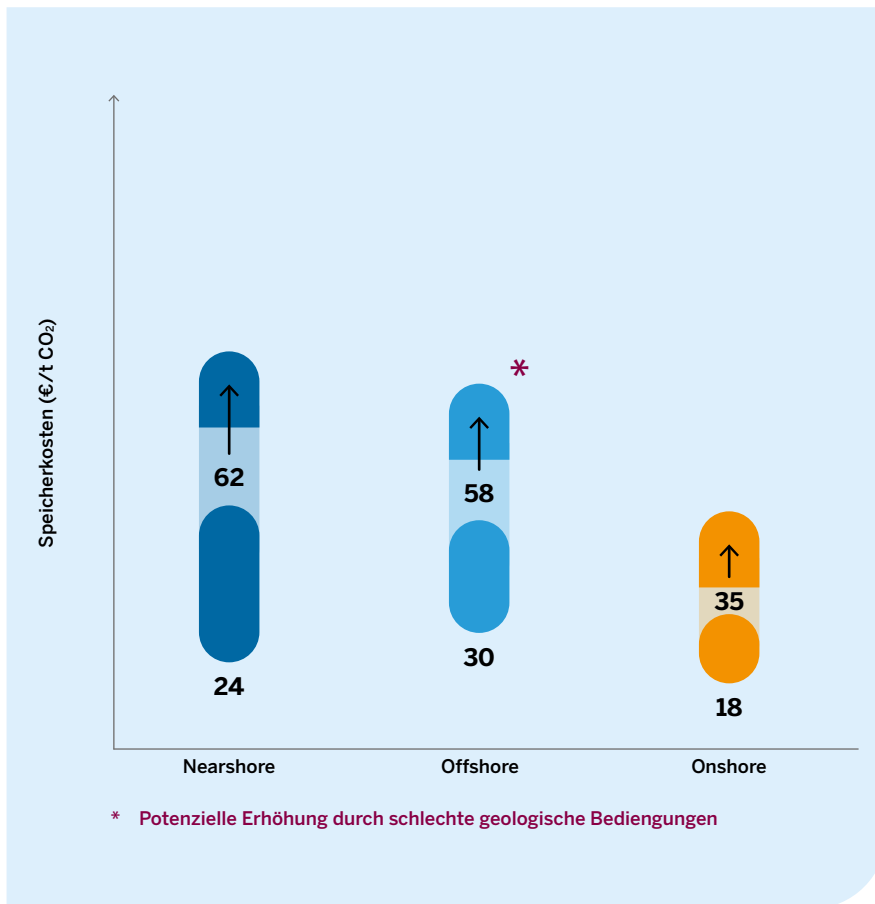
Die CO₂-Speicherung kann sowohl onshore, offshore als auch nearshore erfolgen – mit variierenden Kosten. Im betrachteten Zeitraum von 2030 bis 2035 werden voraussichtlich Optionen zur Offshore- und Nearshore-Speicherung zur Verfügung stehen.

Übersicht der Kostenbestandteile	Einflussfaktoren auf die Kosten
<ul style="list-style-type: none"> ○ Voraberkundung (Bohrungen, FEED u. a.) ○ Investitionskosten (CAPEX) ○ Betriebskosten (Personal, Wartung) ○ Haftungskosten (Preis für Emissionszertifikate) 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Investitionskosten ○ Injektionsmenge pro Jahr ○ Auslastung der Speicherstätte ○ Haftungskosten (Preis für Emissionszertifikate) ○ Lerneffekte bei Investitionskosten ○ Zinskosten (WACC) ○ Energiekosten (Strompreis)

Tabelle 5 stellt die berücksichtigten Kostenbestandteile für die Speicherung dar. Im Rahmen der Bandbreiten variieren die Annahmen zu Kostenbestandteilen (z. B. Energiekosten und Injektionsmenge pro Jahr).

Tab. 5: Berücksichtigte Kostenbestandteile CO₂-Speicherung

4 Marines Schiff + Hub: Technologie: Distanz: 100/400/800 km, CO₂-Menge: 10/6/2 Mt CO₂/a, Schiffsgröße: 10.000 t CO₂, Zwischenspeichergöße: 120 % der transportierten Menge der Schiffe, Geschwindigkeit: 15 km/h, Beladung: 24h, Offshore Entladung: 36h, Betriebsstunden: 7.850 h, WACC: 5 %, Kraftstoffkosten: 35 €/MWh, Strompreis inkl. Netzentgelt: 106/150/196 €/MWh, ETS-Preis: 140/140/185 €/t CO₂, Preisniveau €₂₀₂₄
 Offshore Pipeline: Distanz: 100/400/800 km, CO₂-Menge: 10/6/2 Mt CO₂/a, Betriebsstunden: 7.850h, WACC: 5%, Strompreis: 106/150/196 €/MWh, ETS-Preis: 140/140/185 €/t CO₂, Preisniveau €₂₀₂₄
 CAPEX Offshore Pipeline: 1,3 Mrd. € Investitionskosten (Porthos), davon ca. 100 Mio. € Onshore-Pipeline (DN 400), Kompression 188 bis 281 Mio. € und Speicherung 385,4 bis 510,6 Mio. €. Verbleiben im besten Fall ca. 240 Mio. € bei 20.000 m. Daraus ergeben sich Baukosten von 12.000 €/m als Annahme für die Berechnung. [45]



Beispielhafte Investitionskosten CO₂-Offshorespeicherung

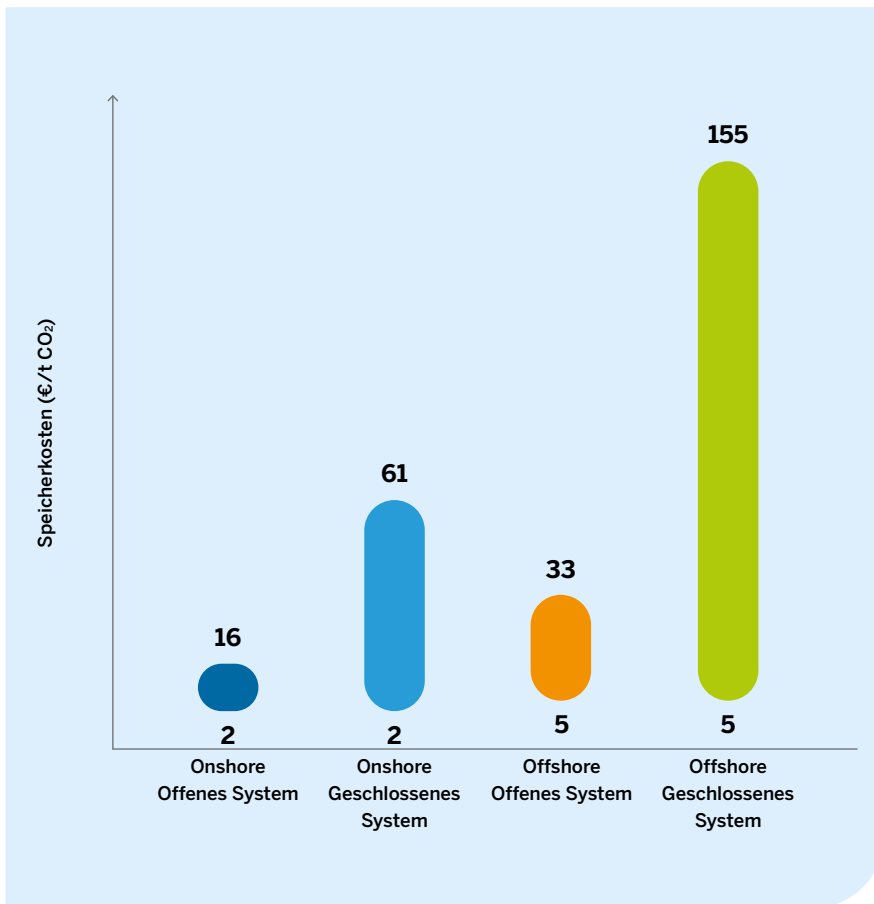
Die Kosten für die **Offshore-Speicherung** von CO₂ liegen im Zeitraum 2030 bis 2035 bei guten Speicherbedingungen voraussichtlich zwischen **24 und 61 Euro pro Tonne CO₂** (siehe Abbildung 6). Ein wichtiger **Kostentreiber** sind die **Investitionskosten**, die zwischen **300 und 760 Millionen Euro** liegen können [15]. Für die **Onshore-Speicherung** werden aktuell geringere Investitionskosten erwartet, entsprechende Projekterfahrungen fehlen jedoch weitestgehend für Europa.

Abb. 6: Kostenbandbreiten Speicheroptionen (2030-35) [15], [22-24]⁵

Beispiel Porthos & Aramis in den Niederlanden:

Im Porthos-Projekt soll das abgeschiedene CO₂ von verschiedenen Emittenten in Rotterdam über eine Pipeline zur Speicherung in einem leeren Gasfeld vor der niederländischen Nordseeküste transportiert werden. Die Inbetriebnahme ist für 2027 geplant. Die Investitionskosten für das Gesamtprojekt liegen bei **etwa 1,3 Milliarden Euro**, die ursprünglichen Schätzungen bei 400 bis 500 Millionen Euro. [46-47] Die Steigerung ist auf First-of-a-kind-Effekte sowie gestiegene Baukosten zurückzuführen. Für das ebenfalls an der niederländischen Nordseeküste verankerte Aramis-Projekt wird bei einer CO₂-Menge von 7,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr ein Tarif für **Offshore-Transport & Speicherung von 90 bis 113 Euro pro Tonne CO₂** erwartet [48].

⁵ Offshore/Nearshore/Onshore: Injektionsmenge: 5/3/1 Mt CO₂/a, Strompreis: 106/150/196 €/MWh, ETS-Preis: 140/140/185 €/t CO₂, WACC: 8 %.



Auswirkung der Speicherbeschaffenheit auf die Kosten

Eine Studie des Global CCS Institute untersucht fünf Kostenfaktoren: Standorttyp (onshore bzw. offshore), Qualität der Speicherformation (Porosität und Permeabilität), Mächtigkeit der Speicherformation, Druckgrenze des Gesteins (Fracture Pressure Gradient) sowie hydraulische Randbedingungen der Speicherformation (offene bzw. geschlossene Systeme). Entscheidend sind dabei **geschlossene Systeme**, also hydraulisch begrenzte Speicherformationen mit Druckaufbau. Sind diese mit schlechter Reservoirqualität, geringer Mächtigkeit und niedriger Druckgrenze des Gesteins kombiniert, können die Kosten auf das **Drei- bis Vierfache des günstigen Falls** steigen (siehe Abbildung 7). [49]

Abb. 7: Eigene Darstellung, Bandbreite Speicherkosten der Studie des Global CCS Institute [49]⁶

Beispiel Northern Lights in Norwegen:

Das Projekt Northern Lights umfasst eine CO₂-Transportkette mit Verflüssigung, Schiffstransport und Zwischenspeicherung sowie die Offshore-Speicherung. In der ersten Projektphase (Inbetriebnahme: 2025) sollen bis zu 1,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr gespeichert werden, in der zweiten Phase bis zu fünf Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr.

Öffentlichen Informationen kann entnommen werden, dass die **Investitionskosten** für die Transport- und Speicherinfrastruktur **bei etwa einer Milliarde Euro** lagen. Die **operativen Kosten** betragen **mehr als 50 Millionen Euro pro Jahr**. [23] Für den **Betrieb mit 1,5 Millionen Tonnen pro Jahr** ergibt sich bei Zinskosten von vier Prozent und einer Betriebsdauer von 25 Jahren ein Tarif von etwa **105 Euro pro Tonne CO₂**.

⁶ Zur Umrechnung von US-Dollar in Euro wurde der Faktor: 0,8775 verwendet. Die Kosten wurden von €₂₀₂₀ in €₂₀₂₄ umgerechnet.

Kosten für CO₂-Speicherung im Zeitraum 2030 bis 2035

Die Kosten für die CO₂-Offshorespeicherung liegen aus heutiger Sicht im Zeitraum 2030 bis 2035 voraussichtlich zwischen **24 bis 62 Euro pro Tonne CO₂**. Sie können auf **bis zu 150 Euro pro Tonne CO₂** steigen, wenn die geologischen Randbedingungen ungünstig sind, dies betrifft insbesondere geschlossene Systeme. Die geologischen Randbedingungen sind von den Vorortbedingungen abhängig und benötigen in der Praxis Einzelfalluntersuchungen.

Steigt die zukünftige Menge **abgeschiedenem CO₂ schneller als die Speicherkapazität**, können sich die **Preise zusätzlich erhöhen**. Bei Betrachtung der aktuellen Entwicklung der CO₂-Speicherprojekte ist eine solche Situation nicht auszuschließen [50].

Für die **Onshore-Speicherung** zeigen sich geringere Kosten im Vergleich zur Offshore-Speicherung. Mit Blick auf die **Planungs- und Umsetzungshorizonte** ließen sich diese Kostenvorteile voraussichtlich ab dem **Zeitraum 2035 bis 2040** nutzen.

Gesamtkosten der CCS-Kette

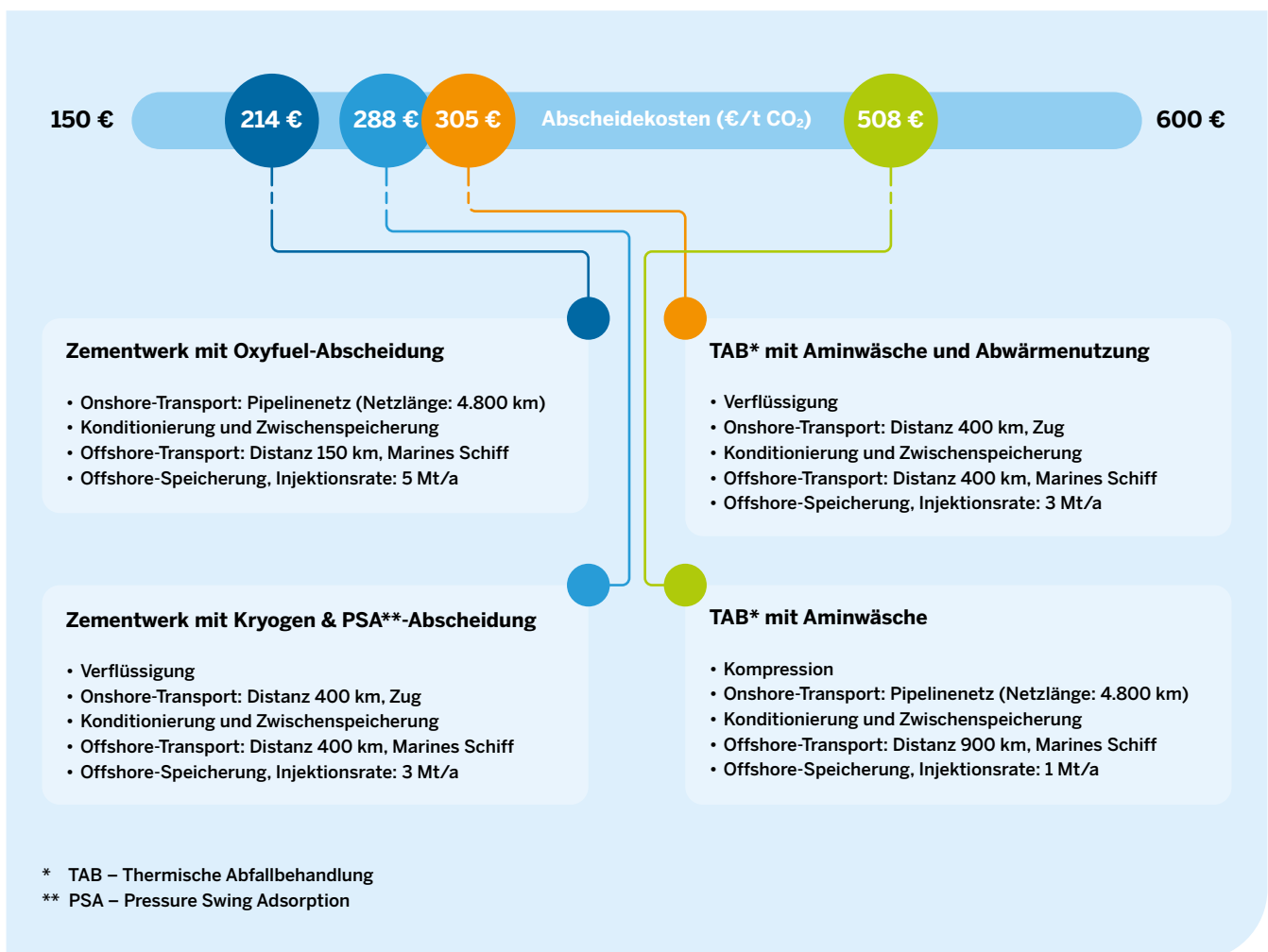


Abb. 8: Voraussichtliche Kosten für beispielhafte CCS-Wertschöpfungsketten (2030-2035)⁷

⁷ Die Abbildung setzt sich zusammen aus den Kosten, die auf den vorherigen Seiten für CO₂-Abscheidung, CO₂-Transport und CO₂-Speicherung ermittelt werden. Bei der Darstellung handelt es sich um Abscheidekosten. Vermeidungskosten werden nicht ausgewiesen, da diese abhängig von der Regulatorik sind. Diese bewegen sich oberhalb der Abscheidekosten. Die Kosten für die Verflüssigung basieren auf Jensen et al. (2025) & AIT (2024) [17], [18]. Das Preisniveau ist €₂₀₂₄.

Kostenschätzung für den Zeitraum 2030 bis 2035

Im Zeitraum 2030 bis 2035 bewegen sich die Kosten für CCS aus heutiger Sicht zwischen **220 Euro und 510 Euro pro Tonne CO₂** (siehe Abbildung 8). Allein für Transport und Speicherung ist voraussichtlich mit Kosten in Höhe von **100 Euro bis 200 Euro pro Tonne CO₂** zu rechnen. Einfluss darauf haben sowohl der Anlagenstandort, die Abscheidetechnologie, die genutzte Transportroute sowie Beschaffenheit und Art der Speicherstätte. So können Skaleneffekte und eine gute Infrastrukturanbindung die Ausgaben erheblich reduzieren. Die tatsächliche Verfügbarkeit der verschiedenen Abscheidetechnologien und **Transportmodi** im Zeitraum 2030 bis 2035 sind hier nicht berücksichtigt. Für die Einordnung der Kosten kann auch ein Vergleich mit den Preisen für Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) helfen: Selbst für Prognosen, die einen Preis für Zertifikate von über 180 Euro pro Tonne CO₂ erwarten, liegen die Kosten der betrachteten Beispiele höher.

Auswirkungen auf das Endprodukt

Um die Kosten von CCS im Gesamtkontext der Transformation umfassend zu bewerten, lohnt sich ein Blick auf die Nachfrageseite, also auf die Auswirkungen des CCS-Einsatzes auf das Endprodukt.

Bei Betrachtung der möglichen Mehrkosten durch CCS im Zeitraum 2030 bis 2035 und der Annahme einer vollständigen Umlage auf den Endverbrauchenden, relativieren sich die hohen Vermeidungskosten (siehe Abbildung 9).

Für Wohngebäude, Strom aus Windenergieanlagen und Getränke aus Kunststoffflaschen liegen die Mehrkosten durch den Einsatz von CCS in der Wertschöpfungskette **bei weniger als einem bis zwei Prozent**. Bei anderen Anwendungsfällen, wie der Umlage auf die Abfallgebühr, können die Kosten für den Verbrauchenden um **acht bis 22 Prozent** steigen.

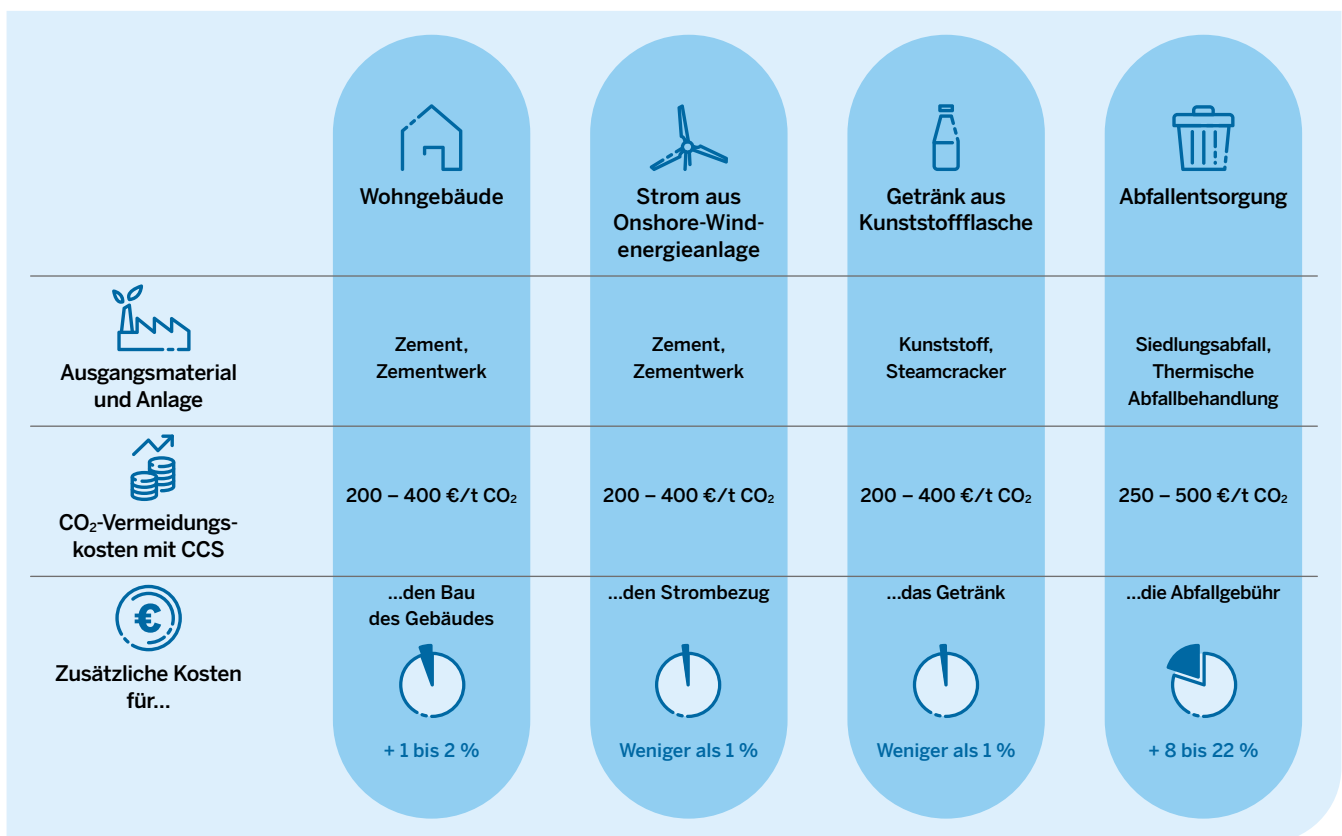


Abb. 9: Mehrkosten für den Endverbrauchenden durch den Einsatz von CCS in der Produktherstellung [51-55]⁸

8 Die Berechnung für die Mehrkosten basiert auf Roussanaly et al. (2024) und der dort erarbeiteten Formel: Mehrkosten = Vermeidungskosten*(CO₂-Intensität des Materials vorher – CO₂-Intensität des Materials nachher)*Menge des Materials im Endprodukt [51].
 Onshore-Windenergieanlage: Emissionsintensität ohne CCS: 0,626 t CO₂/t_{Material}, Emissionsintensität mit CCS: 0,125 t CO₂/t_{Material}, Zementbedarf: 27.775 t, vorherige Kosten: 23,1 €/MWh, resultierende Kosten: 23,2 bis 23,3 €/MWh
 Abfallgebühr: Abfallmenge: 525.000 t/a, Abscheiderate: 90 %, Anteil biogener Emissionen: 55 %, Vergütung biogener CO₂-Emissionen: 150 €/t CO₂, vorherige Kosten: 186 €/Haushalt pro Jahr, resultierende Kosten: 202 bis 226 €/Haushalt pro Jahr
 Getränk in Kunststoffflasche: Emissionsintensität ohne CCS: 1,2 t CO₂/t_{Material}, Emissionsintensität mit CCS: 0,2 t CO₂/t_{Material}, Kunststoffbedarf: 25 g, vorherige Kosten: 1,5 €/Flasche, resultierende Kosten: 1,51 €/Flasche
 Haus: Emissionsintensität ohne CCS: 0,626 t CO₂/t_{Material}, Emissionsintensität mit CCS: 0,125 t CO₂/t_{Material}, Zementbedarf: 200 t, vorherige Kosten: 2.242 €/m² bei 1.000 m² entspricht das 2,24 Mio. €, resultierende Kosten: 2,264 bis 2,286 Mio. € oder 2.264 €/m² bis 2.286 €/m²

Quellenangaben

- [1] Røsjarde, Audun & Carpenter, Mike (2020): **The Norwegian Full-scale CCS project**. Norwegen
- [2] Reuters (2023): **Germany backs Norwegian plan to capture carbon from cement**. <https://www.reuters.com/business/environment/germany-backs-norwegian-plan-capture-carbon-cement-2023-01-06/>
- [3] Carbon Herald (2025): **Heidelberg Materials Gets The Green Light For \$522m CCS Project At UK Cement Plant**. <https://carbonherald.com/heidelberg-materials-gets-the-green-light-for-522m-ccs-project-at-uk-cement-plant/>
- [4] letsrecycle (2024): **Viridor agrees statement of principles with government for Runcorn**. <https://www.letsrecycle.com/news/viridor-agrees-statement-of-principles-with-government-for-runcorn/>
- [5] NS Energy (2024): **Slite CCS Project, Sweden**. <https://www.nsenerybusiness.com/projects/slite-ccs-project-sweden/>
- [6] global cement (2024): **Heidelberg Materials invests in GeZero project at Geseke plant**. <https://www.globalcement.com/news/17875-heidelberg-materials-invests-in-gezero-project-at-geseke-plant>
- [7] European Commission (2022): **Innovation Fund C2B – Carbon2Business**.
- [8] European Commission (2022): **Innovation Fund – CalCC**.
- [9] Saipem (2025): **Saipem: full notice to proceed from Stockholm Exergi for the execution of a large-scale Bioenergy CO₂ capture project in Sweden**. <https://www.saipem.com/en/media/press-releases/2025-03-31/saipem-full-notice-proceed-stockholm-exergi-execution-large-scale>
- [10] European Commission (2023): **KoDECO Net Zero CCS Knowledge sharing workshop by the innovation fund**. Dänemark.
- [11] (Unveröffentlicht) CO2LLECT (2024): **Grant Agreement**.
- [12] Business Portal Norwegen (2025): **Endgültige Investitionsentscheidung: CCS-Projekt der Müllverbrennungsanlage Klemetsrud in Oslo wird realisiert**. <https://businessportal-norwegen.com/2025/01/27/endgueltige-investitionsentscheidung-ccs-projekt-der-muellverbrennungsanlage-klemetsrud-in-oslo-wird-realisiert/>
- [13] Bioenergy International (2025): **City Council approves Öresundskraft's CCS project**. <https://bioenergyinternational.com/city-council-approves-oresundskrafts-ccs-project/>
- [14] Carbon Centric (2025): **Rakkestad CCUS**. <https://www.carboncentric.no/en/rakkestad-ccus>
- [15] Danish Energy Agency (2025): **Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage**. Dänemark.
- [16] ECRA (2022): **The ECRA Technology Papers 2022**.
- [17] IEAGHG & elementenergy (2020): **The Status and Challenges of CO₂ Shipping Infrastructures**.
- [18] AIT Austrian Institute of Technology (2024): **Machbarkeitsstudie über ein CO₂-Sammel- und Transportnetz in Österreich**.
- [19] Jensen, Ebbe Hauge et al. (2025): **The cost of impurities: A techno-economic assessment on conditioning of captured CO₂ to commercial specifications**. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2025.104309>
- [20] Air Liquide (2024): **FE0032192 - Carbon Capture on Air Liquide US Gulf Coast Steam Methane Reformer using Cryocap™ FG Process**.
- [21] Global CCS Institute (2025): **State of the Art CCS Technologies**.
- [22] Prognos (2024): **Strompreisprognose**.
- [23] BDEW (2024): **Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom**.
- [24] Pahle, Michael; Quemin, Simon; Osorio, Sebastian; Günther, Claudia; Pietzecker, Robert (2025) - **The emerging endgame: The EU ETS on the road towards climate neutrality**. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2024.101476>
- [25] Gardarsdottir, Stefania Osk et al. (2019): **Comparison of Technologies for CO₂ Capture from Cement Production - Part 2**. <https://doi.org/10.3390/en12030542>
- [26] Beiron, Johanna; Normann, Fredrik; Johnsson, Filip (2023): **Carbon capture from combined heat and power plants – Impact on the supply and cost of electricity and district heating in cities**. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2023.103973>
- [27] Beiron, Johanna; Normann, Fredrik; Johnsson, Filip (2022): **A techno-economic assessment of CO₂ capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study**. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103684>
- [28] BAK Economics & dena (2023): **Carbon Capture & Storage (CCS) Kostenschätzung für ein CCS-System für die Schweiz bis 2050**.
- [29] ZEP (2011): **The Costs of CO₂ Transport**.
- [30] Al Baroudi, Hisham; Awoyomi, Adeola; Patchigolla, Kumar; Jonnalagadda, Kranthi; Anthony, E.J. (2021): **A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage**. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116510>
- [31] DNV (2024): **CETO: Pioneering low-pressure CO₂ shipping**. <https://www.dnv.com/article/expert-viewpoint-ceto-pioneering-low-pressure-co2-shipping/>
- [32] VTG (2023): **Flüssiggas-Kesselwagen**. <https://www.vtg.de/vermietung/unsere-flotte/g92062d>
- [33] Dan-Unity (2025): **Dan-Unity CO₂**. <https://dan-unity.dk/>
- [34] Ouevray et al. (2024): **Multi-criteria assessment of inland and offshore carbon dioxide transport options**. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.140781>
- [35] Ship & Bunker (2025): **Rotterdam Bunker Prices**. <https://shipandbunker.com/prices/emea/nwe/nl-rtm-rotterdam>
- [36] DBInfraGO (2025): **Liste der Entgelte der DBInfraGO AG und der DB RegioNetz Infrastruktur GmbH**.

- [37] DB Cargo (2025): **Leistungskatalog DB Cargo.**
- [38] EcoTransIT World (2024): **Environmental Methodology and Data Update 2024.** https://www.ecotransit.org/wp-content/uploads/20240308_Methodology_Report_Update_2024.pdf
- [39] Jaspers (2017): **Guidance on appraising the economic impacts of rail freight measures.**
- [40] Roussanaly, Simon; Deng, Han; Skaugen, Geir; Gundersen, Truls (2021): **At what Pressure Shall CO₂ Be Transported by Ship? An in-Depth Cost Comparison of 7 and 15 Barg Shipping.** <https://doi.org/10.3390/en14185635>
- [41] VDZ (2024): **Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland.**
- [42] European Commission (2025): **Presentation of PCI/PMI candidate projects in the cross-regional group on CO₂.** <https://webcast.ec.europa.eu/project-presentation-co2-25-04-15%20>
- [43] elementenergy (2018): **Shipping carbon dioxide (CO₂): UK cost estimation study.**
- [44] Bundesnetzagentur (2024): **Wasserstoff-Kernnetz geänderte Anlage 3.** <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>
- [45] Porthos (2023): **First CO₂ storage project in the Netherlands is launched.** <https://www.porthosco2.nl/en/first-co2-storage-project-in-the-netherlands-is-launched/>
- [46] SmartStones (2024): **Dutch CO₂ storage project Porthos is already almost three times more expensive than budgeted.** <https://smartstones.nl/co2-storage-project-porthos-is-already-almost-three-times-more-expensive-than-budgeted/>
- [47] Clean Air Task Force (2025): **Funding Carbon Capture and Storage in Central and Eastern Europe.**
- [48] Xodus (2024): **2024 SDE++ Aramis Carbon Capture and Storage Fee Review.** Niederlande
- [49] Global CCS Institute (2025): **Cost of CO₂ Storage.**
- [50] Agora Industrie & Öko-Institut (2026): **CCS: Wie der Aufbau einer Infrastruktur für das Abscheiden und Speichern von CO₂ gelingen kann.**
- [51] Roussanaly, Simon; Gundersen, Truls; Ramirez, Andrea (2024): **Putting the costs and benefits of carbon capture and storage into perspective: a multi-sector to multi-product analysis.** <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/2516-1083/ad9075>
- [52] Rootzén, Johan; Johnsson, Filip (2016): **Managing the costs of CO₂ abatement in the cement industry.** <https://doi.org/10.1080/14693062.2016.1191007>
- [53] Dinkel, Fredy; Kägi, Thomas (2014): **Ökobilanz Getränkeverpackungen.** Schweiz.
- [54] ARGE eV (2024): **Wohnungsbau 2024 in Deutschland: Kosten – Bedarf – Standards.**
- [55] zu Eicken, Matthias; Grimm, Jakob (2023): **Kurzbericht – Baukosten als Miettreiber.**

Kontakt

carbonmanagement@energy4climate.nrw

Impressum:

NRW.Energy4Climate GmbH
EUREF-Campus 1c
40472 Düsseldorf
0211 822 086-555
kontakt@energy4climate.nrw
www.energy4climate.nrw
© NRW.Energy4Climate / K26001

Stand:

6/2025

Bildnachweis:

Titel: Ruediger-Fessel-iStock.com