

**Kurzgutachten zur
dena-LEITSTUDIE AUFBRUCH KLIMANEUTRALITÄT**

Technische CO₂-Senken

Techno-ökonomische Analyse ausgewählter
CO₂-Negativemissionstechnologien

Inhalt

1. Vorwort durch die Deutsche Energie-Agentur (dena)	4
2. Zusammenfassung	7
3. Begriffsdefinitionen und Bilanzierungsabgrenzung	10
4. CO₂-Abscheidung	13
4.1 CO ₂ -Abscheidung an Punktquellen	13
4.2 CO ₂ -Abscheidung aus der Atmosphäre	27
5. CO₂-Transport	37
6. CO₂-Nutzung	42
7. CO₂-Speicherung	53
8. Ergebnissynthese	59
9. Schlussfolgerungen und Handlungs-empfehlungen	67
10. Abbildungsverzeichnis	70
11. Tabellenverzeichnis	73
12. Literaturverzeichnis	75
13. Abkürzungen	80
14. Glossar	82
15. Anhang	86

1. Vorwort durch die Deutsche Energie-Agentur (dena)

Bis spätestens zum Jahr 2045 will Deutschland Klimaneutralität erreichen. Wesentliche Voraussetzung hierzu ist Treibhausgasneutralität, also das Erreichen eines Gleichgewichts zwischen der Emission von Treibhausgasen (THG) und deren Entfernung aus der Atmosphäre. Nicht vermeidbare Residualemissionen, etwa aus der Landwirtschaft oder bestimmten Industrieprozessen, müssen dabei durch Entnahme einer mindestens ebenso großen Menge Treibhausgase (typischerweise CO₂) aus der Atmosphäre ausgeglichen werden.

Die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR) kann grundsätzlich entweder durch natürliche oder technische Maßnahmen geschehen. Landnutzung, Landnutzungsveränderung und Forstwirtschaft (LULUCF) können dabei eine Quelle oder eine Senke von Emissionen darstellen: So können Wälder und Moore als große natürliche Speicher wirken oder aber im Gegenteil erhebliche THG-Emissionen freisetzen. Das gerade überarbeitete deutsche Klimaschutzgesetz (KSG) 2021 gibt als Zielvorgabe für das Jahr 2045 eine Netto-Entnahmeleistung des LULUCF-Sektors von 40 Mio. t CO₂ aus.

Nach Einschätzung der Deutschen Energie-Agentur (dena) und des Öko-Instituts ist die Erreichung dieses Ziels für natürliche CO₂-Senken außerordentlich ambitioniert. Zudem kann die Senkenleistung natürlicher Ökosysteme beispielsweise durch klimatische Veränderungen und Extremwetterereignisse stark reduziert werden. Gleichzeitig würde die Erhöhung der LULUCF-Senkenleistung auf 40 Mio. t CO₂ – etwa durch Wiedervernässung von Mooren und deutliche Steigerung der Wiederaufforstung sowie Umstellung auf extensivere Waldbewirtschaftung – eine Verringerung der Flächenkulisse für die Landwirtschaft und eine Reduktion des Biomasseangebots bedeuten. Dies hat wiederum Auswirkungen auf die Verfügbarkeit biogener Energieträger und Rohstoffe für die Industrie oder den Wärmesektor.

Doch selbst bei Erreichen des ambitionierten Ziels einer THG-Entnahme von 40 Mio. t. CO₂ durch natürliche Senken, stünden dieser natürlichen CO₂-Entnahme voraussichtlich nicht-vermeidbare Residualemissionen in Höhe von mindestens 60 bis 70 Mio t. CO₂-Äquivalenten insbesondere aus Industrie und Landwirtschaft gegenüber.¹ Damit ist klar, dass zusätzlich zu ambitionierten Maßnahmen zur Erhöhung von natürlichen CO₂-Senken auch technische Lösungen für Negativemissionen benötigt werden, um THG-Neutralität zu erreichen. Die hier genannten vorläufigen Zahlen ergeben einen Mindestbedarf von 20 bis 30 Mio. t CO₂-Entnahme durch technische Senken im Jahr 2045. Eine enorme Menge!

Hierfür müssen wir frühzeitig beginnen, die benötigten Technologien zu skalieren und Infrastrukturen aufzubauen, um die entsprechenden Entnahmepotenziale zu realisieren. Viele technische Optionen der CO₂-Entnahme (Negativemissionstechnologien, NET) stehen jedoch in der politischen und gesellschaftlichen Debatte in Deutschland am Rand und werden oft mit Misstrauen betrachtet. Frühere Diskussionen um CCS-Anlagen bei Kohlekraftwerken haben der Akzeptanz der Technologien geschadet. Zudem gibt es weitgehenden Konsens in der politischen Debatte, dass CO₂-Lagerstätten in Deutschland aktuell keine realistische Option darstellen, gegenwärtig ist dies auch rechtlich mit Restriktionen versehen.

Voraussetzung für den Hochlauf von Negativemissionstechnologien ist daher auch ein politischer und gesellschaftlicher Konsens über die Notwendigkeit von technischen CO₂-Senken zur Erreichung des Ziels der Treibhausgasneutralität. Dafür brauchen wir eine gute Wissensbasis: Welche Technologien stehen uns zur

¹ Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020; dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität

Verfügung und wie funktionieren sie? Welche Kosten und Energiebedarfe gehen mit ihnen einher und welche Rahmenbedingungen brauchen sie für eine Skalierung? Welche Wechselwirkungen sind zu beachten? Welche Möglichkeiten gibt es für die Nutzung und dauerhafte Bindung von CO₂?

Hierfür hat die dena bei der Prognos AG ein Kurzgutachten in Auftrag gegeben, welches den aktuellen Wissensstand zu technischen CO₂-Senken aufbereiten soll – von der Entnahme von atmosphärischem CO₂ bzw. der Abscheidung an Punktquellen über den Transport bis zur Nutzung und Speicherung des abgeschiedenen CO₂.

Bereits im Zwischenbericht der dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität plädieren wir dafür, das Thema der Negativemissionen auf die politische Agenda zu heben und ihm ohne Vorbehalte zu begegnen. Eine undifferenzierte Ablehnung dieser Möglichkeiten ist angesichts der immensen Herausforderung zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens nicht hilfreich. Das vorliegende Gutachten entwickelt einige Handlungsempfehlungen für dieses Thema, die im abschließenden Kapitel zu finden sind. Für uns ergeben sich aus diesem Kurzgutachten folgende zentrale Schlussfolgerungen:

1. Konsens über „Sowohl als auch“ von THG-Emissionsminderung und aktiver CO₂-Entnahme schaffen

Die Vermeidung von THG-Emissionen und die Erzielung von Negativemissionen dürfen nicht gegeneinander ausgespielt werden. Wir brauchen beides! Die Nutzung von Negativemissionstechnologien darf nicht dazu verwendet werden, den Transformationsdruck auf THG-emittierende Sektoren zu mindern. Im Gegenteil müssen die Vermeidung von Emissionen durch den Einsatz von erneuerbaren Energien und die weitere Erhöhung von Energie- und Ressourceneffizienz sowie die Umstellung von Prozessen und Verhaltensweisen weiterhin oberste Priorität haben. Negativemissionen können dann in Ergänzung zur direkten Minderung der THG-Emissionen eine Rolle spielen, um verbleibende Restemissionen auszugleichen. Damit die hierfür notwendigen Technologien weiterentwickelt und rasch zur breiten Anwendbarkeit gebracht werden können, muss ein gesellschaftlicher Konsens über die Notwendigkeit sowohl technischer als auch natürlicher Senken erreicht werden – unter Abwägung aller damit verbundenen Kosten, Herausforderungen und Risiken, aber auch mit Darstellung der dadurch entstehenden Chancen und Möglichkeiten.

2. Integrierte Strategie für natürliche und technische CO₂-Senken entwickeln

Die Speicherung von CO₂ durch natürliche Senken und die technische Abscheidung von CO₂ sollten zudem nicht als Gegensätze oder konkurrierende Methoden betrachtet werden. Es wird eine übergreifende Senkenstrategie benötigt, die beide Ansätze zusammenbringt. Dies ist auch aus dem Grund zentral, dass Strategien in dem einen Bereich (etwa veränderte Waldnutzung zugunsten der Speicherung von CO₂) auch in Wechselwirkung mit dem anderen Bereich stehen (resultierendes Biomasseangebot etwa für die Industrie, wo die Biomasse durch BECCS ebenfalls zu negativen Emissionen führen kann). Die nächste Bundesregierung muss sich dieses Themas annehmen und eine integrierte Senkenstrategie für Deutschland erarbeiten.

3. Eine konkrete Roadmap für den Hochlauf entwickeln und passende Rahmenbedingungen schaffen

Die dena ist von der Notwendigkeit technischer Senken überzeugt. Diese werden selbst bei der Erreichung der im KSG für 2045 festgesetzten Ziele für LULUCF nötig. Damit die Negativemissionstechnologien zu gegebener Zeit die entsprechenden Entnahmepotenziale realisieren können, muss der Hochlauf bald starten. Hierzu werden die richtigen Rahmenbedingungen und Anreizstrukturen benötigt, um ausreichend langfristige Planungssicherheit zu schaffen. Die genaue Ausgestaltung von möglichen Anreizsystemen und der Integration des Hochlaufs der technischen Senken in die übergeordnete Transformation sollte in die zu entwickelnde Senkenstrategie einfließen.

4. Heute die Entwicklung der erforderliche CO₂-Infrastrukturen angehen

Infrastrukturplanung und -bau benötigen viel Zeit. Damit Technologien zur CO₂-Abscheidung, Weiterverwendung und Speicherung ihr Potenzial entfalten können, werden auch Transportinfrastrukturen benötigt. Erste Vorschläge werden in diesem Gutachten bereits gemacht. Wir müssen uns bei der Entwicklung der Senkenstrategie damit auseinandersetzen, wie eine CO₂-Infrastruktur aussehen kann. Hierzu können wir gegebenenfalls auch existierende Infrastrukturen umwidmen, dies steht auch in Wechselwirkungen etwa mit dem Aufbau von Wasserstoffnetzen. Alle diese Infrastrukturplanungen sollten integriert gedacht sein.

5. Eine internationale Perspektive zugrunde legen

Klimaschutz ist eine globale Herausforderung und wird nur gelingen, wenn dabei global gedacht wird. Investitionen in Negativemissionstechnologien sollten daher nicht alleine vor dem Hintergrund nationaler Ziele, sondern auch als Beitrag für die globale Klimawende betrachtet werden. Wir sollten unserer Verantwortung als hoch industrialisiertes Land dadurch gerecht werden, dass wir einen Beitrag zum globalen Technologiehochlauf leisten, durch den die zur Erreichung der Klimaziele notwendige CO₂-Entnahme ermöglicht wird. Gleichzeitig können wir als Industrieland vom Hochlauf der Technologien zur aktiven CO₂-Entnahme profitieren – sowohl als Leitanbieter der notwendigen Technologien und Prozesse als auch als Anwender der Technologien, die bei weltweitem Markthochlauf deutlich schnellere Kostendegressionen erwarten lassen.

Das ab hier folgende Kurzgutachten wurde durch die Prognos AG als beauftragten Gutachter erstellt. Die redaktionelle und inhaltliche Verantwortung liegt allein bei der Prognos AG.

2. Zusammenfassung

Technische CO₂-Senken sind neben den natürlichen CO₂-Senken für das Erreichen des 1,5°C-Ziels des Pariser Klimaabkommens notwendig, um residuale Treibhausgasemissionen auszugleichen und darüber hinaus langfristig netto-negativ zu werden. Negative CO₂-Emissionen werden generiert, wenn CO₂ langfristig aus der Atmosphäre entnommen wird.

Die Entnahme kann entweder über die Aufnahme von CO₂ durch Biomasse geschehen oder durch eine CO₂-Direktabscheidung aus der Umgebungsluft. Anschließend muss das entnommene CO₂ langfristig genutzt oder dauerhaft gespeichert werden. Das Abscheiden und Speichern von fossilem CO₂, z. B. fossiler Prozessemissionen im Industriesektor, stellt explizit keine Senke dar, sondern verhindert nur, dass zusätzliche CO₂-Emissionen in die Atmosphäre gelangen. Gleiches gilt auch für die kurz- bis mittelfristige Nutzung von biogenem oder atmosphärischem CO₂, z. B. in synthetischen Kraftstoffen. Hierbei gelangt das entnommene CO₂ nach kurzer Zeit wieder zurück in die Atmosphäre.

Das Potenzial an negativen CO₂-Emissionen aus technischen Senken ist dabei limitiert. Die verfügbare Menge an nachhaltiger Biomasse ist begrenzt und es besteht eine hohe Nutzungskonkurrenz um deren Einsatz. Bei der Direktabscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre stellen vor allem die Investitionskosten und der Energieverbrauch derzeit noch ein erhebliches Hindernis dar. Aus diesen Gründen liegt die Priorität immer auf der Reduktion des Treibhausgasausstoßes, wo immer es möglich ist (z. B. Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien, Energieträgerwechsel zu Wasserstoff und Biomasse, Technologiewechsel zu emissionsfreien Prozessen etc.). Wo dies nicht möglich ist, sollten die Emissionen insbesondere aus Punktquellen (z. B. bei der Zementproduktion) abgeschieden und langfristig gebunden bzw. dauerhaft gespeichert werden. Zuletzt sind die residualen Emissionen, die nicht vermeidbar sind und dezentral anfallen, mit Negativemissionen aus natürlichen und technischen Senken auszugleichen, um THG-Neutralität zu erreichen. Somit gilt beim Ausgleichen von Emissionen: So viel wie nötig, so wenig wie möglich. Über die THG-Neutralität hinaus können negative Emissionen dann dazu beitragen, die Menge an CO₂ in der Atmosphäre nachhaltig zu senken, um dem Emissionsbudget des 1,5°-Ziels gerecht zu werden.

Insgesamt besteht noch großer Handlungsbedarf, um technische CO₂-Senken großskalig einzusetzen. In diesem Gutachten werden der technische Status quo, die wirtschaftlichen Parameter und die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen in den Bereichen CO₂-Abscheidung, CO₂-Transport, CO₂-Nutzung sowie CO₂-Speicherung vertieft betrachtet. Aus diesem Gutachten ergeben sich die folgenden

Kernergebnisse:

- Die **Abscheidung von CO₂ aus Punktquellen** ist technisch möglich und an einigen Stellen aktuell unvermeidlich (Zementproduktion). Es besteht weiterhin Entwicklungsbedarf bei einigen Technologien, aber die Abscheidung kann und muss zeitnah ausgerollt werden, um in den nächsten Jahrzehnten technisch und wirtschaftlich ausgereift zur Verfügung zu stehen.
- Fossile CO₂-Emissionen aus energetischer Nutzung (Verbrennung) können und sollten vermieden werden. Gleiches gilt für **CO₂-Prozessemissionen**, die durch einen Technologiewechsel vollständig eliminiert werden können (z. B. in der Stahlproduktion mittels Wasserstoffdirektreduktion). Die Abscheidung von CO₂ an Punktquellen ist wichtig bei nicht vermeidbaren Prozessemissionen (z. B. in der Zementproduktion) sowie beim Abscheiden biogener Emissionen beim energetischen Einsatz von Biomasse (Bio-Energy Carbon Capture and Storage, BECCS).

- Der Einsatz von **BECCS** ist besonders für Prozesse im Industriesektor geeignet, die einen großen Wärmebedarf auf hohem Temperaturniveau haben. In diesen Fällen können fossile Energieträger ersetzt und gleichzeitig durch die CO₂-Abscheidung negative Emissionen erreicht werden. Für den Einsatz von BECCS in der Industrie liegen die aktuellen spezifischen Kosten zwischen 115 und 145 EUR/tCO₂ für die gesamte Wertschöpfungskette.
- Die **Direktabscheidung von CO₂** aus der Atmosphäre mit anschließender Speicherung (DACCS) bzw. Nutzung in langlebigen Produkten (DACCUS) bietet langfristig ein großes Potenzial für negative Emissionen, wenn genügend erneuerbarer Strom und freie Flächen zur Verfügung stehen. Die derzeitigen Abscheidungskosten von rund 700 EUR/tCO₂ (adsorptionsbasierte DAC-Anlage) sind allerdings im Vergleich zur Abscheidung biogener Punktquellen noch um den Faktor 12 größer. Hier ist erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf notwendig, um Kostenreduktionen zu erzielen. DACCS weist einige Vorteile auf hinsichtlich der Standortflexibilität, des Flächen- und des Wasserfußabdrucks, nachteilig sind die derzeitigen hohen Investitionskosten und der hohe erneuerbare Energiebedarf. Eine Hochskalierung wird allerdings ohnehin für die Produktion kohlenstoffhaltiger Powerfuels (P2X) erforderlich sein, was Treiber für einen schnelleren Markthochlauf sein könnte.
- Beim **Transport von CO₂** sind die technischen Voraussetzungen vorhanden, um eine Transportinfrastruktur aufzubauen. Insbesondere CO₂-Hubs mit Zwischenspeichern und Verladeterminals für den Schifftransport sowie Pipelineinfrastruktur onshore und offshore müssen allerdings aufgebaut werden. Aufgrund langer Planungszeiträume derartiger Infrastruktur sollte die Entwicklung zeitnah beginnen, damit die notwendigen Transportkapazitäten zur Verfügung stehen, wenn CO₂ in großen Mengen abgeschieden und gespeichert werden soll. Der Schifftransport ist mittelfristig auf langen Strecken und bei großen Kapazitäten mit hohen Flexibilität die kostengünstigste Option, langfristig sollte eine europaweite CO₂-Pipelineinfrastruktur entwickelt werden.
- Für die **Nutzung von CO₂** (CCU) bestehen besonders in der chemischen CO₂-Nutzung große Potenziale, mit ihr sind aber auch große Herausforderungen verbunden. Da aus der *kurz- und mittelfristigen Nutzung* von CO₂ keine Senkenleistung entsteht, kann dies zwar eine hilfreiche Technologie sein, um bisher bestehende fossile Emissionen zu reduzieren, letztendlich werden dabei aber keine negativen Emissionen erzeugt. Beim Einsatz von biogenem bzw. atmosphärischem CO₂ in *langfristigen Produkten* (CCUS) kann die Fixierung des Kohlenstoffs einen relevanten Beitrag zur Klimaneutralität leisten, allerdings sind die Potenziale hierfür deutlich kleiner.
- Bei der **Speicherung von CO₂** (CCS) sind die geologischen Kapazitäten in salinen Aquiferen und ausgedienten Öl- und Gasfeldern theoretisch sehr hoch. Die Technologien für die Speicherung sind ebenfalls mehrheitlich bereits etabliert, können zeitnah eingesetzt werden und sind im Vergleich zur CO₂-Abscheidung mit 4 bis 20 EUR/tCO₂ nicht der maßgebliche Kostenfaktor in der gesamten CCUS-Wertschöpfungskette. Der limitierende Faktor bei der geologischen Speicherung sind allerdings nicht die Speicher-, sondern die jährlichen Einspeisekapazitäten und die fehlende Akzeptanz aufgrund möglicher Risiken durch z. B. Leckagen für die geologische CO₂-Speicherung.

Insgesamt zeigt sich, dass in den relevanten Bereichen die Technologien grundsätzlich zur Verfügung stehen. Nichtsdestotrotz besteht hoher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, um effizientere und ausgereifere Technologien einsetzen zu können. Ebenso müssen die Technologien zeitnah ausgerollt werden, um über Skalen- und Lerneffekte die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Die zukünftigen Potenziale für technische CO₂-

Senken hängen von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien (DACCS), vom nachhaltigen Biomasseangebot und von dessen energetischer Nutzung in der Industrie (BECCS) und letztendlich auch von der jährlichen CO₂-Transport- und -Einspeisekapazität ab. Dafür bedarf es aber einer separaten Untersuchung, die über dieses Gutachten hinausgeht.

Bei der gesamtheitlichen Betrachtung wird klar, dass alle Bereiche von Abscheidung über den Transport bis zur Nutzung und Speicherung parallel aufgebaut werden müssen. Hier ist es wichtig, eine ganzheitliche Strategie für die Hochlaufpfade früh genug zu erarbeiten, um auch bei langen Planungsschritten die CCS-Wertschöpfungskette rechtzeitig schließen zu können.

Es müssen die politischen Rahmenbedingungen geschaffen werden, um Planungssicherheit für die Stakeholder zu garantieren. Das gilt insbesondere für die Strategien zur Biomassenutzung, die Transportinfrastruktur sowie das Anschließen von Speicherstätten. Dazu müssen für die Erzeugung negativer Emissionen monetäre Anreize, z. B. durch die Integration von Gutschriften für die CO₂-Entnahme ins Europäische Emissionshandelssystem, geschaffen werden, damit ein Hochlaufpfad gelingen kann und sich neue Geschäftsmodelle für die CO₂-Entnahme etablieren. Parallel zu den technologischen und ökonomischen Aspekten muss der gesellschaftliche Diskurs über die Notwendigkeit sowie auch die Risiken von CCS und negativen Emissionen forciert werden, um eine breite Akzeptanz zu schaffen.

3. Begriffsdefinitionen und Bilanzierungsabgrenzung

In dieser Untersuchung wird die Generierung negativer CO₂-Emissionen mittels technischer CO₂-Entnahmemethoden untersucht. Die im LULUCF-Sektor erzeugten negativen CO₂-Emissionen fallen in den Bereich der natürlichen CO₂-Senken und sind somit nicht Teil dieser Untersuchung.²

Entscheidend für die CO₂-Bilanzierung ist, ob der abgeschiedene Kohlenstoff aus fossiler, biogener oder atmosphärischer Quelle stammt. Die Abscheidung und Speicherung von fossilem CO₂ an Punktquellen führt unter keinen Umständen zu einer CO₂-Senke. CCS an fossilen Punktquellen kann als **CO₂-Vermeidungsoption** eingesetzt werden (siehe Bild 1 in Abbildung 1). In den Pfaden 1, 4, 8 und 9 wird CCS zur CO₂-Vermeidung eingesetzt, sprich es wird durch die CO₂-Abscheidung und -Speicherung vermieden, dass fossiles CO₂ aus Punktquellen in die Atmosphäre gelangt bzw. es wird durch den Einsatz synthetischer Kraftstoffe vermieden, dass neues fossiles CO₂ aus konventionellen Kraftstoffen eingesetzt wird. Bei der CO₂-Vermeidung werden z. B. mittels CCS an Punktquellen fossile CO₂-Prozessemissionen großmehrheitlich abgeschieden und geologisch gespeichert. Dies führt zu keiner technischen CO₂-Senke, sondern verhindert nur, dass weitere CO₂-Emissionen in die Atmosphäre gelangen.

Dagegen führen die Abscheidung von biogenem Kohlenstoff an einer Bioenergieanlage (BECCS) und die direkte CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre (DACCS) mit anschließender geologischer Speicherung bzw. der Speicherung in einem neuen Produkt über einen klimarelevanten Zeitraum als **CO₂-Entnahmeoption** zu negativen CO₂-Emissionen und stellen somit technische CO₂-Senken dar (siehe Bilder 2, 3, 5 und 6 in Abbildung 1), da der Atmosphäre langfristig CO₂ entnommen wird, welches nicht in die Atmosphäre zurückgelangt.

² Im Glossar in den Tabelle 10, Tabelle 11 und Tabelle 12 werden die wichtigsten Begriffe definiert.

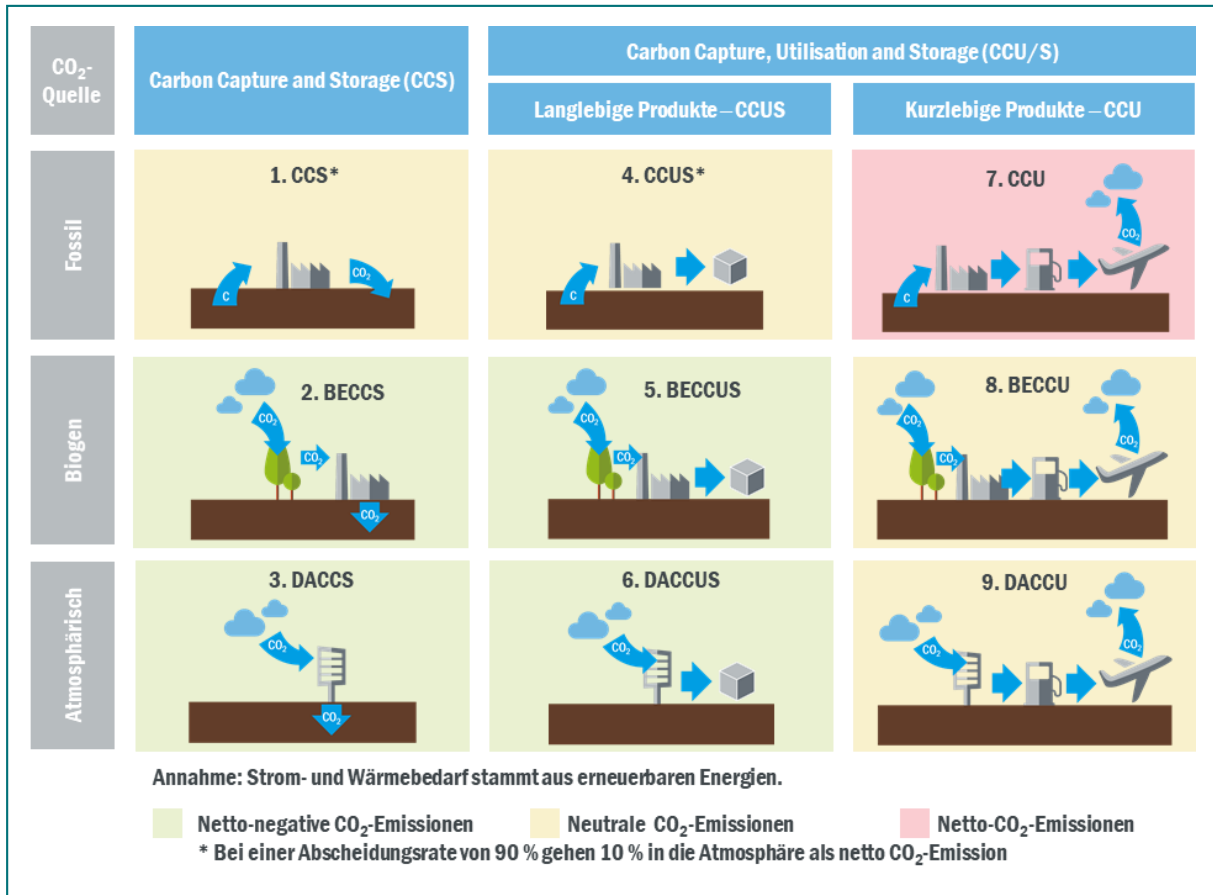


Abbildung 1 Begriffsbestimmung CCS, CCU und CCUS;
Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (Bundesrat, 2020)

© Prognos AG 2021

Wird das aus der Atmosphäre abgeschiedene CO₂, sei es durch biologische oder technische Prozesse, für die Nutzung in kurzlebigen Produkten, wie z. B. synthetischen Kraftstoffen, genutzt, führen diese Pfade zu neutralen CO₂-Emissionen (Bilder 8 und 9). Handelt es sich bei der CO₂-Nutzung in kurzlebigen Produkten um fossiles CO₂, führt dieser Pfad zu einem Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre (Bild 7).

	Optionen	Eigenschaften
Natürliche CO₂-Senken	Aufforstung und Wiederaufforstung	<ul style="list-style-type: none"> - Geringe Kosten - Schnell umsetzbar - CO₂-Senke verwundbar durch Umwelteinflüsse (z. B. Waldbrände)
	Pflanzkohle	
	Bodenmanagement – Erhöhung der Kohlenstoffspeicherung im Boden	
	Wiederbewässerung von Mooren und Management von Küstenökosystemen	
Natürliche-technische CO₂-Senken	Biomasseverbrennung mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung (BECCS)	<ul style="list-style-type: none"> - Potenzial beschränkt durch Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse

	Optionen	Eigenschaften
		- Erzeugt zusätzlich Strom und Wärme
Technische CO₂-Senken	Direkte CO ₂ -Abscheidung aus der Umgebungsluft und anschließende geologische CO ₂ -Speicherung (DACCS)	<ul style="list-style-type: none"> - Hohe Investitionskosten - Weitere Forschung und Entwicklung notwendig - CO₂-Senke robust gegenüber den meisten Umwelteinflüssen
	Beschleunigte Verwitterung	
	Kohlenstoffspeicherung in langlebigen Produkten (z. B. Baustoffen)	
	Ozeandüngung	

Tabelle 1 CO₂-Entnahмеоoptionen, eigene Darstellung

© Prognos AG 2021

Quellen: (Fuss et al., 2018), (NASEM, 2019), (EASAC, 2018)

Neben BECCS, BECCUS und DACCS, DACCUS werden in diesem Gutachten keine weiteren technischen Optionen tiefergehend untersucht, da diese noch nicht so weit fortgeschritten sind. Die natürlichen CO₂-Entnahмеоoptionen werden in diesem Gutachten nicht behandelt (siehe Tabelle 1). Zudem liegt in diesem Gutachten der Fokus auf der Entnahme von CO₂-Emissionen. Es werden keine weiteren THG-Emissionen betrachtet. Es liegen zwar schon Studien (Jackson et al., 2019) vor, gemäß denen theoretisch Methan (CH₄) technisch aus der Atmosphäre entfernt werden kann, diese Verfahren sind aber noch weit von einer praktischen Umsetzung entfernt und die Entnahme hätte aufgrund der kurzen Verweildauer von Methan in der Atmosphäre auch geringere Effekte.

4. CO₂-Abscheidung

Bei der Abscheidung von CO₂ kann unterschieden werden zwischen der Abscheidung an Punktquellen und der Abscheidung aus der Atmosphäre. In der Atmosphäre liegt der Anteil an CO₂ bei über 0,04 % (NOAA, 2021), während die CO₂-Konzentration an Punktquellen in der Regel um einen Faktor von 100 bis 1.000 höher liegt. Kohlenstoffquellen entstehen bei der energetischen Nutzung (Verbrennung) von kohlenstoffhaltigen Energieträgern sowie bei einzelnen Prozessemissionen. In der Folge werden die Abscheidungsoptionen sowohl für Punktquellen als auch für die Abscheidung aus der Atmosphäre näher betrachtet.

4.1 CO₂-Abscheidung an Punktquellen

Technische Analyse

Bei den Abscheidetechnologien von CO₂ aus Punktquellen gibt es grundsätzlich drei unterschiedliche Verfahren, die wiederum jeweils Variationen mit unterschiedlichen technischen Eigenschaften haben:

1. **Post-Combustion Capture**
2. **Oxyfuel Combustion Capture**
3. **Pre-Combustion Capture**

Post-Combustion Capture

Post-Combustion Capture ist ein Abscheideprozess aus dem Abgasstrom, der als „End-of-pipe“-Lösung an bestehende Punktquellen wie thermische Kraftwerke, Industriewerke oder sonstige CO₂-Quellen angeschlossen werden kann und keine Anpassung der Quelle benötigt. Das CO₂-haltige Rauchgas aus dem Verbrennungsprozess (oder einer sonstigen CO₂-Punktquelle) wird in eine CO₂-Abtrennungseinheit geleitet. Hier wird, meist mittels einer Aminwäsche³, das CO₂ aus dem Rauchgas absorbiert, welches dann der weiteren Behandlung zugeführt oder in die Atmosphäre entlassen wird. Die mit CO₂ gesättigten Amine werden anschließend in einer separaten Kammer auf ein Temperaturniveau von 100–140 °C erhitzt und geben das CO₂ in konzentrierter Form wieder ab. Die Amine können dann erneut im Kreislauf eingesetzt werden, um CO₂ aus dem Abgasstrom abzuscheiden (MacDowell, et al., 2010). Die Abscheidung im Absorber benötigt entsprechende Mengen an Wärme, um das CO₂ wieder von den Aminen zu lösen. Für die Zirkulation der Amine wird zusätzlich Strom benötigt, ebenso wie für die Ventilation und Komprimierung des CO₂. Dieser Energiebedarf wird entweder die Effizienz des Kraftwerks mindern oder anderweitig zur Verfügung gestellt werden müssen. Der Abscheideprozess ist vereinfacht in Abbildung 2 dargestellt.

³ Die Aminwäsche ist ein Kreislaufprozess mit zwei Kammern, bei dem Amine, wie z. B. Monoethanolamine (MEA), eingesetzt werden, um CO₂ abzuscheiden. In der ersten Kammer absorbieren die Amine CO₂ aus dem Abgasstrom und in der zweiten Kammer geben die Amine das CO₂ unter Wärmezufuhr konzentriert wieder ab.

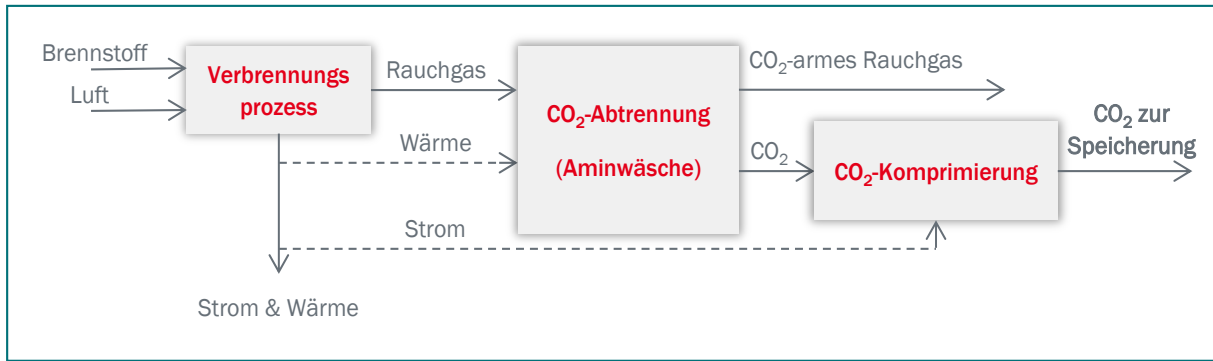


Abbildung 2 Prozessschema Post-Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Für die Abscheidung von CO₂ gibt es diverse Verbesserungen und Lösungsansätze, die den Energiebedarf senken, die Komprimierung erleichtern oder eine höhere Abscheiderate erreichen können. Diese Weiterentwicklungen beinhalten u. a. alternative Lösungsmittel, die zirkuliert werden (z. B. Calcium Looping), oder eine CO₂-Abscheidung über Membranen (z. B. mit Metal Organic Frameworks „MOF“) (Global CCS Institute, 2021). Die meisten Weiterentwicklungen können ebenso wie die Aminwäsche nachträglich als „Retrofit“ in bestehenden Anlagen für die CO₂-Abscheidung eingesetzt werden.

Oxyfuel Combustion Capture

Oxyfuel Combustion Capture ist eine Abscheidungsmethode, die auf einer Verbrennung unter Sauerstoffatmosphäre basiert. Da das Rauchgas in diesem Fall fast nur aus CO₂ und Wasserdampf besteht, ist die Abscheidung des CO₂ einfach möglich, indem der Wasserdampf in einem Wasserbad kondensiert wird, wobei das restliche Gas fast ausschließlich aus CO₂ besteht. Um diese einfache Abscheidung zu ermöglichen, müssen Stickstoff und die übrigen Bestandteile der Luft, außer dem Sauerstoff für die Verbrennung, in einer kryogenen Luftzerlegungseinheit bei tiefen Temperaturen (< -180 °C) separiert werden (MacDowell, et al., 2010). Aufgrund des fehlenden Stickstoffs bei der Verbrennung ändern sich die thermischen Parameter in der Brennkammer. Es muss daher für jede Anlage geprüft werden, ob Oxyfuel Combustion Capture nachgerüstet werden kann oder ob die Anlage für diese Abscheidetechnologie neu ausgelegt werden muss. Der zusätzliche Energieaufwand der Abscheidung besteht ausschließlich aus elektrischer Energie für die Luftzerlegungseinheit sowie für zusätzliche Ventilation und die Komprimierung des CO₂. Die Abscheidung mit Oxyfuel Combustion Capture ist vereinfacht in Abbildung 3 dargestellt.

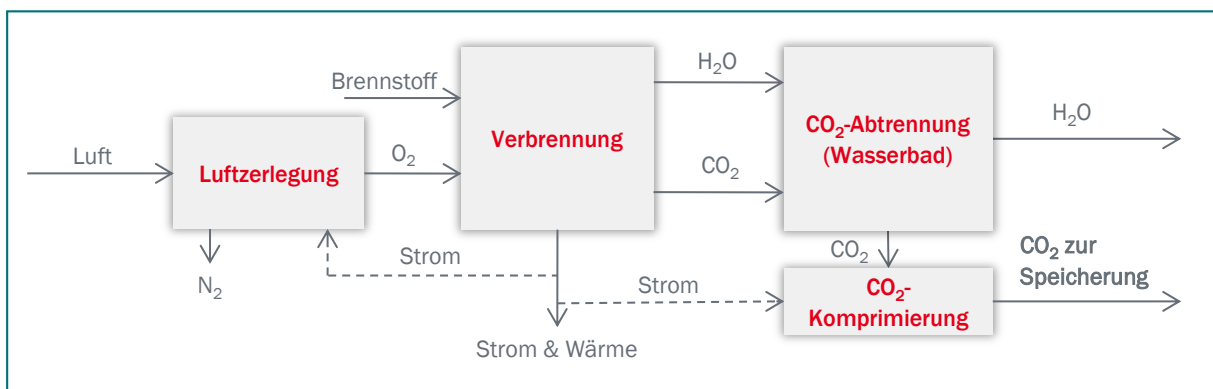


Abbildung 3 Prozessschema Oxyfuel Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Pre-Combustion Capture

Pre-Combustion Capture ist als Abscheidungstechnologie deutlich komplizierter als die anderen Technologien, kann aber theoretisch höhere Effizienzen erreichen und mit unterschiedlichen Energieträgern genutzt werden. Analog zum Oxyfuel-Verfahren wird Sauerstoff aus der Luft abgeschieden und zusammen mit Wasserdampf und dem Brennstoff in den Vergaser geleitet. Der Brennstoff wird als Kohlenstoffträger unter Wasserstoff- und Sauerstoffatmosphäre vergast und der Kohlenstoff wird als Syngas freigesetzt (eine Mischung aus Wasserstoff, Kohlenstoffmonooxid und Kohlenstoffdioxid). Das Kohlenstoffmonooxid im Syngas wird anschließend mit Wasserdampf in einer Wasser-Gas-Shiftreaktion zu Wasserstoff und CO_2 reagiert. Das CO_2 im Gemisch wird dann mit einer CO_2 -Abscheideeinheit analog zum Post-Combustion-Capture-Verfahren abgeschieden und komprimiert, während der Wasserstoff beispielsweise in einer GuD-Turbine verstromt werden kann (Kanniche, et al., 2009). Die Abscheidung von CO_2 ist aufgrund der höheren Konzentrationen von CO_2 im Gasgemisch deutlich effizienter als bei den geringerkonzentrierten Rauchgasen im Post-Combustion-Verfahren, bei dem noch große Mengen an Stickstoff im Gas enthalten sind. Das Pre-Combustion-Capture-Verfahren ist in Abbildung 4 vereinfacht dargestellt.

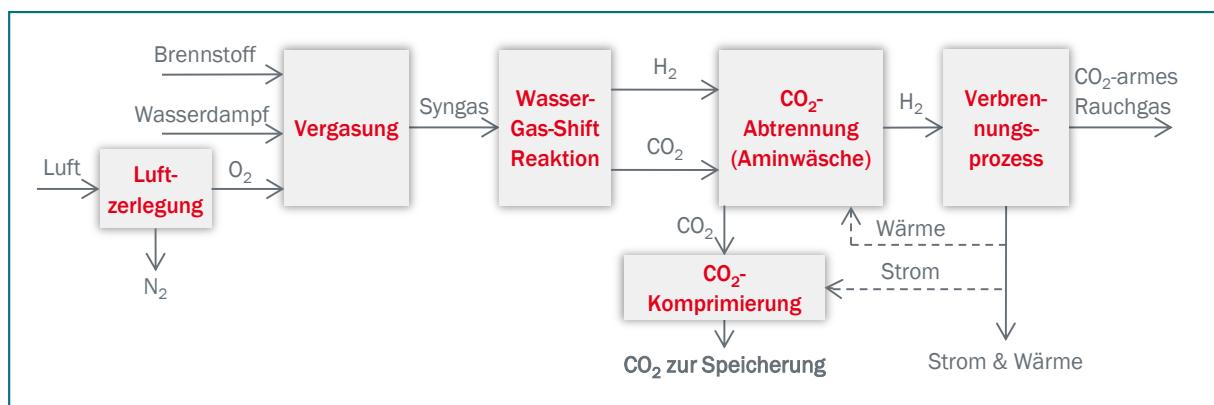


Abbildung 4 Prozessschema Pre-Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Während Pre-Combustion-Capture-Anlagen eine große Flexibilität haben, was die Auswahl an möglichen Energieträgern angeht, muss die Anlage von Beginn an für Pre-Combustion Capture ausgelegt sein. In der Praxis gab es Pilotanlagen wie die Kemper County Energy Facility, die aufgrund enorm überzogener Zeitpläne und Budgets (Massachusetts Institute of Technology, 2021) nach 224 Tagen Betrieb die Kohlevergasung eingestellt hat und jetzt als Gaskraftwerk ohne CCS weiterbetrieben wird (Southern Company Services, Inc., 2019). Aktuell sind keine CCS-Projekte mit der Pre-Combustion-Capture-Technologie in Betrieb oder in Planung (Global CCS Institute, 2020).

CO_2 -Aufbereitung

Das abgeschiedene CO_2 muss in allen Fällen für den Transport verdichtet werden, da unverdichtetes CO_2 ein derart großes Volumen hat, dass es nicht wirtschaftlich zu transportieren ist. Hierfür werden mehrstufige Verdichter mit Zwischenkühlung oder Verdichter und Pumpen (ebenfalls mit separater Kühlung) eingesetzt. Die Zwischenkühlung ist erforderlich, um den Energiebedarf zu senken, da sich das Gas bei der Komprimierung stark erwärmt. Die CO_2 -Aufbereitung wird im Kapitel CO_2 -Transport ab Seite 37 detaillierter beschrieben.

Energiebedarfsanalyse

Der Energiebedarf für die Abscheidung unterscheidet sich nicht nur nach den drei Abscheidetechnologien. Die relevanten Einflussfaktoren sind dazu vor allem die Konzentration von CO₂ im Abgasstrom, die Abscheidungsrate (Anteil des CO₂ im Abgasstrom, der abgeschieden wird) sowie der Reinheitsgrad des abgeschiedenen CO₂ (Bui, et al., 2018). Je höher die Konzentration des CO₂ im Abgasstrom ist, desto einfacher und kostengünstiger wird die Abscheidung. Industrieprozesse mit bis zu 30 % CO₂-Anteil profitieren entsprechend von günstigeren Abscheidungskosten als Gaskraftwerke bei rund 5 % CO₂-Anteil im Abgas. Die atmosphärische Konzentration von 0,04 % macht die Direktabscheidung noch aufwendiger. Eine hohe Abscheidungsrate erhöht den Energiebedarf und damit die Kosten: Die Kosten pro abgeschiedener Tonne CO₂ sind bei 99 % Abscheiderate im Vergleich zu 90 % überproportional höher. Gleiches gilt, wenn die Reinheit des abgeschiedenen CO₂ höher ausfallen soll, wobei ein geringerer Reinheitsgrad zwar bei der Abscheidung günstiger realisierbar ist, aber höhere Kosten beim Transport und bei der Aufbereitung zur Folge hat (siehe Kapitel CO₂-Transport).

Für Kraftwerke ergeben sich aus dem Energiebedarf der Abscheidung Einbußen bei der Effizienz. Diese Einbußen liegen grob zwischen 10 und 30 % (Global CCS Institute, 2017) (Rubin, Davison, & Herzog, 2015) bzw. zwischen 180 und 1.900 kWh pro Tonne CO₂ je nach Abscheidetechnologie und CO₂-Konzentration im Abgasstrom (Abbildung 5). Bei Industrieanwendungen ohne zugehöriges Industriekraftwerk steigt der Bedarf an Wärme und Strom entsprechend. Oxyfuel Combustion hat keinen thermischen, sondern nur einen elektrischen Energiebedarf für die Sauerstoffabscheidung aus der Luft sowie für Ventilation und Pumpen.

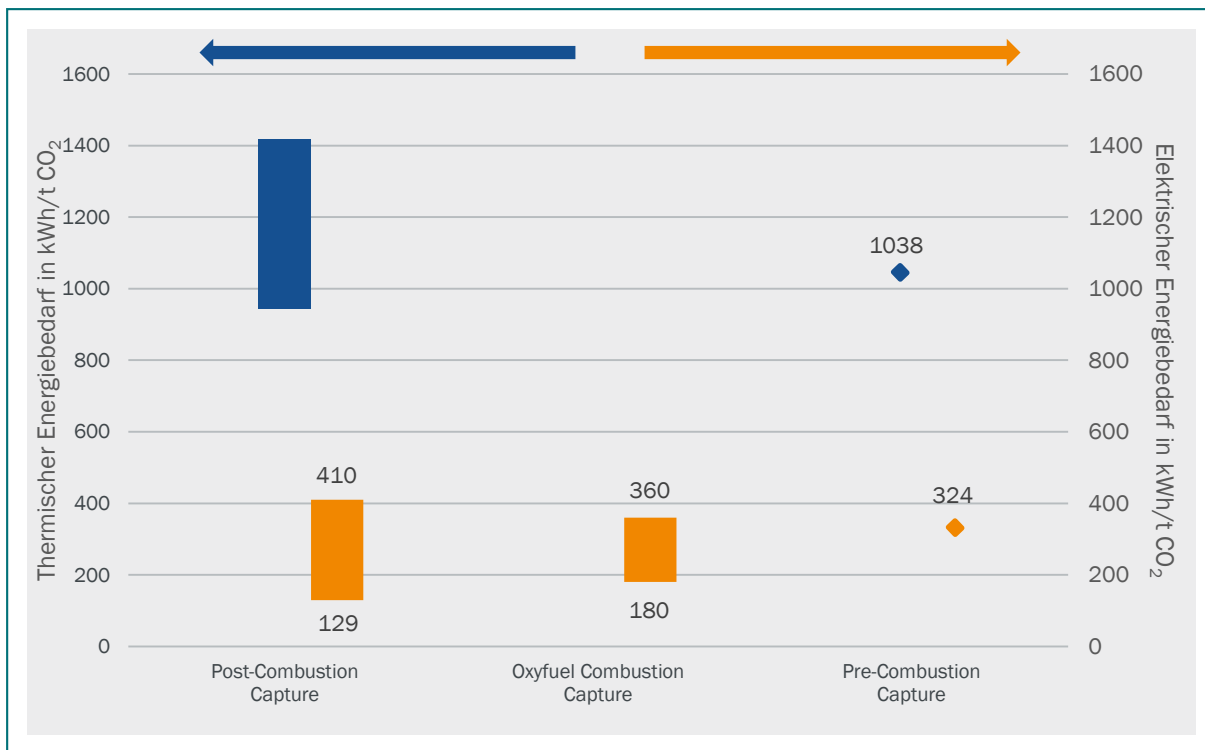


Abbildung 5 Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung an Punktquellen © Prognos AG 2021
 Quellen Post-Combustion Capture: (Global CCS Institute, 2017), (Stec, et al., 2015)
 Quellen Oxyfuel Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Öko-Institut, 2012)
 Quellen Pre-Combustion Capture: (Global CCS Institute, 2017)

Kostenanalyse

Die Abscheidungskosten pro Tonne CO₂ hängen u. a. stark von der Technologie und der Punktquelle ab. Die gezeigte Bandbreite in Abbildung 6 verdeutlicht die Preisunterschiede, die ebenfalls nach Abscheidungsquote und Reinheit des abgeschiedenen CO₂ variieren. Insgesamt zeigt sich, dass mittelfristig ein Preis von rund 50 Euro pro abgeschiedener Tonne CO₂ eine realistische Größenordnung für die CO₂-Abscheidung an Punktquellen darstellt.

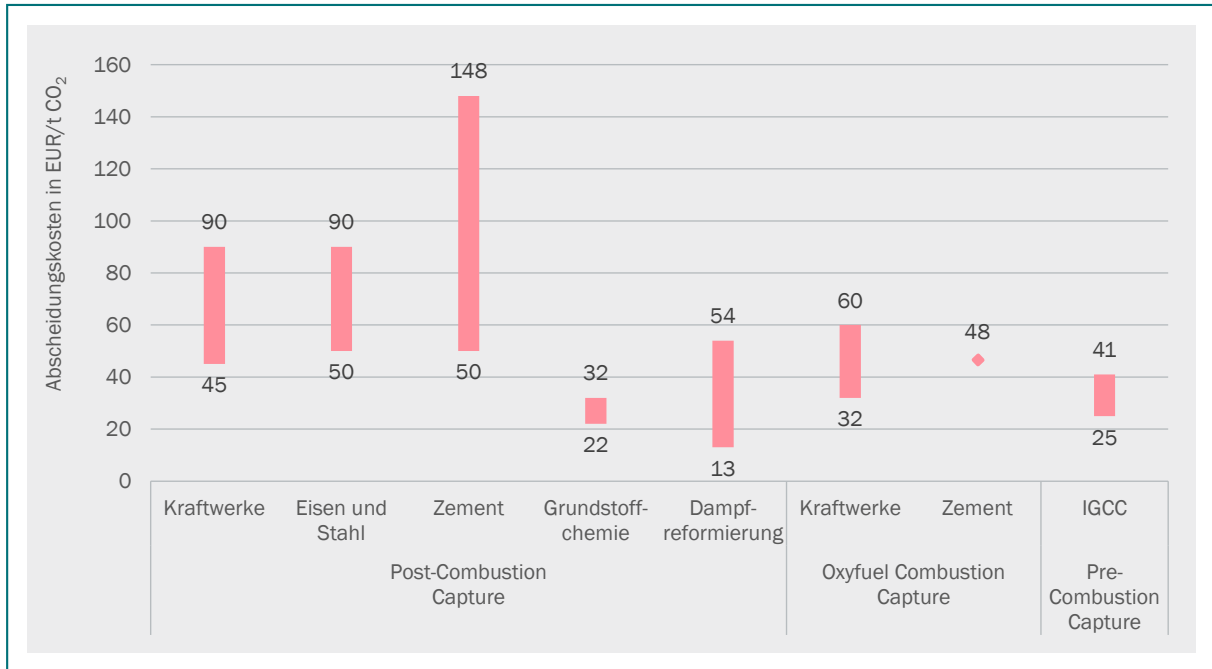


Abbildung 6 Abscheidungskosten aus Punktquellen © Prognos AG 2021
 Quellen Post-Combustion Capture: (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020), (Bui, et al., 2018), (Rubin, Davison, & Herzog, 2015)
 Quellen Oxyfuel Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Bui, et al., 2018)
 Quellen Pre-Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Global CCS Institute, 2017)

Bei den Investitionskosten liegen einzelne aktuelle Abscheidungsprojekte bei einem Zementwerk und einer Müllverbrennungsanlage bei einem CAPEX zwischen 750 und 1.000 Euro pro Tonne CO₂ pro Jahr und einem OPEX zwischen 25 und 55 Euro pro Tonne CO₂ pro Jahr (Gassnova, 2020)⁴.

CO₂-Punktquellen

Aktuell sind die Punktquellen von CO₂ vor allem im Umwandlungssektor und Industriesektor anzutreffen. Die Emissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude sind in der Regel zu klein und dezentral für eine wirtschaftliche Abscheidung von CO₂. Im Gebäudereich kommen gegebenenfalls noch größere Heizkraftwerke infrage. Relevante Mengen an CO₂ aus Punktquellen entstehen allerdings vor allem im Umwandlungssektor und in der Industrie. Hierbei geht es um die Großkraftwerke der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung, industrielle Prozesse sowie Industriekraftwerke, die Strom und Prozesswärme für die jeweiligen Standorte erzeugen.

⁴ Die Projekte Norcem (Zement) und Fortum Oslo Varde (MVA) stellen als Teil des Projekts Longship in Kombination mit dem Projekt Northern Lights eine vollständige CCS-Kette dar und im Fall von Fortum Oslo Varde können aufgrund der biogenen Anteile mittels BECCS negative Emissionen erzeugt werden.

Die energetischen Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger belaufen sich auf 245 Mt CO₂ in 2019 im Umwandlungssektor (öffentliche Strom- und Wärmeversorgung, Raffinerien etc.) und 124 Mt CO₂ in der Industrie. Die Prozessemissionen in der Industrie machen zusätzlich 46 Mt CO₂ aus (Umweltbundesamt, 2021). Hierbei ist grundsätzlich zu unterscheiden, dass die **energetischen Emissionen** durch einen Energieträgerwechsel vermieden werden können. Der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energien wie Windenergie und Photovoltaik im Umwandlungssektor kann also beispielsweise den Einsatz von Kohlekraftwerken und den dazugehörigen Emissionen aus dem Strommarkt verdrängen. Bei der Bereitstellung von Prozesswärme können auf niedrigen Temperaturniveaus etwa Wärmepumpen eingesetzt werden, während bei hohen Temperaturniveaus auf Biomasse oder Wasserstoff als Energieträger zurückgegriffen werden kann. **Prozessbedingte (CO₂-)Emissionen** entstehen andererseits aufgrund chemischer Reaktionen in einem industriellen Prozess und können daher nicht durch einen Energieträgerwechsel vermieden werden⁵. Bei den Prozessemissionen muss für jeden Prozess individuell betrachtet werden, wie die Emissionen vermieden oder verringert werden können. Die Prozesse, die die größten Mengen an Prozessemissionen emittieren, sind:

1. **Eisen und Stahl**
2. **Grundstoffchemie (z. B. Ammoniak)**
3. **Zement und Kalk**

Auf die Entstehungsprozesse der CO₂-Emissionen innerhalb der drei Bereiche wird im Folgenden vertieft eingegangen.

CO₂-Punktquellenanalyse

Das Potenzial für die maximal mögliche CO₂-Abscheidung ist gegeben durch die Menge an CO₂-Emissionen an großen Punktquellen. Wie die Situation der Punktquellen 2045 aussehen wird, ist je nach Szenario unterschiedlich. Es ist aber davon auszugehen, dass die meisten großen Kraftwerke im Energiesektor verschwinden werden. Ähnliches gilt für die Raffinerien, wenn eine Verkehrswende den Bedarf an fossilen Kraftstoffen deutlich senkt. Die heutigen Emissionen (Tabelle 2) sind daher insbesondere im Energiesektor nur bedingt geeignet, um ein perspektivisches Potenzial darzustellen.

Sektor	Davon relevante Standorte mit >10 Mt CO ₂ und Anzahl Anlagen (#)		Prozessemissionen nach CRF**
Energiesektor	Raffinerien (14) Kraftwerke (125)	23,5 Mt 273,4 Mt	
Herstellung und Verarbeitung von Metallen	Herstellung von Roheisen und Stahl (13)	19,2 Mt	21,6 Mt insgesamt 20,4 Mt Eisen und Stahl
Mineralverarbeitende Industrie	Herstellung von Zementklinker und Kalk	27,6 Mt	19,8 Mt insgesamt 13,4 Mt Zement 4,8 Mt Kalk

⁵ Es geht hierbei nur um CO₂-Prozessemissionen. Es gibt auch Treibhausgase, die beispielsweise aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften als Isolations- oder Kühlmittel eingesetzt werden und deren Leckage zu den Prozessemissionen zählt. Im Umfang dieses Berichts werden nur CO₂-Prozessemissionen vertieft betrachtet.

Sektor	Davon relevante Standorte mit >10 Mt CO ₂ und Anzahl Anlagen (#)	Prozessemissionen nach CRF**
Chemische Industrie	Herstellung organische Chemie	19,4 Mt
	Herstellung anorganische Chemie	8,7 Mt
Abfall- und Abwasserbewirtschaftung	Verbrennung ungefährlicher Abfälle (52)	17,2 Mt
		5,6 Mt insgesamt 4,2 Mt Ammoniak

Tabelle 2 Emissionsdaten 2017 für deutsche Punktquellen aus dem europäischen Schadstoffemissionsregister in Mt CO₂ (Europäisches Schadstoffemissionsregister (PRTR), 2021) © Prognos AG 2021
 CRF = Common Reporting Format (UNFCCC)
 * Gesamtemissionsmengen und entsprechende Anteile aus dem PRTR-Datensatz (nur CO₂-Emissionen inklusive biogenen CO₂) mit insgesamt 430 Mt CO₂ 2017 in Deutschland aus großen Punktquellen
 ** CO₂-Prozessemissionen gemäß CRF Table 2 A, B, C (Umweltbundesamt, 2021)

Bei der Abfall- und Abwasserbewirtschaftung sowie in der Industrie sind wiederum Emissionen vorhanden, die sich in der Regel nicht trivial vermeiden lassen. Unter der Annahme, dass keine Deindustrialisierung in den nächsten Jahrzehnten stattfindet und die räumliche Bevölkerungsverteilung sich nicht signifikant verändert, sind die Standorte der aktuellen CO₂-Quellen in diesen Sektoren eine gute erste Näherung, wo die Emissionen perspektivisch anfallen werden. Da die Punktquellen in der Abfall- und Abwasserbewirtschaftung sehr stark in der Größe variieren, wird der Fokus für die Potenzialanalyse auf die Punktquellen in der Industrie gelegt. Insbesondere die Bereiche in der Industrie, in denen relevante Mengen an Prozessemissionen anfallen wie Zement und Kalk, Eisen und Stahl, sowie in der chemischen Industrie werden hier analysiert. Diese Industriestandorte und die Prozessemissionen geben eine gute erste Annäherung⁶, wie das Potenzial für CO₂-Abscheidung perspektivisch aussehen könnte. Hierbei geht es nicht ausschließlich um die Prozessemissionen, sondern auch um die Erzeugung der Prozesswärme. Die Prozessemissionen und deren Vermeidungsmöglichkeiten werden vertieft im folgenden Abschnitt betrachtet.

Abscheidung fossiles CO₂

Für die fossilen bzw. geogenen CO₂-Emissionen, die bei den Prozessemissionen entstehen, sind nachfolgend die größten drei Bereiche dargestellt. In diesen Bereichen ist ein Technologiewechsel oder eine Abscheidung des CO₂ notwendig, um THG-Neutralität zu erreichen, ohne dabei enorme Mengen an CO₂ zusätzlich ausgleichen zu müssen.

Eisen und Stahl

Bei der Stahlproduktion kommt das Eisen im Eisenerz in einer Bindung mit Sauerstoff vor. Um das Eisen vom Sauerstoff zu lösen, kann der Sauerstoff durch die Zugabe von Kohlenstoff (Koks) im Hochofen als CO₂ ausgelöst werden ($\text{Fe}_3\text{O}_4 + 2\text{C} \rightarrow 3\text{Fe} + 2\text{CO}_2$). Alternativ kann der Sauerstoff auch mit einer Direktreduktion mit Wasserstoff vom Eisen gelöst werden, wobei kein CO₂ entsteht ($\text{Fe}_3\text{O}_4 + 4\text{H}_2 \rightarrow 3\text{Fe} + 4\text{H}_2\text{O}$). Bei der Hochofenroute müssen anschließend im Konverter die Kohlenstoffreste des Kokses aus dem Eisen ausgebrannt werden. Das geschieht durch die Zugabe von Sauerstoff, wobei der überschüssige Kohlenstoff

⁶ Vergleichbare Ansätze für den Einsatz von CCS wurden in anderen Arbeiten verwendet (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020).

aus dem Roheisen ausgebrannt wird und als CO_2 entweicht. Bei der Direktreduktion sind keine zusätzlichen Kohlenstoffreste enthalten und der Eisenschwamm (Direktreduziertes Eisen, DRI) kann zusammen mit Recyclingstahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen zu Rohstahl verarbeitet werden (Abbildung 7) (Draxler, Schenk, Bürgler, & Sormann, 2020). Es sind Pilotprojekte in Planung und bereits im Anlauf, die die Produktion von Stahl mittels Wasserstoffdirektreduktion vorbereiten und testen sollen (Salzgitter AG, 2021), (SSAB, LKAB, Vattenfall, 2021).

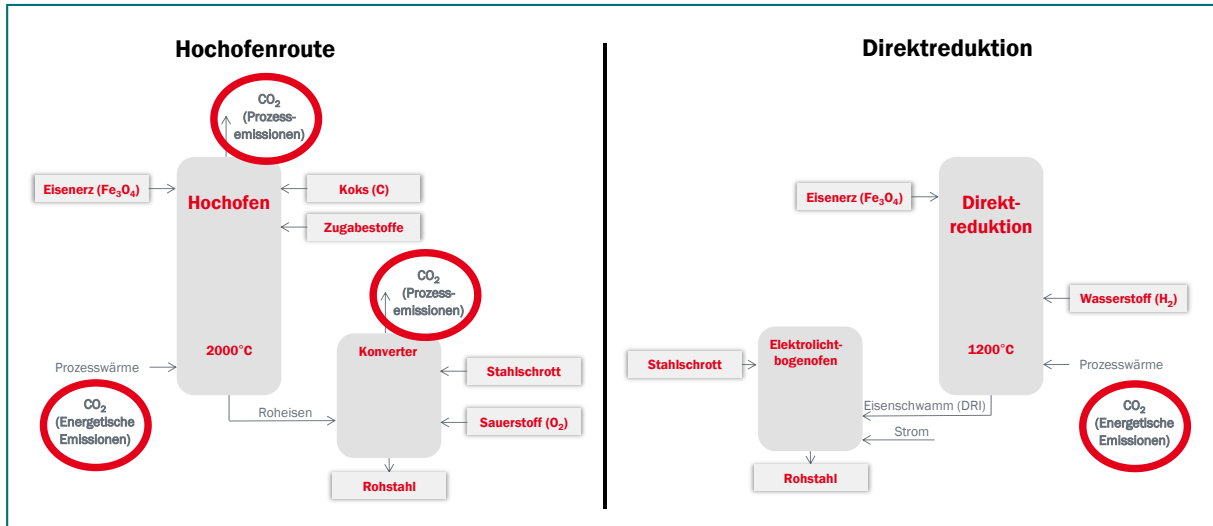


Abbildung 7 Emissionen Stahlproduktion; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Der Herstellungsprozess über die Direktreduktion kann die Prozessemissionen der Stahlherstellung komplett vermeiden und über den Einsatz von Wasserstoff, Biomasse und Strom auch die energetischen Emissionen. Von daher ist CCS für die Dekarbonisierung der Stahlproduktion nicht zwingend notwendig. CCS kann trotzdem zur Generierung negativer CO_2 -Emissionen eingesetzt werden, wenn Biomasse zur Erzeugung der Prozesswärme eingesetzt und das bei der Verbrennung entstehende biogene CO_2 abgetrennt und gespeichert wird.

Ammoniak

Für die Herstellung von Ammoniak (NH_3) über das Haber-Bosch-Verfahren werden Wasserstoff (H_2) und Stickstoff (N_2) benötigt (siehe Abbildung 8). Dafür wird der Stickstoff aus der Luft abgetrennt und der benötigte Wasserstoff derzeit in der Regel noch über die Dampfreformierung von Erdgas (CH_4) gewonnen. Als Prozessemission fällt das dabei entstehende CO_2 als reiner Volumenstrom an. Zusätzlich wird für den Synthesegasprozess und für die Ammoniaksynthese selbst Prozesswärme auf hohen Temperaturniveaus von bis zu $>1.000^\circ\text{C}$ benötigt, wobei energetische Emissionen entstehen.

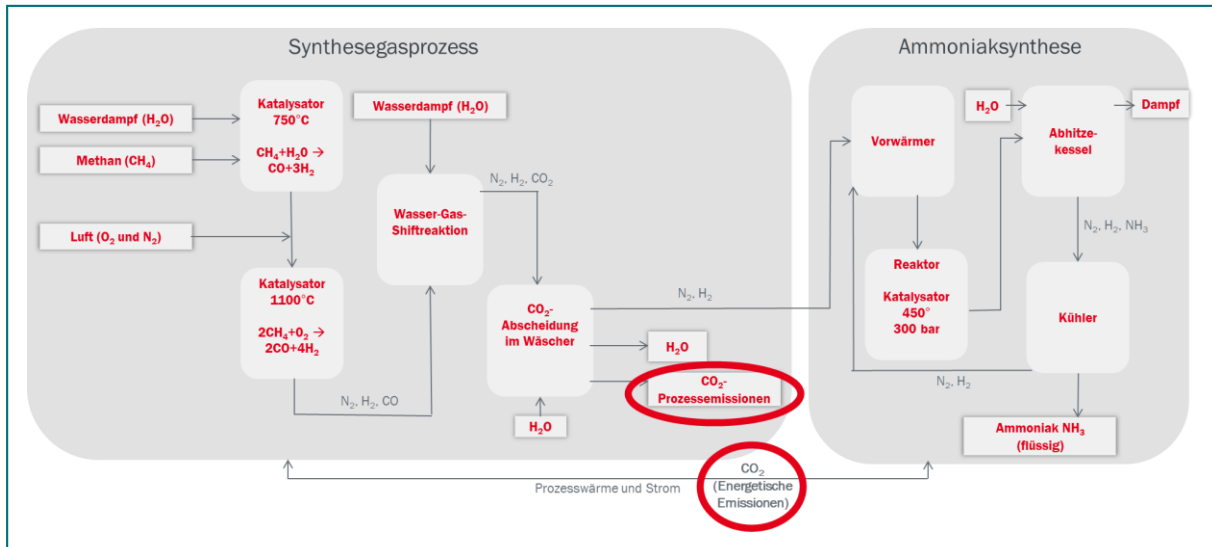


Abbildung 8 Emissionen Ammoniakproduktion; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Die Ammoniakherstellung lässt sich durch einen Energieträgerwechsel von fossiler auf erneuerbare Energie und den Einsatz von grünem statt grauem Wasserstoff komplett dekarbonisieren (Fasihi, M. et al., 2021). Der Synthesegasprozess würde damit wegfallen und durch Wasserstoff aus der Elektrolyse mit grünem Strom ersetzt werden. Der Stickstoff kann mittels einer Luftzerlegungsanlage gewonnen werden. Für die vollständige Dekarbonisierung der Ammoniakherstellung ist daher kein Einsatz von CCS notwendig. CCS kann trotzdem zur Generierung negativer CO₂-Emissionen eingesetzt werden, wenn Biomasse zur Erzeugung der Prozesswärme verwendet und das bei der Verbrennung entstehende biogene CO₂ abgeschieden und gespeichert wird.

Zement und Kalk

Bei der Zementproduktion wird sowohl Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau als auch elektrische Energie für die Mahlprozesse und den Antrieb der Drehöfen benötigt. Hier fallen typischerweise hohe energetische Emissionen an, die durch erneuerbaren Strom und biogene Energieträger vermieden werden können. Zusätzlich fällt beim Calcinieren des Kalksteins aber auch CO₂ als Prozessemission an. Der Kalkstein (CaCO₃) gibt beim Brennen CO₂ ab und wird dann als CaO im Zementklinker genutzt. Die chemische Reaktion ($\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$) ist daher verantwortlich für die Prozessemissionen (Abbildung 9). Dieser Anteil der Emissionen lässt sich vor allem dadurch verringern, dass weniger Zement hergestellt wird. Mit anderen Zementmischverhältnissen im Beton, also weniger Zementklinker im Beton (Cemsuisse, 2021), sowie mit dem sparsameren Einsatz von Beton können die Emissionen gesenkt, aber nicht vollständig vermieden werden. Solange Beton im großen Maße eingesetzt wird, werden Prozessemissionen daher bestehen bleiben. Die Kalkherstellung ist vom Prozess her sehr ähnlich wie die Zementherstellung, mit dem Unterschied, dass reiner Kalkstein eingesetzt wird. Beim Brennen des Kalks zerfällt der Kalkstein zu Kalk und CO₂.

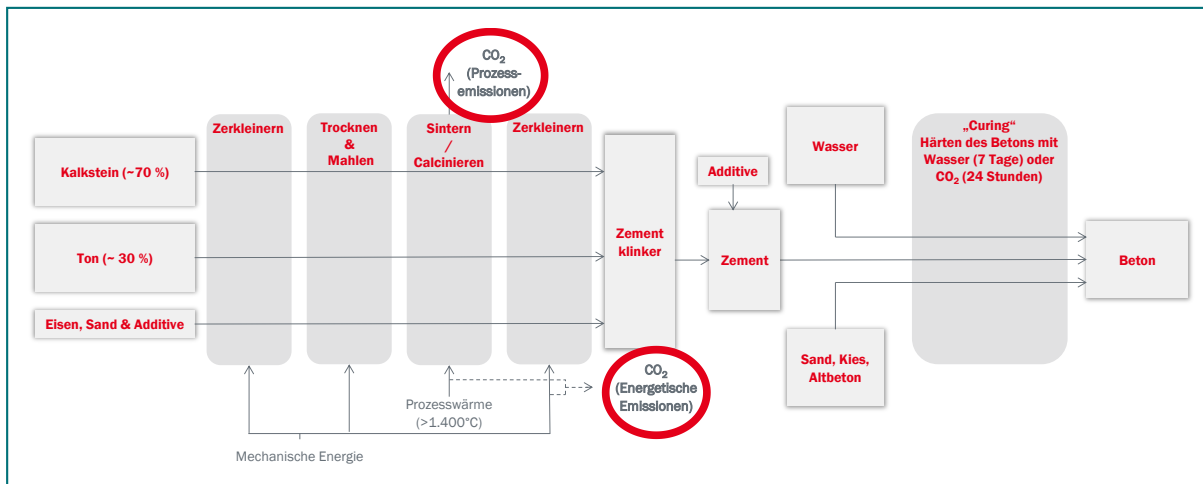


Abbildung 9 Emissionen Zementproduktion; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Um die Emissionen aus dem Bereich Zement (und Kalk) in den Griff zu bekommen, bestehen mehrere Ansätze. Zum einen wird versucht, Zementklinker durch andere Materialien (z. B. durch Schlacke aus der Eisen- und Stahlherstellung⁷) zu ersetzen, während zum anderen der Anteil an Zementklinker im Beton reduziert wird (Solidia, 2021). Parallel dazu bestehen Bemühungen, die energetischen Emissionen zu senken, indem niedrigere Temperaturniveaus gefahren werden und biogene Energieträger zum Einsatz kommen. Für eine vollständige Dekarbonisierung ist allerdings eine Abscheidung und Speicherung der Prozessemissionen notwendig. Zusätzlich könnten bei der Abscheidung der Prozessemissionen bei gleichzeitiger Abscheidung biogener Emissionen für die Prozesswärmebereitstellung negative Emissionen entstehen.

Sonstige Prozessemissionen

Im Umwandlungssektor sind vor allem Raffinerien und die Wasserstoffherstellung via Dampfreformierung von Methan Quellen für Prozessemissionen⁸. Während der Bedarf an Raffinerieprodukten bis 2050 stark absinken dürfte, besteht je nach Szenario noch größere Unsicherheit über die Menge an benötigtem Wasserstoff.

Bei der **Dampfreformierung** werden in einem ersten Schritt Wasserdampf und Methan zu Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid reformiert ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$). In einem zweiten Schritt wird Methan mit Sauerstoff ebenfalls zu Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff reformiert ($2\text{CH}_4 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CO} + 4\text{H}_2$). Das Kohlenstoffmonoxid wird anschließend in einer Wasser-Gas-Shiftreaktion unter Beigabe von Wasserdampf zu CO_2 und Wasserstoff reagiert ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$). Hierbei entstehen die CO_2 -Prozessemissionen (Abbildung 10). Wird Wasserstoff ohne CO_2 -Abscheidung aus Erdgas hergestellt, spricht man von „grauem Wasserstoff“. Wenn die Dampfreformierung mit CCS umgesetzt wird, spricht man von CO_2 -armem „blauem Wasserstoff“. Wasserstoff aus der Elektrolyse mit Einsatz von erneuerbarem Strom wird „grüner Wasserstoff“ genannt.

⁷ Dieser Ansatz senkt den Bedarf an Zementklinker, allerdings entsteht die eingesetzte Schlacke in der Stahlproduktion über die Hochofenroute, die ebenfalls große Mengen an CO_2 emittiert und dekarbonisiert werden muss. Wenn die Stahlproduktion beispielsweise mit Wasserstoffdirektreduktion und Lichtbogenöfen durchgeführt wird, entsteht keine Schlacke mehr, die als Klinkerersatz genutzt werden kann.

⁸ Prozessemissionen aus Glas-, Keramik-, Aluminium-, Zellstoff-, Papierproduktion sowie aus Industrierauflösung und sonstigen wurden hier nicht betrachtet.

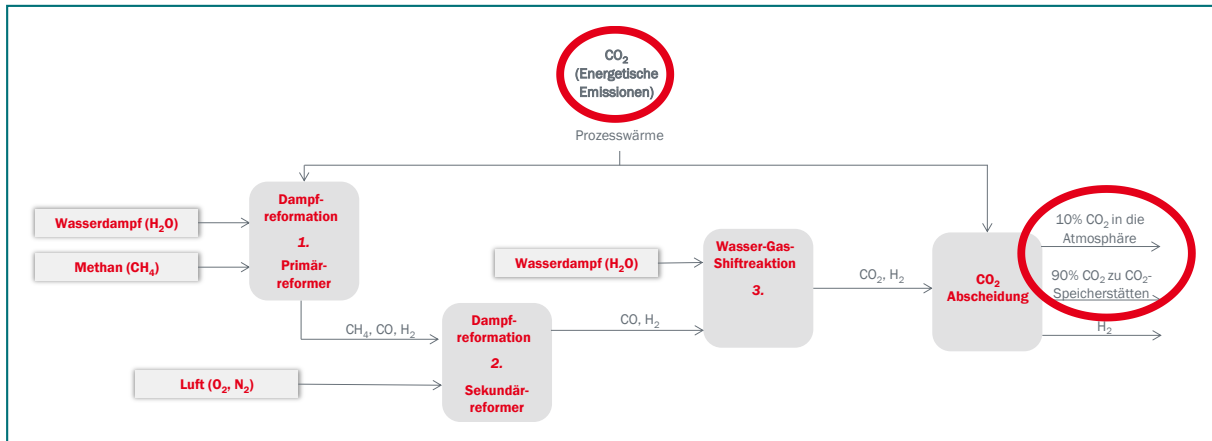


Abbildung 10 Emissionen bei der Dampfreformierung; Quelle: eigene Abbildung

© Prognos AG 2021

Grundsätzlich ist es möglich, mit der Dampfreformierung und anschließender Abscheidung und Speicherung negative CO_2 -Emissionen zu erzeugen, wenn biogenes Methan reformiert wird. Dafür wird allerdings biogenes Methan benötigt, welches aus dem Biogas (Methan und CO_2 -Gemisch) aufbereitet werden muss. Die Biogasherstellung aus Gülle geschieht in der Regel sehr dezentral und ist daher nicht gut geeignet für Transport- und Aufbereitungsschritte in einer zentralen Dampfreformierungsanlage mit Abscheideeinheit. Bei der Biogasgewinnung aus fester Biomasse belastet ein zusätzlicher Umwandschritt die Effizienz der Wasserstoffgewinnung. Es ist daher plausibler, dass das Biogas aus Gülle dezentral (z. B. in kleinen KWK-Anlagen) und die feste Biomasse in zentralen BECCS-Anlagen zur Generierung von Strom, Wärme und negativen Emissionen genutzt wird (siehe Kapitel Abscheidung biogenes CO_2).

Zwischenfazit

Die Produktion von Rohstahl hat ein großes Potenzial für eine nahezu vollständige Dekarbonisierung über die Direktreduktion mit Wasserstoff (Salzgitter AG, 2021), (SSAB, LKAB, Vattenfall, 2021). Hier kann davon ausgegangen werden, dass bei ernsthaften Bestrebungen zur Klimaneutralität die Emissionen der Stahlwerke in ihrer jetzigen Form als Punktquellen deutlich zurückgehen werden. In der Grundstoffchemie bestehen Möglichkeiten, die Ammoniakproduktion mit CO_2 -neutralem Wasserstoff umzusetzen. Für andere Produkte der Grundstoffchemie könnte eine Kreislaufwirtschaft mit hohen Recyclingraten die Menge an Prozessemissionen und den Energiebedarf signifikant senken. Im Zement- und Kalkbereich ist vorerst davon auszugehen, dass die benötigte Menge an Beton nicht vollständig von der Produktion von Zementklinker entkoppelt werden kann. Sofern daher keine alternativen Baustoffe Beton großflächig verdrängen, wird der Einsatz von CCS oder ein Ausgleich durch negative Emissionen langfristig nötig sein.

Bei CO_2 -Prozessemissionen handelt es sich in der Regel um Emissionen fossilen oder geogenen Kohlenstoffs. Eine Abscheidung und Speicherung führt in diesen Fällen daher maximal zu einer Vermeidung von Emissionen, aber nicht zu negativen Emissionen. Negative CO_2 -Emissionen können dann erreicht werden, wenn beispielsweise die Prozesswärme für industrielle Prozesse aus biogenen Energieträgern bereitgestellt wird, deren Emissionen ebenfalls abgeschieden und gespeichert werden, sodass insgesamt bilanziert negative CO_2 -Emissionen erreicht werden. Die Möglichkeiten der Abscheidung biogener CO_2 -Emissionen an Punktquellen werden im folgenden Kapitel Abscheidung biogenes CO_2 näher betrachtet.

Abscheidung biogenes CO₂

Die Biomasseverbrennung mit anschließender CO₂-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) lässt sich generell in drei Prozessschritte einteilen:

1. **Biomasse:** Energiepflanzen (z. B. Kurzumtriebsplantagen = KUP oder NawaRo = Nachwachsende Rohstoffe) wandeln atmosphärisches CO₂ mittels Photosynthese in Biomasse um.
2. **Energieumwandlung:** Feste bzw. gasförmige Biomasse wird z. B. für Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.
3. **CCS:** Das biogene CO₂ wird abgeschieden, komprimiert, transportiert und in geeigneten geologischen CO₂-Speichern verpresst.

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen exemplarisch die komplette **BECCS-Wertschöpfungskette** vom Anbau der Biomasse (in Grün) bis hin zur CO₂-Abscheidung (in Rot) jeweils für den Einsatz von gasförmiger Biomasse (z. B. NawaRo, Abbildung 11) und für den Einsatz fester Biomasse (z. B. KUP, Abbildung 12).⁹

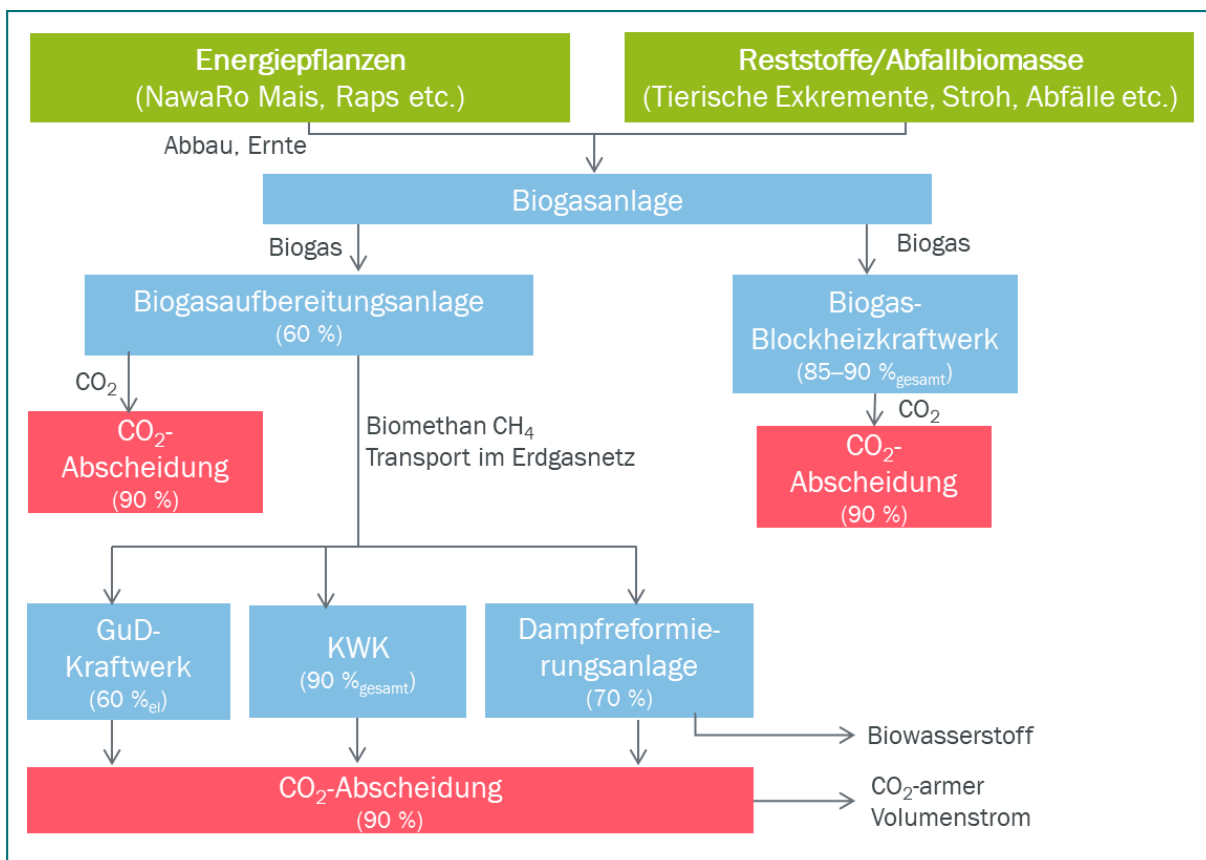


Abbildung 11 BECCS-Wertschöpfungskette gasförmige Biomasse; Quelle: eigene Darstellung
Hinweis: Energetischer Wirkungsgrad in Klammern

© Prognos AG 2021

Im ersten Schritt wird die Biomasse angebaut, geerntet, weiterverarbeitet und anschließend zu den Umwandlungsanlagen transportiert (in Grün). Im Umwandlungsschritt (in Blau) wird die Biomasse entweder zur Wärme- und Strom- oder zur Wasserstoffproduktion eingesetzt. Das bei der Umwandlung entstehende

⁹ Der BECCS-Pfad über Bioethanolanlagen (Biomass to Liquid – BtL) wurde in diesem Gutachten nicht betrachtet.

CO₂ kann abgeschieden (in Rot) und zur langfristigen Speicherung (BECCS) oder für die Produktion neuer Produkte (BECCU/BECCUS) genutzt werden.

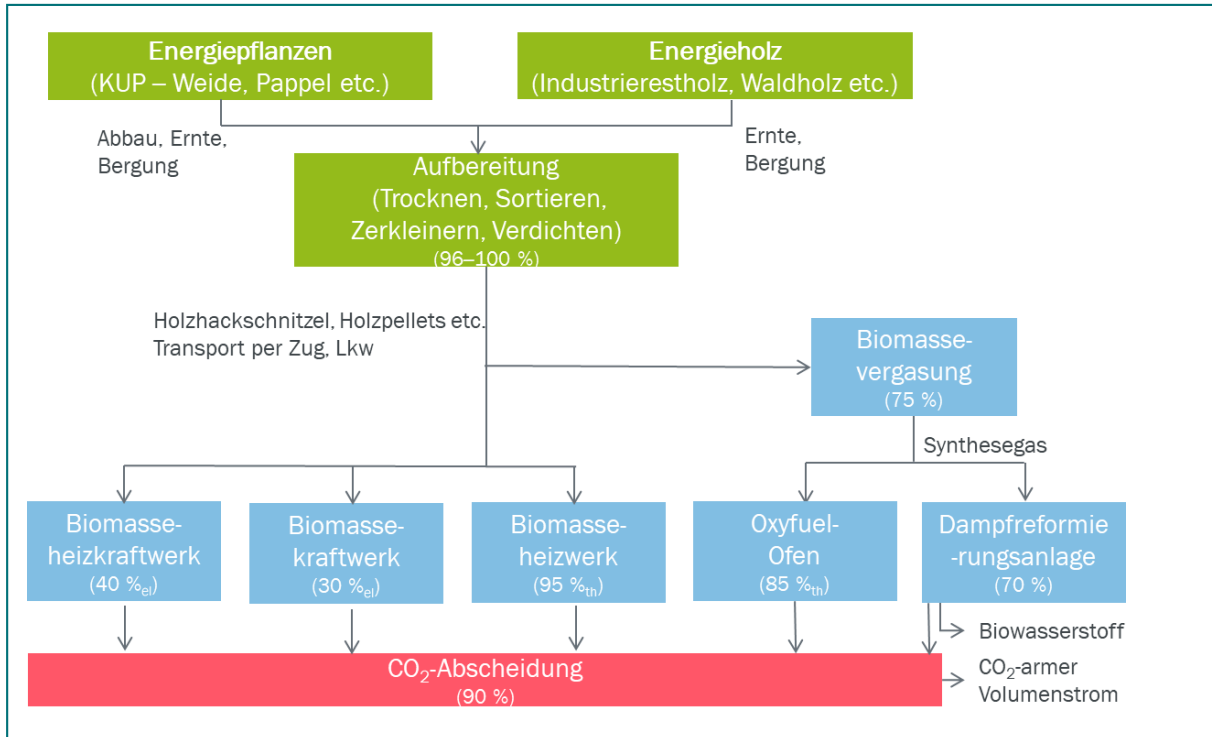


Abbildung 12 BECCS-Wertschöpfungskette feste Biomasse; Quelle: eigene Darstellung
Hinweis: Energetischer Wirkungsgrad in Klammern

© Prognos AG 2021

Um in Zukunft negative CO₂-Emissionen durch BECCS zu erzielen, stellt sich die Herausforderung, welche **Biomasseart** dafür im Energiesystem am effizientesten und kostengünstigsten eingesetzt werden kann. Für den Einsatz fester Biomasse spricht, dass der Biomassetransport per Lkw oder Zug durchgeführt und somit eine etablierte und flexible Transportlogistik genutzt werden kann, wohingegen das Biogas oder das veredelte Biomethan hauptsächlich per Pipeline transportiert wird und je nach zukünftigem Einsatzort eine neue mit Kosten verbundene Pipelineinfrastruktur aufgebaut werden müsste. Dazu kommt, dass die derzeitigen rund 9.000 Biogasanlagen dezentral in Deutschland verteilt sind (DBFZ, 2017). Entweder könnte direkt an den sehr kleinen Standorten das bei der Biogasaufbereitung frei werdende CO₂ abgeschieden werden oder das Biogas wird zu den großen Nachfragestandorten transportiert. Dort kann das Biogas zentral aufbereitet und das CO₂ abgeschieden werden. Problematisch bei der CO₂-Abscheidung vor Ort ist, dass das CO₂ in sehr kleinen Mengen anfällt, somit einerseits die Abscheidung mit hohen spezifischen Kosten verbunden ist und andererseits ein kleinteiliges CO₂-Transportnetz notwendig wird. Dies ist wiederum ein Vorteil für die Verwendung fester Biomasse, wobei die feste Biomasse in Form von Holzhackschnitzeln einfach gelagert und transportiert und je nach Einsatzort flexibel eingesetzt werden kann.

Zudem hat der Pfad der festen Biomasse über die Biomassevergasung, die Verbrennung des Synthesegases in einem Oxyfuelofen für Hochtemperaturwärmeprozesse in der Industrie und die anschließende CO₂-Abscheidung einen hohen energetischen Gesamtwirkungsgrad von rund 55%. Im Vergleich dazu weist der Pfad der gasförmigen Biomasse über die Biogasaufbereitung, den Einsatz in einer KWK-Anlage und die anschließende CO₂-Abscheidung einen Wirkungsgrad von nur rund 49% auf. Der Energieertrag pro Fläche

liegt bei beiden Biomassearten bei rund 50 MWh/ha/a und ist somit kein Argument für eine der beiden Biomassearten (DBFZ, 2015).

Generell sind die oben genannten Punkte für den energetischen Einsatz einer Biomasseart ein Einstieg in die bevorstehenden Diskussionen, wenn in Zukunft BECCS großskalig im Energiesystem eingesetzt werden soll. Die detaillierte Betrachtung der gesamten BECCS-Wertschöpfungskette bedarf noch tiefergehender Analysen und geht über die Aufgabenstellung in diesem Gutachten hinaus.

Durch das Ziel der THG-Neutralität in Deutschland und in Europa müssen über alle Sektoren netto-null THG-Emissionen erreicht werden. Dabei nimmt die **energetische Biomassenutzung** als erneuerbarer Energieträger eine entscheidende Rolle ein. Studien wie „Klimaneutrales Deutschland“ ((Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020) (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021)) nehmen eine Verlagerung der energetischen Biomassenutzung an. Hierbei verschiebt sich die Nutzung der Biomasse weg von der direkten Verstromung hin zur direkten Wärmeanwendung in der Industrie. Dabei findet aus den oben genannten Gründen eine Verlagerung von gasförmiger zu fester Biomasse in der energetischen Nutzung statt (Abbildung 13).

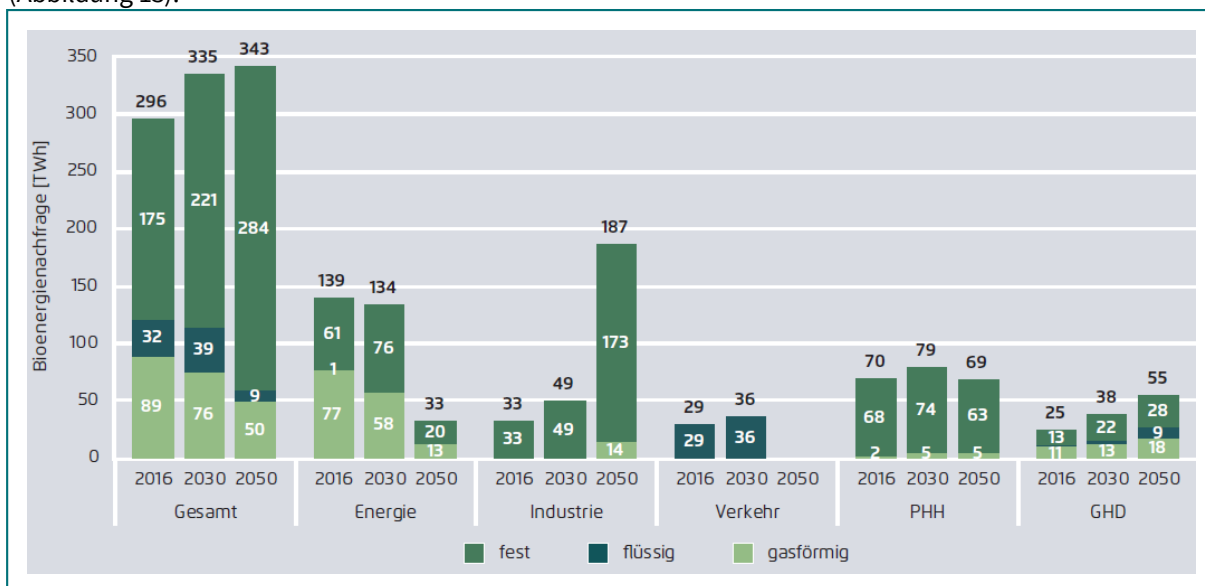


Abbildung 13 Energetischer Biomasseeinsatz in den Sektoren (in TWh)
Quelle: (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020)

© Prognos AG 2021

Insbesondere im **Industriesektor** kann die Biomasse sowohl zur Dekarbonisierung beitragen als auch negative CO₂-Emissionen durch BECCS erzeugen. Studien wie (Fuss, S., Johnsson, F., 2021), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020) und (Rosa, L. et al., 2021) zeigen, dass besonders die Stahl-, Chemie- und Zementproduktion günstige Standorte für die Abscheidung biogener CO₂-Emissionen sind. Dabei können Holzhackschnitzel in einem Vergaser zu einem Synthesegas umgewandelt werden. Das Synthesegas kann als biogener Kohlenstofflieferant für die metallurgischen Prozesse und als Wärmelieferant für Hochtemperaturprozesse dienen. Für die Prozesswärmebereitstellung mit sehr hohen Temperaturen (>1.000°C), wie dies bei der Stahl-, Chemie- und Zementproduktion der Fall ist, ist das Oxyfuel-Verfahren geeignet. Dabei wird das Synthesegas in einem Oxyfuelofen verbrannt und das CO₂ anschließend abgeschieden.

Derzeit gibt es in Europa drei Projekte, die biogene Emissionen abscheiden und langfristig geologisch speichern (Tabelle 3).

Projekt	DRAX	Fortum MVA	Stockholm Exergi AB
Land	England	Norwegen	Schweden
Prozess	Stromerzeugung	Müllverbrennungsanlage*	Strom- und Wärmeproduktion
Geplante Kapazität MtCO ₂ /a	-4 bis -16	-0,4	-2
CO ₂ -Speicherort	Südliche Nordsee	Norwegische Nordsee – Northern Lights	Norwegische Nordsee – Northern Lights

Tabelle 3 BECCS-Projekte in Europa

© Prognos AG 2021

* MVA = Müllverbrennungsanlagen – mit CCS CO₂-Vermeidung des fossilen Mülls und CO₂-Entnahme durch den biogenen Müllanteil

Quellen: (Drax, 2021), (Fortum, 2021), (Stockholm Exergi, 2021)

Für den zukünftigen Einsatz der Biomasse im Energiesystem ist zu beachten, dass das **nachhaltige Biomassepotenzial** begrenzt ist (343 TWh in 2050 (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020)) und somit abgewogen muss, in welchem Sektor Biomasse am effizientesten eingesetzt werden kann. Dafür bedarf es einer **Biomassestrategie**, die für den zukünftigen Biomasseeinsatz eine Richtung vorgibt.

4.2 CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre

Im Gegensatz zur CO₂-Abscheidung an Punktquellen wird bei der direkten Abscheidung aus der Umgebungsluft CO₂ direkt aus der Atmosphäre abgeschieden (Direct Air Carbon Dioxide Capture – DAC¹⁰). Das abgeschiedene CO₂ kann z. B. für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen genutzt (Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation – DACCU), langfristig in z. B. Baustoffen (Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage – DACCUS) oder dauerhaft geologisch gespeichert werden (Direct Air Carbon Capture and Storage – DACCS). Die Prozesse DACCS und DACCUS können zu negativen CO₂-Emissionen führen.

Technische Analyse

Der DAC-Abscheidungsprozess läuft generell in den drei Prozessschritten ab:

1. Die Umgebungsluft wird mittels Ventilatoren zu dem Sorptionsmittel geleitet.
2. Das CO₂ aus der Umgebungsluft wird mittels ab- oder adsorbierender Substanzen gebunden.
3. Die Abtrennung des CO₂ vom Sorbent erfolgt durch Zufuhr thermischer Energie.
Das Sorptionsmittel steht nach der Regenerationsphase für einen erneuten Zyklus bereit.

Grundsätzlich können die aktuellen DAC-Anlagen in ab- und adsorptionsbasierte Prozesse eingeteilt werden, wobei diese sich vor allem in der Wahl des Sorptionsmittels (flüssig oder fest), der Art der Regeneration und dadurch auch im benötigten Temperaturniveau unterscheiden.

¹⁰ Streng genommen müsste die Abkürzung für Direct Air Carbon Capture DACCLauten. Da sowohl in der untersuchten Literatur als auch in diesem Exkurs nur die Abscheidung von CO₂ betrachtet wird und keine anderen THG-Emissionen, wird hier DAC als Abkürzung für Direct Air Carbon Capture verwendet.

Absorptionsbasiertes Hochtemperatur-DAC-Verfahren

Bei der CO₂-Abscheidung mittels eines Absorptionsverfahrens wird ein wässriges Absorptionsmittel verwendet, das mit dem gering konzentrierten CO₂ (aktuell rund 420 ppm (NOAA, 2021)) aus der eingesaugten Luft reagiert. Aufgrund der starken CO₂-Bindungsaffinität werden typischerweise Lösungsmittel auf Hydroxidbasis (Natriumhydroxid (NaOH), Kaliumhydroxid (KOH) oder Kalziumhydroxid (Ca(OH)₂)) eingesetzt. Abbildung 14 zeigt den absorptionsbasierten Prozess von Carbon Engineering mit einer anschließenden Calcinierung.

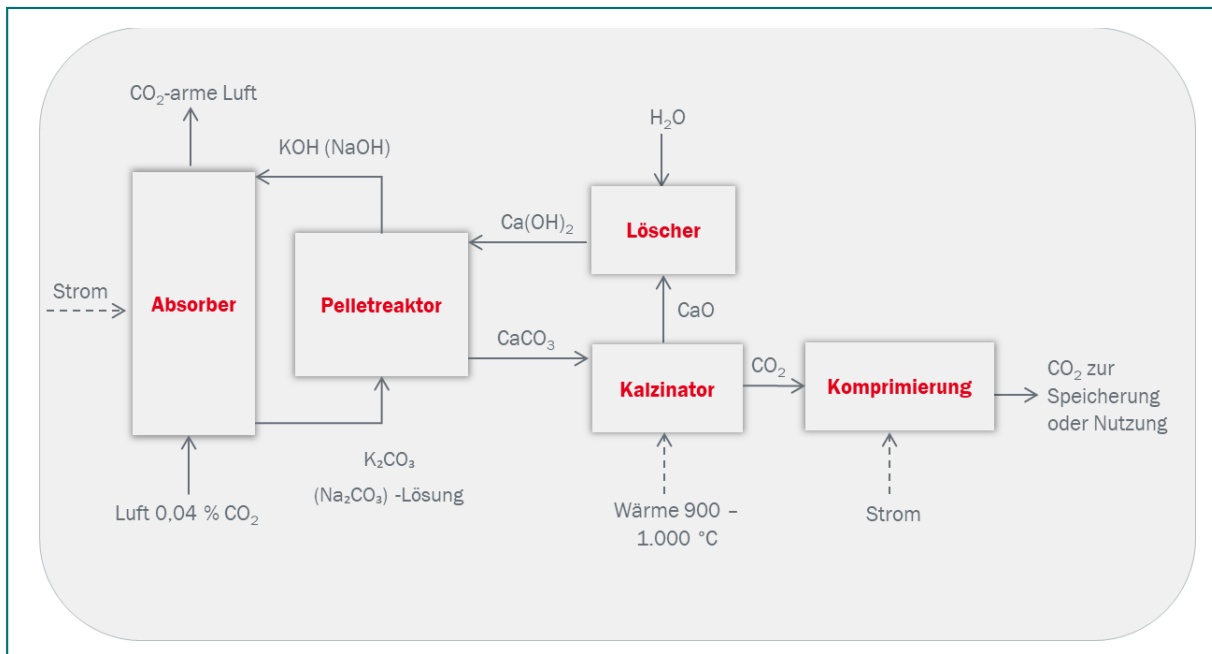


Abbildung 14 Prozessschritte absorptionsbasiertes Hochtemperatur-DAC-Verfahren; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021

KOH = Kaliumhydroxid, NaOH = Natriumhydroxid, K₂CO₃ = Kaliumkarbonat, Na₂CO₃ = Natriumcarbonatlösung, CaCO₃ = Calciumcarbonat, CaO = Calciumoxid, Ca(OH)₂ = Calciumhydroxid

Im Pelletreaktor wird das Kaliumkarbonat (K₂CO₃) unter Hinzugabe von Calciumhydroxid (Ca(OH)₂) umgewandelt in Kaliumhydroxid (KOH), das im Absorber als Sorptionsmittel dient, und in Calciumcarbonat (CaCO₃). Das Calciumcarbonat wird im Kalzinator durch das Hinzufügen thermischer Energie in Calciumoxid (CaO) und CO₂ getrennt. Das CaO wird anschließend in einem Löscher zu Calciumhydroxid hydratisiert, das für den ersten Prozess im Pelletreaktor wieder benötigt wird. Der reine CO₂-Volumenstrom kann danach komprimiert und zur Speicherung oder Nutzung transportiert werden. Für den Prozess im Kalzinator ist ein großer thermischer Energieaufwand mit sehr hohen Temperaturen von 900 bis 1.000 °C erforderlich. Die hohen Temperaturen werden bei der Anlage von Carbon Engineering derzeit noch über Erdgasverbrennung erreicht.

Absorptionsbasiertes Niedrigtemperatur-DAC-Verfahren

Die CO₂-Abscheidung in einer adsorptionsbasierten DAC-Anlage basiert auf den wiederholenden Zyklen von Adsorption und Regeneration (siehe Abbildung 15). Bei der organisch-chemischen Adsorption wird das CO₂ an ein festes Adsorptionsmittel gebunden (z. B. poröses Granulat mit Aminverbindungen an der Oberfläche). Die Abtrennung des CO₂ vom festen Sorptionsmittel in der zweiten Phase der Regeneration erfolgt in einem

Vakuum und einer Umgebungstemperatur von rund 100 °C (TVSA = Temperature Vacuum Swing Adsorption). Abbildung 15 bildet den Abscheidungsprozess einer DAC-Anlage von Climeworks ab.

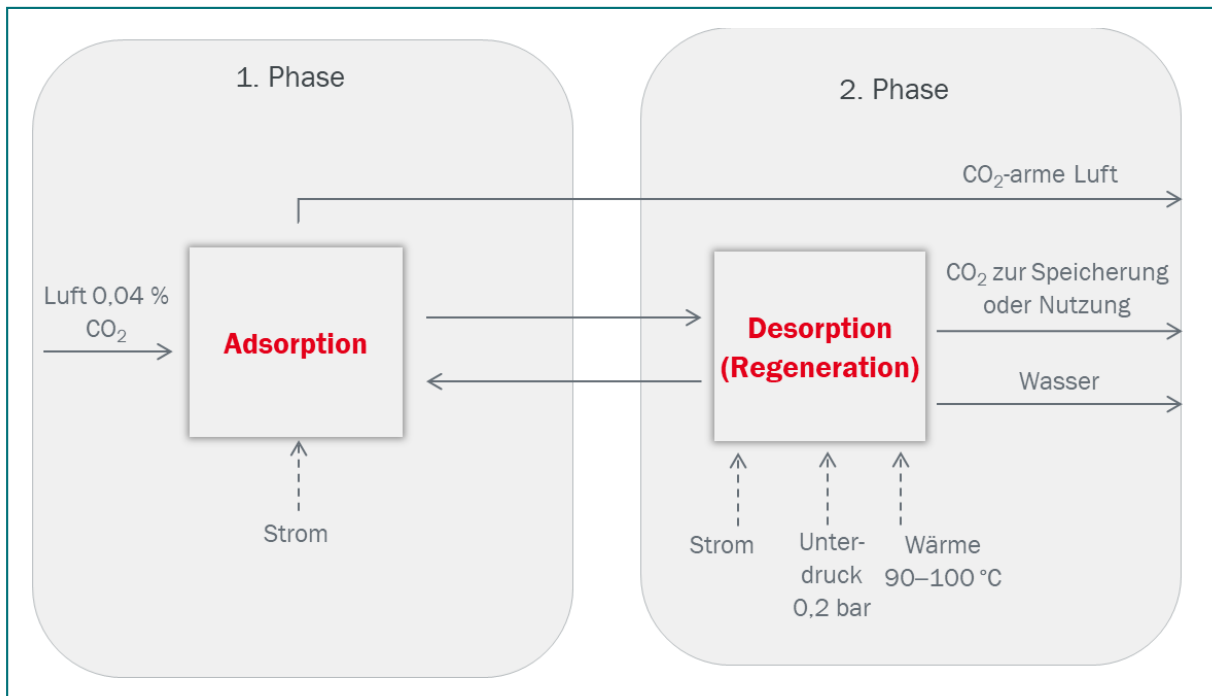





Abbildung 15 Prozessschritte adsorptionsbasiertes Niedrigtemperatur-DAC-Verfahren; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021

Zusätzlich zum thermischen Energiebedarf wird sowohl für das adsorptionsbasierte als auch für das absorptionsbasierte Verfahren elektrische Energie für die Ventilatoren benötigt, um Luft in die Anlage zu bewegen, um die Flüssigkeitspumpen zu betreiben, sowie für die Anlagenführung und für die CO₂-Komprimierung. Neben Climeworks und Carbon Engineering ist Global Thermostat aus den USA ein weiterer DAC-Hauptakteur. Tabelle 4 zeigt einen Vergleich mit den wesentlichen Eigenschaften.

	Adsorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage		Absorptionsbasierte Hochtemperatur-DAC-Anlage
Unternehmen	 CLIMEWORKS	 Global Thermostat	 Carbon Engineering
Land	Schweiz/Deutschland	USA	Kanada
Gründungsjahr	2009	2010	2009
Prozess	TVSA	TVSA	Wäscher und Kalzinierung
Temperaturen °C	80–120 °C	105–130 °C	900 °C
Aktuell installierte Abscheidekapazitäten tCO ₂ /a	~ 1.000	~ 1.000	~ 365

	Adsorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage		Absorptionsbasierte Hochtemperatur-DAC-Anlage
Wärmequelle	Geothermie, Abwärme Müllverbrennungsanlage	Industrieanlagen und Solarparks	Erdgasverbrennung mit CCS

Tabelle 4 Weltweite DAC-Hauptakteure; TVSA = Temperature Vacuum Swing Adsorption;
Quellen: (Climeworks, 2021), (Global Thermostat, 2021), (Carbon Engineering, 2021)

© Prognos AG 2021

Gemäß der IEA gibt es derzeit 15 DAC-Projekte weltweit mit einer Gesamtkapazität von 9.000 t/a (IEA, 2019). In Deutschland arbeitet das ZSW im Projekt CORAL an einer DAC-Anlage (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020) und in Finnland forscht ein Projektkonsortium aus VTT und der Universität LUT an einer DAC-Pilotanlage (Bajamundi et al., 2019).

Energiebedarfsanalyse

Voraussetzung für die Erzeugung negativer Emissionen ist, dass der benötigte Energiebedarf aus erneuerbaren Quellen stammt, da ansonsten bei der Energieerzeugung für den DAC-Prozess CO₂-Emissionen anfallen und die Bilanz der Abscheidung sich verschlechtert oder gegebenenfalls sogar mehr Emissionen in die Atmosphäre gelangen als abgeschieden werden (Deutz, S., Bardow, A., 2021). Vor allem die niedrige CO₂-Konzentration in der Luft führt zu einem sehr hohen Energiebedarf. CO₂ kommt in der Umgebungsluft nur in sehr verdünnter Form von rund 420 ppm vor (im Vergleich dazu beträgt die Konzentration in den Abgasen aus einem Kohlekraftwerk bis zu 150.000 ppm).

Der thermische Energiebedarf macht mit rund 80 % den Großteil des Energieverbrauchs aus. 20 % entfallen auf den elektrischen Energiebedarf. Abbildung 16¹¹ stellt die große Bandbreite des Energiebedarfs sowohl für die Niedrigtemperaturen (links) über die Zeit als auch für die Hochtemperatur-DAC-Anlagen (rechts) dar. Da die Mehrheit der herangezogenen Literatur aktuelle Energiebedarfe analysiert und diese nicht in der Zukunft betrachtet, besteht für 2020 eine größere Bandbreite als für 2030 bzw. 2040.

¹¹ Im Anhang A befindet sich eine komplette Liste der herangezogenen Literatur mit weiteren Angaben zum jeweiligen DAC-Prozess.

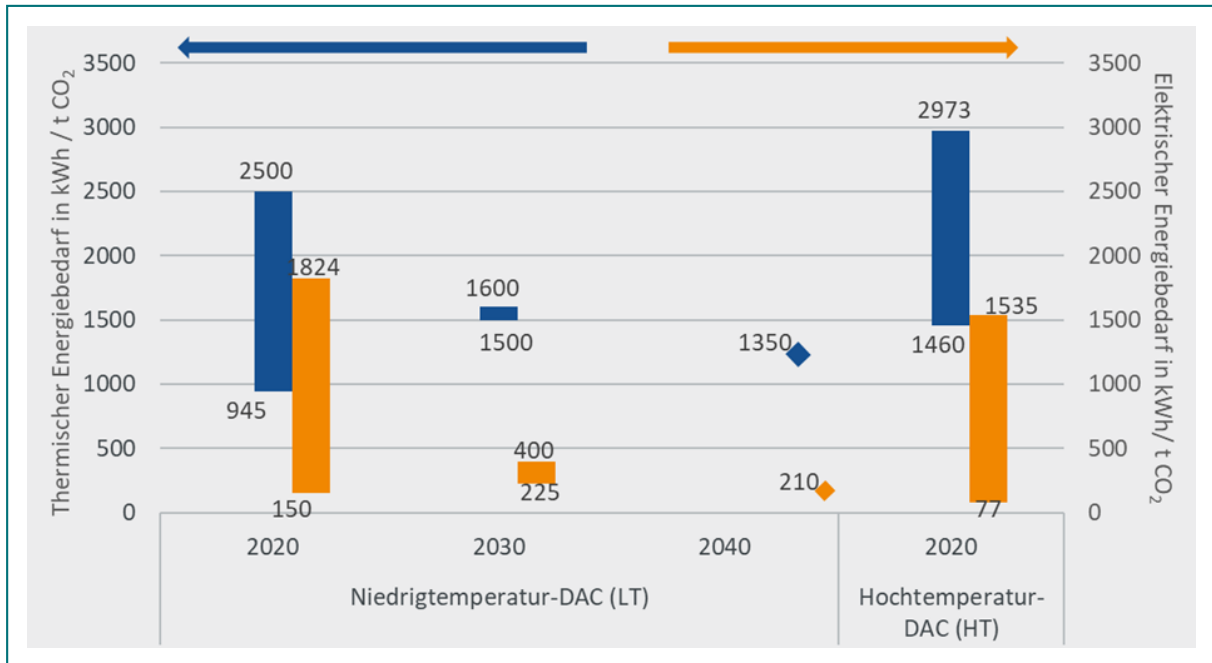


Abbildung 16 Energiebedarf thermisch und elektrisch für DAC-Anlagen

© Prognos AG 2021

Quellen absorptionsbasierte DAC-Anlage: (Scolow et al., 2011), (Mazotti et al., 2013), (Keith et al., 2018), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (Carbon Engineering, 2021)

Quellen adsorptionsbasierte DAC-Anlage: (Ping et al., 2018), (Roestenberg et al., 2015), (House et al., 2011), (Fasihi et al., 2017), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020), (Bajamundi et al., 2019), (Climeworks, 2021)

Der Vorteil der Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen liegt vor allem darin, dass für die Abscheidung Temperaturen von nur rund 80–120 °C benötigt werden. Das Temperaturniveau kann entweder durch die Abwärme von Industrie- und Kraftwerksanlagen oder von Hochtemperatur-Wärmepumpen bereitgestellt werden. Beim Einsatz von Wärmepumpen benötigen die Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen keine externe Wärmequelle und können vollständig mit Strom versorgt werden. Dies führt zu einer hohen Flexibilität in der Standortwahl. Zudem ermöglichen die niedrigeren Betriebstemperaturen kleinere, modulare Anlagen und eine erhöhte Flexibilität des Betriebes. Damit könnten adsorptionsbasierte DAC-Anlagen potenziell besser für die Integration in ein Energiesystem geeignet sein, das hauptsächlich mit variablen erneuerbaren Energien läuft. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die Variabilität des Betriebs – und damit niedrigere Nutzungsraten – zu zusätzlichen Kosten führen könnte.

Kostenanalyse

Für die Abscheidungskosten von Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen ergibt sich aus der bestehenden Literatur eine große Kostenbandbreite zwischen 113 und 1.000 Euro pro abgeschiedene Tonne CO₂. Die Kostenbandbreite für Hochtemperatur-DAC-Anlagen ist etwas geringer und liegt zwischen 85 und 465 Euro pro abgeschiedene Tonne CO₂ (siehe Abbildung 17¹²). Die Kosten für den CO₂-Transport und die CO₂-Speicherung sind hierbei nicht berücksichtigt.

¹² Im Anhang B befindet sich eine komplette Liste der betrachteten Literatur mit weiteren Kostenangaben zum jeweiligen DAC-Prozess.

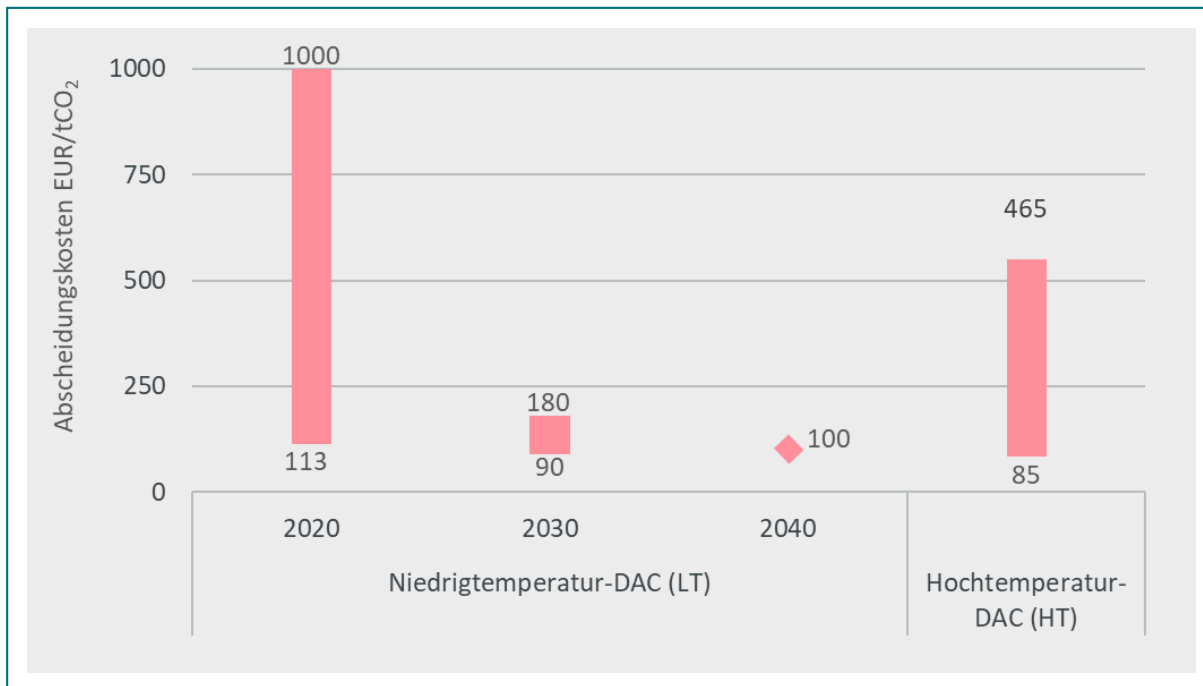


Abbildung 17 Abscheidungskosten DAC

© Prognos AG 2021

Quellen absorptionsbasierte DAC-Anlagen: (Scolow et al., 2011), (Mazotti et al., 2013), (Keith et al., 2018), (NASEM, 2019), (Carbon Engineering, 2021), (Fasihi et al., 2019)

Quellen adsorptionsbasierte DAC-Anlage: (Ping et al., 2018), (Roestenberg et al., 2015), (Fasihi et al., 2017), (House et al., 2011), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020), (Climeworks, 2021), (Bajamundi et al., 2019)

Aufgrund der unterschiedlichen Randbedingungen lassen sich die angegebenen Kosten in der Literatur nur bedingt miteinander vergleichen, da sich die Abscheideprozesse stark unterscheiden (Auswahl des Sorptionsmittels, Energiezufuhr, CAPEX-Annahmen etc.) und außerdem einige Studien die gegenwärtigen, andere hingegen die zukünftigen Abscheidungskosten betrachten. So ermitteln z. B. (Keith et al., 2018) nicht die Kosten für die derzeitige Pilotanlage, sondern die zukünftigen Kosten für eine im kommerziellen Maßstab laufende absorptionsbasierte DAC-Anlage.

Um die möglichen Kostendegressionen besser einschätzen zu können, wird mittels einer **Sensitivitätsanalyse** für die Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen untersucht, welche Parameter den größten Einfluss auf die Abscheidungskosten haben (Abbildung 18). Der Basisfall bildet dabei die Kosten für eine derzeitige Niedrigtemperatur-DAC-Anlage (basierend auf Angaben von Climeworks) ab, bei der die Wärmeversorgung mittels einer Wärmepumpe erzeugt wird. Vom Basisfall ausgehend wird jeder Parameter auf ein extremes Niveau verändert, um den Einfluss auf die Gesamtkosten zu berechnen.

Die folgenden Veränderungen wurden für die jeweiligen Kostenparameter durchgeführt:

1. Betriebsstundenerhöhung auf 8.000 VLH → Reduktion der Abscheidungskosten um –44 %
2. CAPEX –50 % → Reduktion der Abscheidungskosten um –40 %
3. Strompreis –90 % → Reduktion der Abscheidungskosten um –17 %
4. WACC senken auf 3,5 % → Reduktion der Abscheidungskosten um –20 %
5. Strombedarf –50 % → Reduktion der Abscheidungskosten um –10 %

6. Lebensdauer auf 30 Jahre → Reduktion der Abscheidungskosten um –4 %

Abbildung 18 legt dar, dass die Betriebsstunden und die Investitionskosten den größten Einfluss auf die Abscheidungskosten haben. Zusätzlich zeigt Abbildung 18, dass die Investitionskosten (CAPEX) zu zwei Dritteln der größte Kostenfaktor und zu einem Drittel die laufenden Kosten (OPEX) und die Energiekosten sind. Daher ist für die Kostendegression einer DAC-Anlage notwendig, die Investitionskosten zu reduzieren und die DAC-Anlage mit hohen Volllaststunden im Jahr laufen zu lassen.

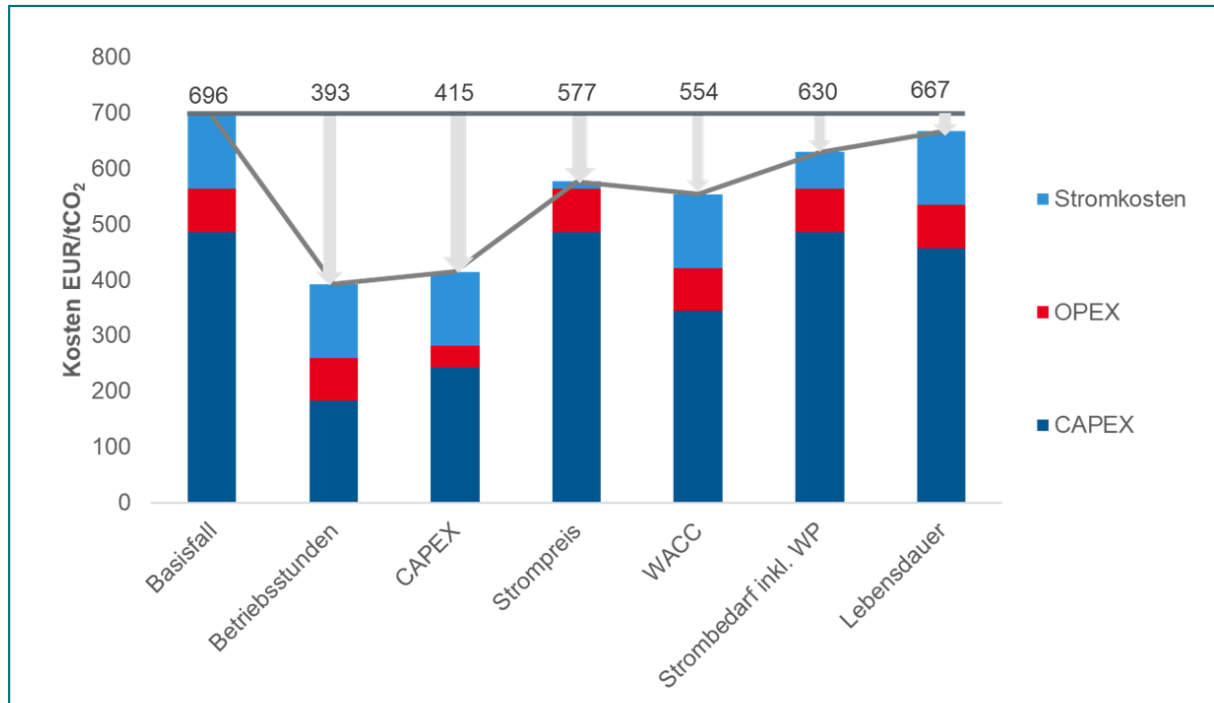


Abbildung 18 Sensitivitätsanalyse Niedrigtemperatur-DAC-Anlage; Quelle: eigene Darstellung 2021

© Prognos AG

Basisfall: CAPEX = 1.940 EUR/tCO₂; Strombedarf gesamt inklusive Wärmepumpe = 1.327 kWh; COP = 3; Lebensdauer = 25 Jahre, Betriebsstunden = 3.000 h; Strompreis = 0,10 EUR/kWh_{el}; WACC = 7 %

Die Erhöhung der Betriebsstunden ist davon abhängig, wie die DAC-Anlagen zukünftig ins Energiesystem integriert werden und wie viel erneuerbare Stromkapazitäten für DAC verfügbar sind. Grundsätzlich zeigt Abbildung 18, dass die Abscheidungskosten stark reduziert werden, je höher die Betriebslaufzeiten der DAC-Anlagen sind. Daraus lässt sich schließen, dass die DAC-Anlagen eher für einen Volllastbetrieb ausgelegt sind und damit aus Kostensicht keinen netzdienlichen Betrieb einnehmen sollten.

Die Energiekosten ergeben sich bei Niedrigtemperaturen-DAC-Anlagen durch die Entwicklung des Strombedarfs und des Strompreises. Langfristig kann angenommen werden, dass durch den stetigen Zuwachs der erneuerbaren Energien ins Energiesystem und den stetig sinkenden LCOE für PV und Wind die Energiekosten sinken werden (Nemet, G. et al., 2018).

Gerade bei den Investitionskosten besteht großes Kostendegressionspotenzial. Es können langfristig durch den modularen Aufbau von LT-DAC-Anlagen (z. B. Climeworks) und durch DAC-Anlagen mit größeren Kapazitäten Skaleneffekte aufgrund einer Massenproduktion (automatisierte Fertigung) erreicht werden. Zusätzlich bestehen beim Filtermaterial und beim Sorptionsmittel Effizienzpotenziale (größere Kapazitäten, längere Lebensdauer, geringerer Materialeinsatz). (Breyer et al., 2019), (McQueen, N., et al., 2021) und

(Nemet, G.F., Brandt A.R., 2012) gehen von bis zu 10–20 % technischen Lernkurven aus, die vergleichbar mit denen der PV-Kostenentwicklung sind.

Abscheidungskosten von rund 100 EUR/tCO₂ lassen sich aber mit derzeitigem Kenntnisstand nur durch eine extreme Kostendegression der Investitionskosten erklären. Für die Niedrigtemperatur-DAC-Anlage gehen z. B. (Fasihi et al., 2019) davon aus, dass sich die Abscheidungskosten auf rund 100–150 EUR/tCO₂ reduzieren lassen.¹³ Wie diese erreicht werden können, zeigt Abbildung 19. Dabei wird jeder Kostenparameter, wie in Abbildung 18, auf einen Extremwert verändert, um rund 100 EUR/tCO₂ zu erreichen. Die Kostenanalyse zeigt, dass sich die einzelnen Kostenparameter mit extremen Annahmen verändern müssen, um auf sehr geringe Abscheidungskosten von rund 100 EUR/tCO₂ zu kommen.

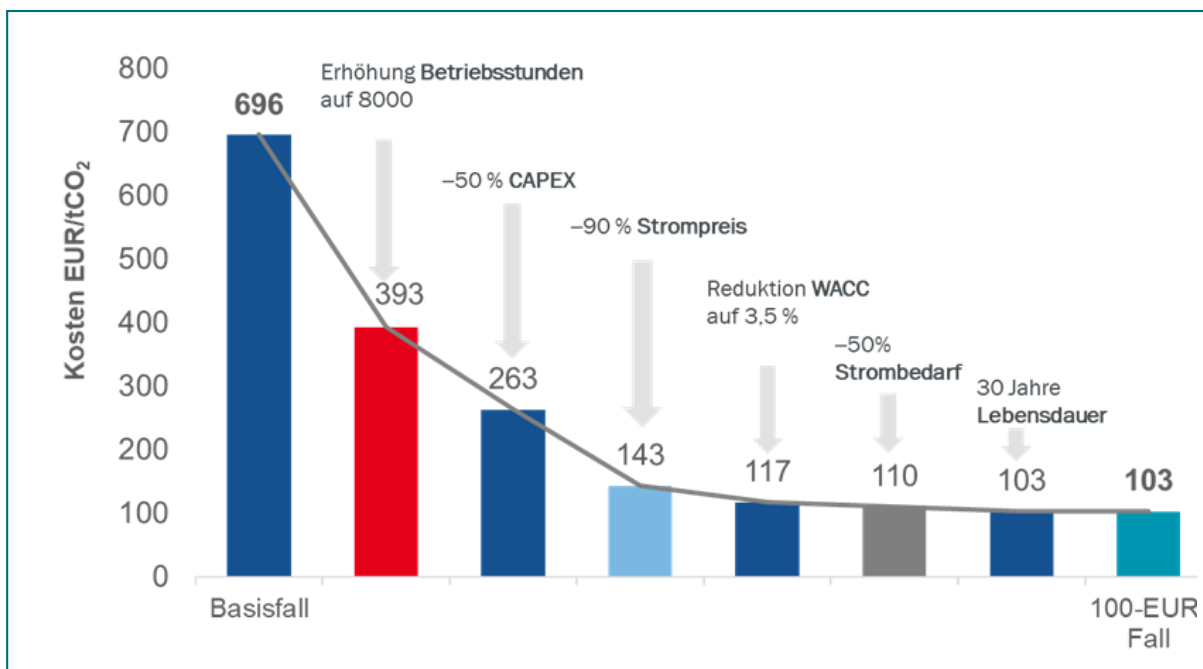


Abbildung 19 Voraussetzungen für Abscheidungskosten von 100 EUR/tCO₂; Quelle: eigene Darstellung 2021

© Prognos AG

Die knapp 700 EUR/tCO₂ im Basisfall sind noch sehr viel höher als der derzeitige CO₂-Preis im EU ETS von rund 50 EUR/tCO₂. In Zukunft ist mit sinkenden DAC-Abscheidungskosten zu rechnen, sodass mittelfristig DAC-Abscheidungskosten von unter 200 EUR/tCO₂ möglich sind und bei einem weiter steigenden CO₂-Preis langfristig die CO₂-Vermeidungskosten erreicht sind und somit im großen Maßstab (rund 1 MtCO₂/a/DAC-Anlage) CO₂ direkt aus der Atmosphäre entnommen werden kann (Fasihi et al., 2019).

DA CCS im Vergleich zu BECCS

Im Vergleich zur Abscheidung biogener CO₂-Emissionen an Punktquellen sind die DAC-Abscheidungskosten derzeit noch um Faktor 10 höher. DAC-Anlagen weisen aber im Vergleich zu BECCS einige Vorteile auf. DAC-Anlagen sind standortflexibel und benötigen nur den Zugang zu erneuerbaren Energien für den Strom- und Wärmebedarf (adsorptionsbasierte DAC-Anlagen). BECCS-Anlagen haben hingegen einen größeren

¹³ In letzter Zeit tauchen immer wieder Meldungen von Unternehmen auf, nach denen die CO₂-Abscheidung direkt aus der Umgebungsluft auch <100 EUR/tCO₂ möglich sei. Es wird aber nicht detailliert dargestellt, wie sich die geringen Kosten ergeben (z. B. (Prometheusfuels, 2021)).

Flächenfußabdruck durch den Anbau der benötigten Biomasse. Tabelle 5 vergleicht Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen mit Hochtemperatur-DAC-Anlagen und mit BECCS.

	Einheit	Niedrigtemperatur-DAC-Anlage Climeworks	Niedrigtemperatur-DAC-Anlage Global Thermostat	Hochtemperatur-DAC-Anlage Carbon Engineering	BECCS
Flächenbedarf	km ² /MtCO ₂	0,1 * 0,4–2 **	0,002–0,05 *	0,0016 ***	424–450
Wasserbedarf	m ³ /tCO ₂	Wasserproduktion: 0,8–2	Wasserproduktion: 5,125	KOH-Prozess: 4,7 NaOH-Prozess: 8,13	218–450
Energiebedarf Abscheidung aktuell	MWh _{th} /tCO ₂ MWh _{el} /tCO ₂	2,0 0,66		1,46 0,37	Post- Combustion: 0,7 0,4

Tabelle 5 DAC- Flächen- und Wasserbedarf

© Prognos AG 2021

* beinhaltet komplette Anlage inkl. Steuerungstechnik, aber nicht die Fläche für die Energiebereitstellung (90 m² für 0,9kt/a); ** inkl. PV-Strom für Wärmepumpen; *** nach Holmes und Keith 2012 antizipierte Werte beziehen sich lediglich auf Packungsmaterialien und eine tatsächliche Anlagengröße wird deutlich unterschätzt (8 × 200 m² für 1 MtCO₂)
Quellen: (Climeworks, 2021), (Carbon Engineering, 2021), (Scolow et al., 2011), (Fasihi et al., 2019), (Smith, P. et al., 2015), (Bajamundi et al., 2019), (Creutzig, F. et al., 2019)

Zudem weisen BECCS-Anlagen einen größeren **Wasserfußabdruck** auf, da u. a. für den Anbau von Biomasse in Kurzumtriebsplantagen Wasser benötigt wird. Bei Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen steht am Ende des Abscheidungsprozesses sogar beim Prozess anfallendes Wasser zur Verfügung. Dies ist auch ein weiterer Vorteil der Niedrigtemperatur-DAC-Anlagen im Vergleich zu den Hochtemperaturanlagen, da erstere in der angesaugten Umgebungsluft enthaltene Feuchtigkeit nach dem Abscheidungsprozess als Wasser zur Verfügung stellen und nicht wie bei absorptionsbasierten DAC-Anlagen dem Abscheidungsprozess noch zusätzliches Wasser zugeführt werden muss. Die absorptionsbasierte DAC-Anlage von Carbon Engineering verbraucht rund 4.7 m³ Wasser pro abgeschiedener Tonne CO₂ (Carbon Engineering, 2021), wohingegen die adsorptionsbasierte DAC-Anlage von Climeworks pro abgeschiedener Tonne CO₂ rund 1–2 m³ Wasser aus der angesaugten Luft produziert (Climeworks, 2021).

Wie im Kapitel zum Kostenbedarf erläutert, kann man von sinkenden Abscheidungskosten für DAC-Anlagen aufgrund von Skaleneffekten etc. ausgehen. Die Abscheidungskosten bei BECCS können hingegen langfristig wieder steigen (siehe Abbildung 20).

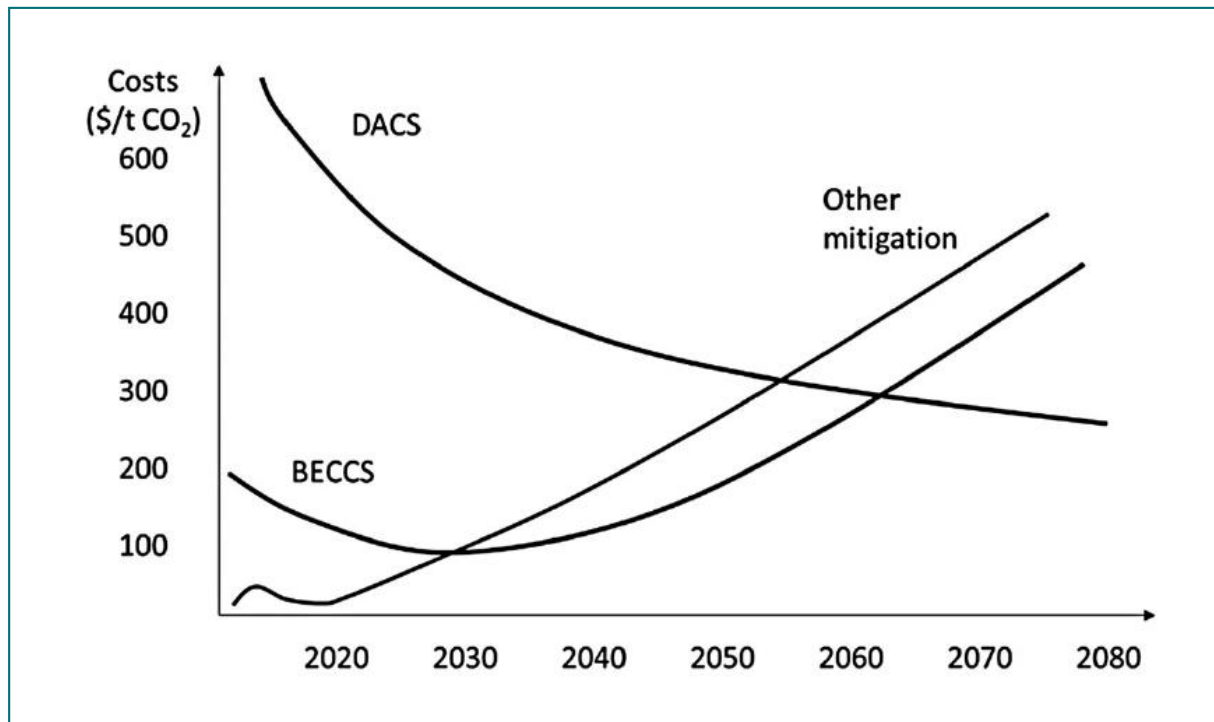


Abbildung 20 Kostenentwicklung DACCS und BECCS; Quelle: (Honegger, M., Reiner, D., 2018)

© Prognos AG 2021

Das liegt zum einen daran, dass das nachhaltige Biomassepotenzial begrenzt ist, und zum anderen daran, dass die Biomassenachfrage durch den Dekarbonisierungsdruck aller Sektoren zunehmen wird. Das kann wiederum dazu führen, dass es verstärkt zu Landnutzungskonkurrenzen und zu steigenden Grundstückspreisen kommt und somit zu höheren Preisen für die energetische Biomasse. Langfristig kann die abnehmende CO₂-Speicherkapazität einen Kostendruck sowohl auf DACCS als auch auf BECCS haben, wobei die internationalen Speicherkapazitäten grundsätzlich als sehr hoch angenommen werden (siehe Seite 56).

5. CO₂-Transport

Für den Transport von CO₂ gibt es, analog zu anderen Gastransporten, wie beispielsweise Erdgas, viele Unterschiede bei den Transportparametern. Aufgrund der geringen Dichte von Gasen bei Umgebungstemperatur und -druck werden Gase in der Regel komprimiert und teilweise auch gekühlt transportiert, um das Transportvolumen gering zu halten. Im Phasendiagramm in Abbildung 21 sind die relevanten Parameter für CO₂ dargestellt. Kohlenstoffdioxid ist bei Umgebungsbedingungen gasförmig und hat eine ca. 64 % höhere Dichte als Luft (1,977 kg/m³ bei 20 °C und 1 bar). Es wird deutlich, dass die Dichte von CO₂ etwa um den Faktor 500 gesteigert werden kann, wenn der Druck erhöht und die Temperatur deutlich abgesenkt wird. Typische Zustände für den Transport liegen zwischen 5 bis 200 bar und –55 bis +30 °C, sodass CO₂ üblicherweise flüssig oder als überkritisches Fluid transportiert wird (Coquelet, et al., 2017).

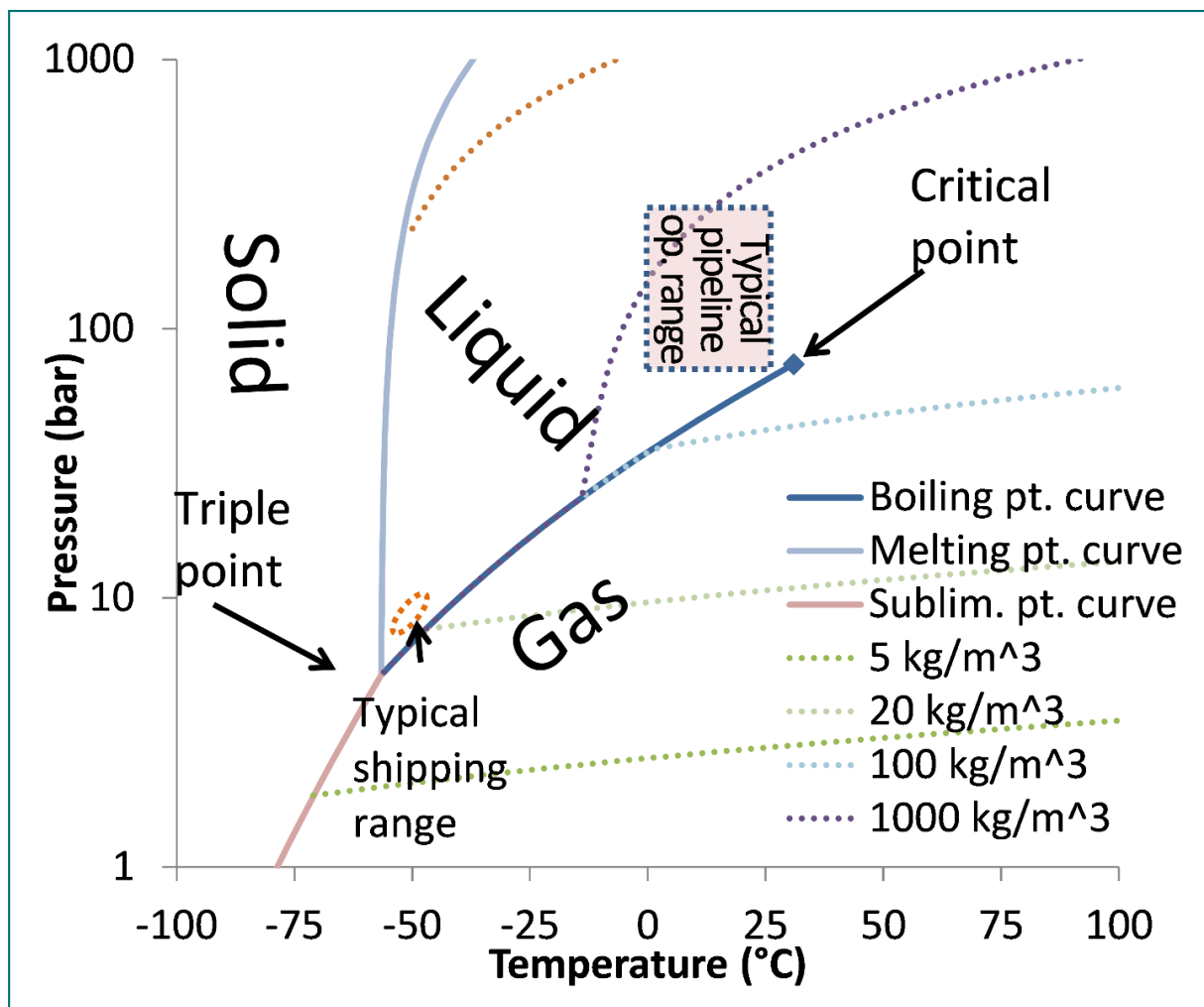


Abbildung 21 Phasendiagramm von reinem CO₂ mit Dichteangaben und Bereichen für Pipeline- und Schiffstransport;
Quelle: (Løvseth, 2021)

© Prognos AG 2021

Transportoptionen

Als Transportoptionen kommen Lkw, Zug, Schiff und Pipeline infrage. Lkw und Zug sind nur für geringe Mengen und Distanzen geeignet, während Schiff und Pipeline auch für größere Mengen und Distanzen

geeignet sind. Abbildung 22 zeigt die sogenannte Dampfdruckkurve für reines CO₂, also die Zustände (Druck und Temperatur), an denen CO₂ sowohl flüssig als auch gasförmig vorliegen kann. Wird der dargestellte Dampfdruck über- bzw. die zugehörige Dampfdrucktemperatur unterschritten, so liegt CO₂ in flüssiger Form vor und die Dichte nimmt je nach Zustandspunkt um einen Faktor von bis zu 84 gegenüber dem gasförmigen Zustand zu.

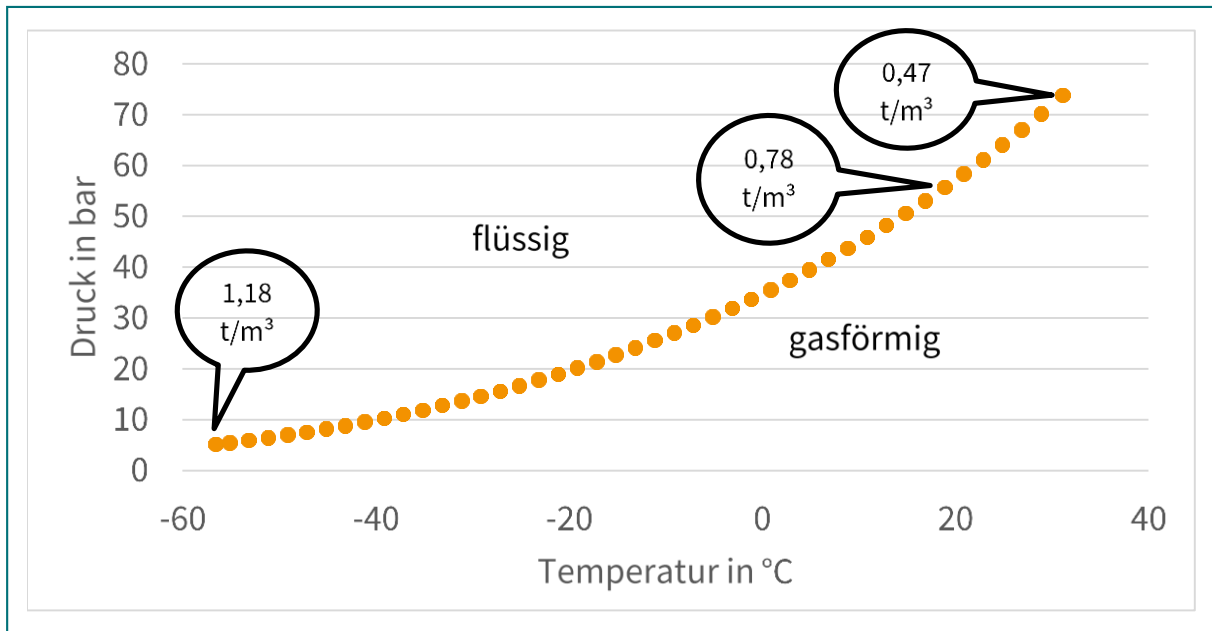


Abbildung 22 Dampfdruckkurve von reinem CO₂
2021

© Prognos AG

Quelle: Abbildung Prognos auf Basis von Daten aus (Babel, 2021)

In der Abbildung werden mögliche Dichten in Tonnen pro Kubikmeter von flüssigem CO₂ zwischen 0,47 t/m³ (bei 31 °C und 74 bar) und 1,18 t/m³ (bei -57 °C und 5 bar) markiert.

Der mittlere Wert verdeutlicht: Bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C muss ein Druck von über 57,3 bar sichergestellt sein, damit CO₂ flüssig mit einer Dichte von 0,78 t/m³ vorliegt. Wird dieser Druck bei 20 °C unterschritten, verdampft das CO₂ und vervielfacht dabei sein Volumen. Der CO₂-Transport muss darum in jedem Falle so ausgelegt sein, dass es nicht zu einem Phasenwechsel kommt. Für alle Transportmodi müssen Pufferkapazitäten am Be- und Entladeort als Infrastruktur entsprechend mitgedacht werden.

Lkw

Die Transportkapazität eines Lkw liegt in der Größenordnung von maximal 25 t CO₂ je nach Form und Auslegung des Flüssigtanks¹⁴.

Zug

Unter der Annahme von 35 Güterwaggons¹⁵ erreicht die Transportkapazität eines Güterzuges beladen mit je zwei 25-m³-Tankcontainern pro Waggon mit einer maximalen Ladung von je 15 t¹⁶ eine Größenordnung von ca. 1.050 t CO₂ pro Güterzug. Das entspricht 42 Lkw.

¹⁴ Orientierungswert in Anlehnung an LPG-Sattelaufleger auf 3 Achsen (http://www.kadatec.cz/wp-content/uploads/2017/11/LPG_Tankwagen.pdf).

¹⁵ Für den europäischen Vergleich eine eher optimistische Zuglänge (<https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/aktuell/740-meter-gueterzug/>).

¹⁶ Wert in Anlehnung an LPG ISO Tankcontainer KC2434/20 (http://www.kadatec.cz/wp-content/uploads/2017/11/LPG_Tankwagen.pdf).

Schiff

Bei CO₂-Transportschiffen liegt die Kapazität bis zu 50-mal höher als beim Zug. Hier werden bis zu 50 kt CO₂ erreicht (Zero emissions platform, 2021). CO₂-Transportschiffe sind vergleichbar mit LPG-Transportschiffen, von denen über 300 weltweit im Einsatz sind und über 20 Jahre Erfahrungswerte zum Transport vorliegen. Der Transport erfolgt hierbei üblicherweise in gekühlten Drucktanks (–30 bis –50 °C) mit einem Druck von 7 bis 20 bar. Eine Umwidmung heutiger LPG-Transporter auf den CO₂-Transport ist technisch möglich (Zero emissions platform, 2021).

Pipeline

Beim Pipelinetransport von CO₂ liegen Erfahrungswerte aus ca. 8.000 km CO₂-Pipeline mit einer Kapazität von 70 Mio tCO₂/a in EOR-Anwendungen in Nordamerika vor. Darüber hinaus ist der Gastransport in großen Mengen im Erdgasbereich seit Jahrzehnten etabliert. Ein zentraler Unterschied zum Erdgastransport besteht beim CO₂-Transport zu einer CO₂-Endlagerstätte darin, dass sich im Laufe der Zeit die Prozessparameter des Speicherfeldes ändern: Durch einen Druckaufbau im Speicher aufgrund des eingelagerten CO₂ über die Zeit kann der erforderliche Druck der Einspeicherung und damit die Anforderungen an die Technik (Kompressoren, Leitungen etc.) steigen. Das Ausmaß dieses Effekts hängt vom jeweiligen Reservoir und von der eingespeicherten Menge an CO₂ ab (Chadwick, et al., 2008). Auch der Pipelinetransport erfolgt flüssig bzw. überkritisch bei Drücken zwischen 100 und 200 bar. Eine Umwidmung von Öl- und Erdgaspipelines für CO₂ ist grundsätzlich möglich und führt zu deutlichen Kosteneinsparungen gegenüber dem Neubau (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020).

Energiebedarfsanalyse

Die Kompression von CO₂ auf den Transport- oder Endlagerzustand ist ein aufwendiger Prozess mit hohem Anlagen- und Energiebedarf. Es werden mehrstufige Verdichter (z. B. 4 bis 10 Stufen) mit Zwischenkühlung benötigt oder gekühlte Verdichter in Verbindung mit Pumpen für die Druckerhöhung der flüssigen Phase (Coquelet, et al., 2017). Die Zwischenkühlung ist erforderlich, um den Energiebedarf insgesamt zu senken, weil sich das Gas bei der Verdichtung stark erwärmt. Der Energiebedarf der CO₂-Verdichtung liegt in der Größenordnung von 70 bis 125 kWh/t CO₂ (Fishedick, Görner, & Thomeczek, 2015). Er ist abhängig von:

- Eintrittsdruck und Temperatur
- Speichertemperatur und Speicherdruck
- Anzahl der Zwischenkühlungen
- Gasreinheit und Beimischungen

Die Gasreinheit ist ein zentraler Punkt, denn die Eigenschaften von reinem CO₂ können sich von einem Gasgemisch aus CO₂ und einem geringen Anteil von Verunreinigungen deutlich unterscheiden. Die zusätzliche Gaskomponente muss außerdem gefördert und verdichtet werden, sodass der spezifische Energiebedarf für die Verdichtung gegenüber der Verdichtung von reinem CO₂ steigt. Abbildung 23 stellt den erhöhten Leistungsbedarf für die Kompression von reinem CO₂ gegenüber einer Verunreinigung mit 10 mol.% Stickstoff (N₂) dar und zeigt, dass 13,7 % mehr Leistung benötigt werden (Fishedick, Görner, & Thomeczek, 2015).

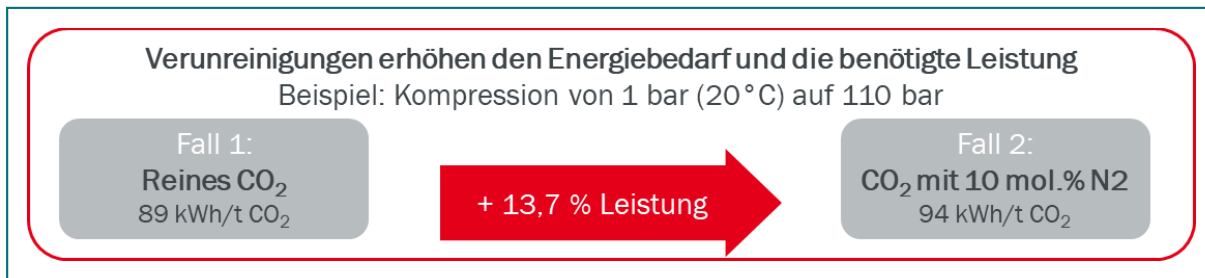


Abbildung 23 Einfluss von Verunreinigungen auf den Leistungsbedarf der CO₂-Kompression
 Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Fischedick, Gömer, & Thomeczek, 2015)

© Prognos AG 2021

Transport- und Speichervolumen sind durch Verunreinigungen ebenso betroffen, weshalb eine möglichst hohe Reinheit des CO₂ sichergestellt werden muss.

Kostenanalyse

Bei den Kosten zeigen sich bei den einzelnen Transportmodi unterschiedliche Tendenzen. Bei Lkw- und Zugtransporten spielt die Kapazität eine untergeordnete Rolle, da die Lkw oder Waggons ein vergleichsweise geringes Volumen haben und nicht zwischen voller und nicht voller Auslastung unterschieden werden muss.

Bei Pipelinetransport zeigt sich vor allem, dass sich die Wirtschaftlichkeit bei hoher Kapazität verbessert und die Kosten pro Tonnenkilometer sinken. Onshore-Pipelinetransport ist jeweils etwas günstiger als bei einer Offshore-Pipeline, da der Ausbau der Leitungen und der Kompressionsstufen an Land deutlich einfacher umzusetzen ist. Beim Schiffstransport ist insbesondere die Distanz entscheidend für die Wirtschaftlichkeit, wobei lange Strecken zu deutlich niedrigeren Tonnenkilometerkosten führen (Abbildung 24).

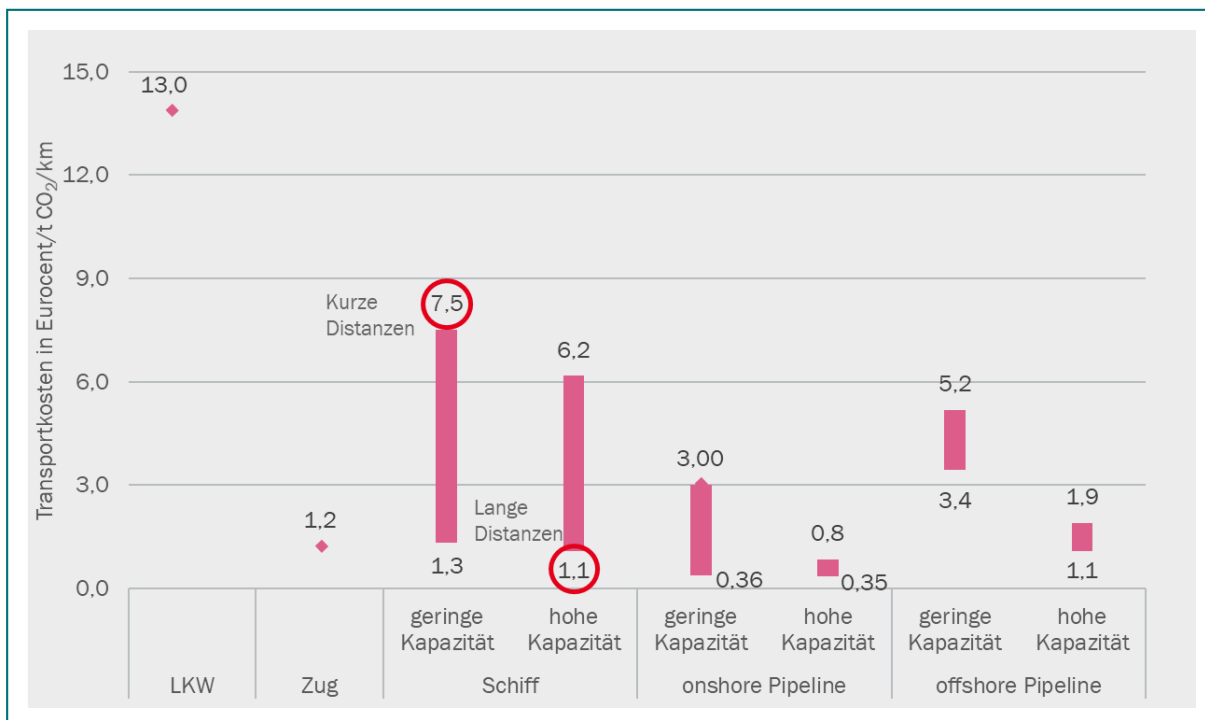


Abbildung 24 CO₂-Transportkosten nach Transportmodi mit Bandbreiten nach Distanzen

© Prognos AG 2021

geringe Kapazität = 2,5 MtCO₂ und hohe Kapazität = 20 MtCO₂; geringe Distanz = 180 km und lange Distanz = 1.500 km;
 Quellen: (Freitas, R.A., 2015), (Zero emissions platform, 2011), (IPCC, 2005), (Gao, L. et al., 2011), (Aspelund, A. et al., 2006)

Die unterschiedlichen Transportmodi haben jeweils ihre Vor- und Nachteile und es sind unter bestimmten Rahmenbedingungen Kombinationen der Transportarten in der Transportkette vorstellbar. Ein Transport mit Lkw und Zug bietet kurzfristig die einfachste Möglichkeit, CO₂ zu transportieren, da wenig Infrastruktur aufgebaut werden muss und geringe Mengen, wie sie beispielsweise bei Pilotanlagen anfallen, flexibel transportiert werden können. Bei größeren Mengen an CO₂ sind beim Lkw-Transport die Kosten pro Tonnenkilometer sehr hoch. Beim Transport per Zug ist die Auslastung des Schienennetzes ein limitierender Faktor. Dies gilt insbesondere in einem klimaneutralen Szenario mit der entsprechenden Dekarbonisierung des Verkehrs mit ausgebautem ÖV bei einer gleichzeitigen Verlagerung von Gütertransport von der Straße auf die Schiene. Pipeline und Schiffstransport sind besonders über lange Distanzen und bei großen Transportmengen mit entsprechend hohen Auslastungen wirtschaftlich, haben aber auch höhere Infrastrukturanforderungen. Wenn die Standorte für die Abscheidung entsprechend angeschlossen werden, kann langfristig eine europäische CO₂-Infrastruktur aufgebaut werden, in der die Standorte mit Pipelines oder über die Wasserstraßen international angebunden sind.

6. CO₂-Nutzung

CO₂-Nutzung (CCU) ist eine Alternative zur langfristigen Speicherung, bei der das CO₂ auf unterschiedliche Arten genutzt werden kann. Hierbei geht es um den expliziten Einsatz von abgedichtetem bzw. höher als in der Atmosphäre konzentriertem CO₂. Das genutzte CO₂ kann direkt eingesetzt, als Kohlenstoffquelle genutzt werden oder als Basis für beschleunigtes Pflanzen- und Organismenwachstum dienen. Idealerweise kann durch die Nutzung von CO₂ mittels CCU der Bedarf an fossilem Kohlenstoff in den entsprechenden Anwendungsbereichen gesenkt werden.

Arten der CO₂-Nutzung

Das CO₂-Molekül hat einen vielfältigen Nutzen in einem breiten Spektrum von Anwendungen. Wie in Abbildung 25 dargestellt lässt sich die Nutzung den vier Kategorien physikalische, chemische, biotechnologische und biologische Anwendung zuordnen.



Abbildung 25 Arten der CO₂-Nutzung

© Prognos AG 2021

Quelle: eigene Abbildung in Anlehnung an (DECHEMA, 2017)

Physikalische Nutzung ist in der Regel die direkte Verwendung des CO₂-Moleküls, beispielsweise als Inertgas, Reinigungs-, Lösch-, Kältemittel oder Trockeneis etc. Das CO₂ wird in diesen Anwendungsfällen häufig direkt wieder emittiert, z. B. das verdampfende Trockeneis während einer Oberflächenbehandlung oder das sich verflüchtigende CO₂ nach einem Löschvorgang. Ein Senkenpotenzial für CO₂ bieten diese Nutzungen darum nicht.

Chemische Nutzung umfasst alle Vorgänge, bei denen CO₂ in andere Stoffe umgesetzt oder eingeschlossen wird. Hierzu zählen zahlreiche chemische Grundprodukte, Spezialchemikalien, Kunst-, Kraftstoffe und auch mineralische Baumaterialien.

Biotechnologische Nutzung bedeutet, dass CO₂ mithilfe von Mikroorganismen in Biomasse oder Wertstoffe umgesetzt wird.

Biologische Nutzung umfasst den gesamten Prozess der natürlichen Photosynthese und Pflanzen- bzw. Algenwachstum, welches in einer Atmosphäre mit erhöhter CO₂-Konzentration beschleunigt abläuft.

Ein CO₂-Senkenpotenzial in der chemischen, biotechnologischen oder biologischen Nutzung kann erst dann entstehen, wenn biogener oder atmosphärischer Kohlenstoff durch diese Nutzung nicht in die Atmosphäre zurückgelangt, also eine dauerhafte Entnahme aus dem atmosphärischen CO₂-Pool erfolgt.

Vertiefung chemische CO₂-Nutzung

Die Nutzung von CO₂ in der Chemie ist sehr vielfältig, wie Abbildung 26 darstellt. Zu den kommerziell verfügbaren Anwendungen zählen

- Harnstoffherstellung als Ausgangsbasis für Produkte wie Düngemittel oder Kunstharze,
- Polycarbonatherstellung für Verpackungen,
- Salizylsäuresynthese für pharmazeutische Anwendungen wie Aspirin und
- die zyklischen Carbonate für vielfältige Zwischen- und Folgeprodukte (z. B. Lösungsmittel, Elektrolyte für Batterietechnik oder Polymersynthese).

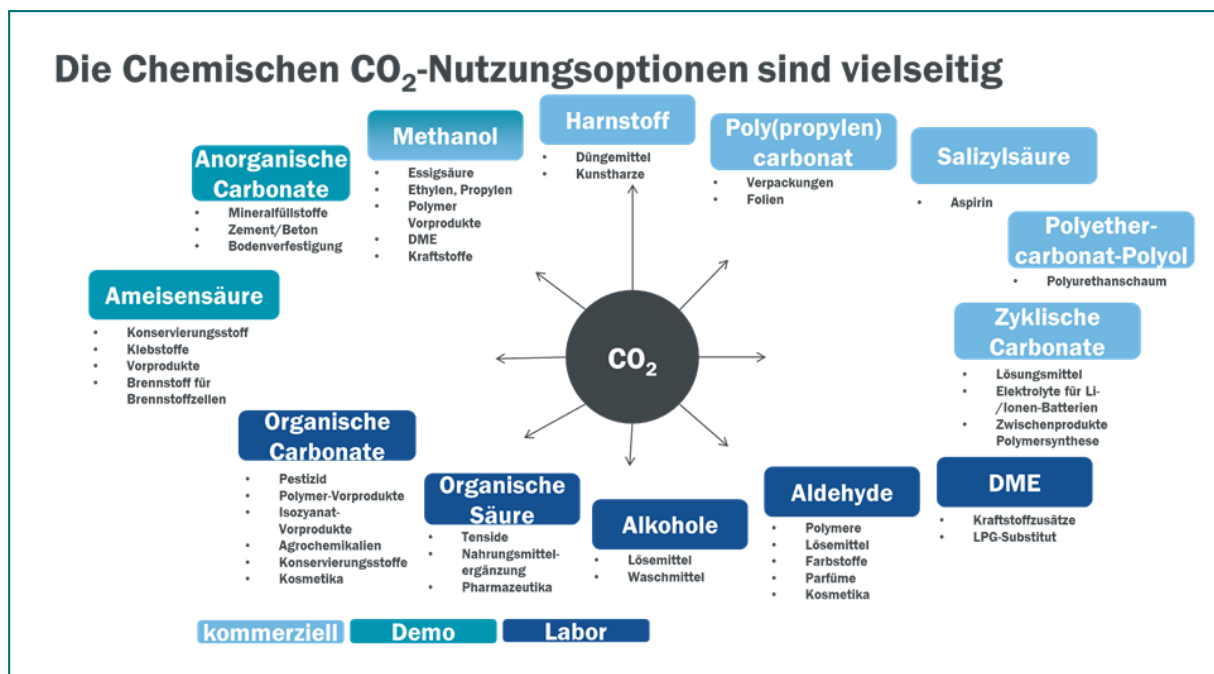


Abbildung 26 Pfade der chemischen CO₂-Nutzung

© Prognos AG 2021

Quelle: eigene Abbildung auf Basis von (DECHEMA, 2017)

Eine Vielzahl weiterer Anwendungen wird erforscht und weiterentwickelt und ist als Demonstrations- oder Laboranwendung verfügbar. Dazu zählt ein Teil der heute auf Rohöl basierenden organischen Chemie wie organische Säuren, Alkohole, Aldehyde und organische Carbonate, aber auch anorganische Carbonate und potenzielle Energieträger (Methanol, Dimethylether DME etc.) (DECHEMA, 2017).

Die zentrale Herausforderung jeglicher auf CO₂ basierender Anwendung ist die Frage der Energiequelle für den Prozess. Dies ist relevant, da CO₂ äußerst reaktionsträge und energiearm ist, wie Abbildung 27 im

Vergleich mit anderen Molekülen, Energieträgern und chemischen Produkten darstellt. Sämtliche Ausgangsstoffe der heutigen Chemie wie Erdöl oder Erdgas und ihre Zwischen- und Endprodukte wie Ethen, Methanol oder die Kunststoffe Polypropylen etc. zeichnen sich durch eine hohe Reaktionsfähigkeit und einen hohen Energiegehalt aus. CO₂ steht im völligen Gegensatz dazu, denn es ist das Endprodukt der Kohlenstoffoxidation und darum weder reaktionsfreudig noch hat es einen hohen Energiegehalt.

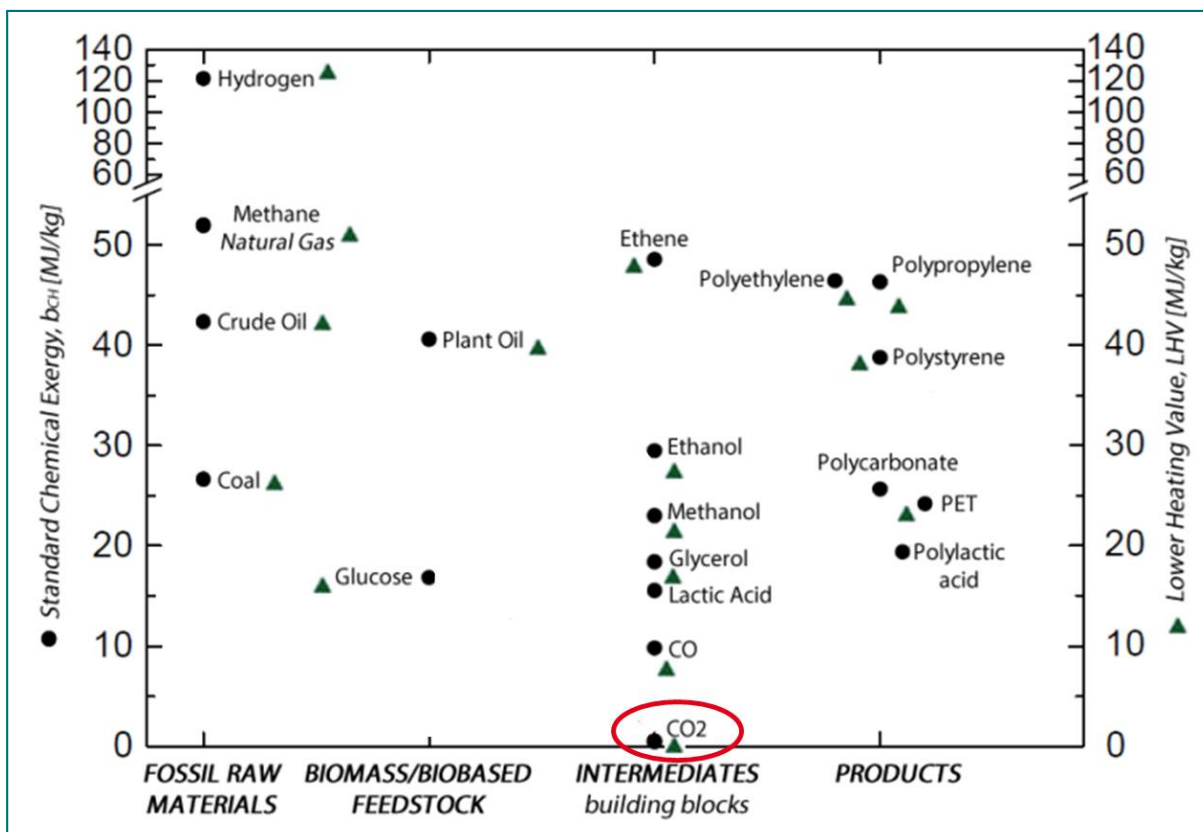


Abbildung 27 Exergie und Heizwert (engl. Lower Heating Value LHV) verschiedener Energieträger, Produkte und Moleküle im Vergleich; Quelle: (Silva Ortiz, Maciel Filho, & Posada, 2019) © Prognos AG 2021

Kategorien der chemischen CO₂-Nutzung

Es können drei grundlegende Kategorien der chemischen CO₂-Nutzung unterschieden werden, die in Abbildung 28 dargestellt sind.

- Carbonatisierung: das CO₂-Molekül wird komplett an ein anderes Molekül „addiert“, während die Oxidationsstufe erhalten bleibt. Es besteht der geringste Energieaufwand, jedoch sind die Anwendungsfälle selten.
- Carboxylierung mit organischen Substraten: Es wird eine C-C-Bindung gebildet und die Oxidationsstufe wird reduziert, weshalb der Energieaufwand gegenüber der Carbonatisierung erhöht ist.
- Hydrierung: C-C- und C-H-Bindungen werden aufgebaut. Dies geschieht mithilfe von Katalysatoren und benötigt sehr viel Energie (vgl. nachfolgenden Abschnitt). Ergebnis der Hydrierung sind Kohlenwasserstoffe, die eine breite und vielfältige Anwendung haben.

Für die zukünftige CO₂-Nutzung werden neue Stoffe interessant, in denen das CO₂-Molekül möglichst direkt genutzt werden kann, z. B. im Fall von Polypropylencarbonat (Deutsche Welle, 2021), einem biologisch abbaubaren Kunststoff (Sigma-Aldrich, 2021) oder Polylactid.

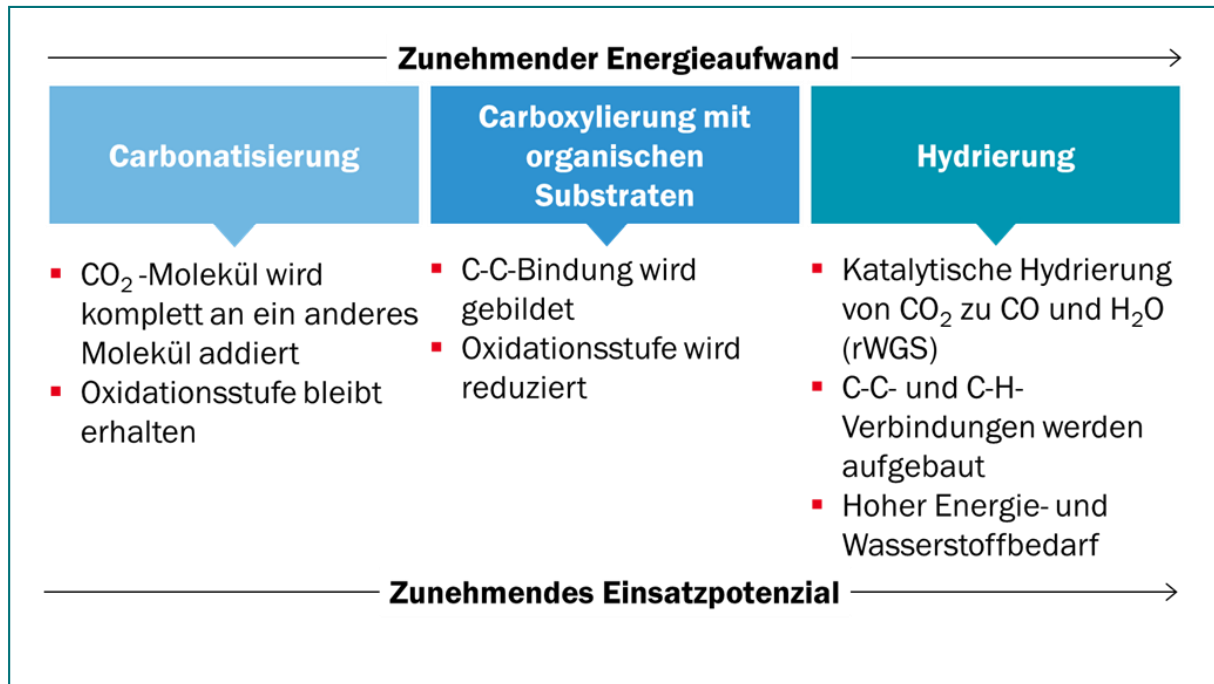


Abbildung 28 Kategorien der chemischen CO₂-Nutzung

© Prognos AG 2021

Quelle: eigene Abbildung auf Basis von (Aresta, Karimi, & Kawi, 2020)

Eine Chemie auf CO₂-Basis ist aus energetischer Sicht für viele der angesprochenen Pfade eine „Umkehrung“ der heutigen Chemie und damit sehr aufwendig. Besonders deutlich wird das am nachfolgenden Beispiel der Kohlenwasserstoffe und Energieträger auf CO₂-Basis.

Kohlenwasserstoffe auf CO₂-Basis

Als mögliche Energieträger auf CO₂-Basis werden im Allgemeinen Kohlenwasserstoffpfade diskutiert, die eine Umkehrung der heutigen fossilen Pfade, im Wesentlichen der Nutzung von Erdöl und seinen Folgeprodukten sowie von Erdgas, bedeuten. Es geht dabei um den Aufbau von Kohlenwasserstoffen auf Basis katalytischer Hydrierung von CO₂ mit Wasserstoff. Der Wasserstoff muss hierbei aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, um THG-neutrale Produkte zu ermöglichen. Folgende Synthesen spielen in der aktuellen Diskussion eine zentrale Rolle:

- Fischer-Tropsch-Synthese
- Methanolsynthese
- Methanisierung

Das Kohlenstoffdioxid dient dabei als Quelle für den elementaren Kohlenstoff, neben dem Wasserstoff der zentrale Baustein für die Kohlenwasserstoffe. Der Kohlenstoff macht einen Großteil der Masse des Energieträgers aus, je nach Produkt beträgt der Massenanteil 38% (Methanol), 75% (Methan) oder ca. 85% (Fischer-Tropsch-Kraftstoffe). Der energetische Input in die Synthese dieser CO₂-basierten Energieträger muss durch Wasserstoff bereitgestellt werden. Tabelle 6 stellt die drei Pfade vergleichend gegenüber.

Die **Fischer-Tropsch-Synthese**, entwickelt in den 1920er-Jahren als Verfahren zur Kohleverflüssigung, ist ein Verfahren zur Umsetzung von Synthesegas in ein Spektrum aus kurz- bis langkettigen Kohlenwasserstoffen („FT-Syncrude“). Die Kohlenstoffquelle im Synthesegas kann beliebiger Herkunft sein. Heute ist sie noch überwiegend fossil, vorrangig auf Basis von Kohle¹⁷ und Erdgas¹⁸. Die weltweite Kapazität für Fischer-Tropsch-Synthesen liegt unter 1 % der weltweiten jährlichen Ölnachfrage¹⁹. Die Verteilung der kurz- bis langkettigen Kohlenwasserstoffe (gasförmig bis fest) kann je nach Temperatur- und Druckniveau sowie Katalysator in Bandbreiten justiert werden. Es sind weitere Schritte (Upgrading) für eine Veredelung des Produktes zu Kraftstoffen wie Kerosin nötig. Die langkettigen Wachse sind für die chemische Industrie (Kosmetika etc.) interessant. Perspektivisch kann die Fischer-Tropsch-Synthese für die Produktion von Energieträgern (z. B. Kerosin) und Ausgangsstoffen für die Chemieindustrie („grünes Naphtha“, „grüne Basischemikalien“) auf Basis von erneuerbarem CO₂ eingesetzt werden (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020).

Die **Methanolsynthese** ist ein Verfahren, das heute ebenfalls großtechnisch im Einsatz ist, allerdings noch nicht auf CO₂-Basis. Da die Synthese von Methanol einen unter den Kohlenwasserstoffsynthesen vergleichbar hohen Wirkungsgrad aufweist, könnte Methanol eine zunehmende Rolle als „grüner Energieträger“ der Zukunft spielen. Verfahren zur Methanol-basierter Herstellung von Olefinen²⁰ (Methanol-to-Olefine) oder Aromaten²¹ (Methanol-to-Aromate) können einen CO₂-neutralen Ersatz für die heute überwiegende Erdöl- Steamcrackerroute bieten (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020).

Die **Methanisierung**, also die chemische Reaktion von Kohlenstoffdioxid zu Methan (Sabatier-Prozess), ist die chemische Umsetzung von einem CO₂-Molekül mit vier Wasserstoffmolekülen zu einem Methan- und zwei Wassermolekülen. Wegen des ca. 30-fach höheren Treibhausgaspotenzials (GWP100) von Methan gegenüber CO₂ stellt sich die Frage, ob der Einsatz synthetischen Methans überhaupt eine große Perspektive in einer klimaneutralen Welt hat. Denn die Herausforderungen, direkte Methanemissionen (Methanschleupf) in Transport und Nutzung zu minimieren, bestehen bei synthetischem Methan genauso wie bei fossilem. Darüber hinaus ist die Diskussion über den umgekehrten Prozess, also die Gewinnung von Wasserstoff (H₂) aus Methan (CH₄) mittels Dampfreformierung + CCS oder Pyrolyse + CCS, aktuell viel größer.

Alle Kohlenwasserstoffsynthesen liegen in ihrem Gesamtwirkungsgrad²² deutlich unter 50 Prozent. Die direkte Verwendung von erneuerbarem Strom oder Wasserstoff hat darum, gegenüber dem „Umweg“ der Kohlenwasserstoffsynthese, deutliche Vorteile. In den Bereichen, in denen es ohne einen Kohlenwasserstoff nicht geht, wie z. B. der stofflichen Nutzung, bieten sie das Potenzial einer zukünftigen CO₂-Kreislaufnutzung.

¹⁷ Sasol betreibt die weltgrößte Kohleverflüssigungsanlage „Secunda Ctl“ in Südafrika mit einer Kapazität von rund 8,8 Mio. t/a flüssiger Energieträger. Das entspricht rund einem Drittel des südafrikanischen Bedarfs flüssiger Energieträger (28,8 Mio. t/a in 2017 (BP, 2018)).

¹⁸ Qatar Petroleum und Shell betreiben die weltgrößte GtL-Anlage „Pearl GtL“ in Katar mit einer Kapazität von rund 6,4 Mio. t/a flüssiger Energieträger.

¹⁹ 40 Mio. t/a FTS-Kapazität in 2011 (Jess & Wasserscheid, 2013), Weltölnachfrage in 2017 4.622 Mio. t/a (BP, 2018).

²⁰ Olefine: Oberbegriff für alle acyclischen und cyclischen Kohlenwasserstoffe, z. B. Ethylen, Propylen und Butadien.

²¹ Aromaten: Cyclische Kohlenwasserstoffmoleküle mit mindestens einem Kohlenstoffring.

²² Verhältnis aus Produktheizwert zu Stromverbrauch, inklusive Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung

Prozess	Produkt		Heizwert	Kohlenstoffgehalt		Energiebedarf	Wirkungsgrad	CO ₂ -Bedarf
				Kg C/kg	Kg C/MWh Heizwert			
			kWh/kg	Kg C/kg	Kg C/MWh Heizwert	kWh/kg		Kg CO ₂ /kWh Heizwert
Fischer-Tropsch-Synthese	Fischer-Tropsch-Syncrude	C _x H _y	11.33	ca. 0.85	75	26.7	42 %	0.27
Methanolsynthese	Methanol	CH ₃ OH	6.29	0.38	60	13.2	48 %	0.22
Methanisierung	Methan	CH ₄	13.89	0.75	54	30.6	45 %	0.2

Tabelle 6 Gegenüberstellung der Pfade CO₂-basierter Energieträger
Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021)

© Prognos AG 2021

Chemie auf CO₂-Basis

Der Übergang zwischen den CO₂-basierten Energieträgern und CO₂-basierten Chemikalien als Grundlage für stoffliche Anwendungen ist fließend. Kohlenwasserstoffe zeichnen sich dadurch aus, dass sie eine Art Baukasten für verschiedenste Substanzen mit vielseitigen Eigenschaften und Anwendungen sind. Alle Kohlenwasserstoffe haben einen hohen Energiegehalt, können also neben der stofflichen Nutzung immer auch als Energieträger interessant sein (vgl. Abbildung 27).

Tabelle 7 listet die fünf wichtigsten Basischemikalien auf. Sie werden heute vor allem aus Rohöl auf Basis von Naphtha gewonnen und bestehen überwiegend aus Kohlenstoff zu etwa 86 bis 92 Massenprozent. Sie können aber auch aus alternativen Kohlenstoffquellen hergestellt werden, wie nachwachsender Biomasse oder CO₂-basierten Kohlenwasserstoffen.

Die Basischemikalien bilden die Grundlage für eine weitverzweigte Wertschöpfungskette der chemischen Industrie. **Ethylen** wird überwiegend als Basis für Kunststoffe wie Polyethylen und Polyester verwendet, aber auch als Ausgangsstoff für vielfältige Folgeprodukte oder als Grundlage von Waschmitteln. Ethylen wird sogar in überregionalen Pipelinesystemen transportiert (EPS, 2021). **Propylen** kommt auch überwiegend als Grundlage für Kunststoffe, aber auch als Basis für Textilfasern, Baustoffe (Polyurethan) und Beschichtungen (Lacke) sowie Klebstoffe zum Einsatz. **Butadien** wird überwiegend für die Gummierstellung (Synthesekautschuk und andere) benötigt. **Benzol** wird als Kraftstoffzusatz (Erhöhung der Klopfestigkeit), aber auch als Grundlage für Polymere und Harze verwendet. **Toluol** ist eine weitere wichtige Grundlage für die Synthese von Folgeprodukten und als Lösungsmittel.

		Heizwert	Kohlenstoffgehalt		Erzeugung Deutschland 2018	Verwendung
			kg/kg	Kg C/MWh		
		kWh/kg	kg/kg	Kg C/MWh	Mio. t/a	
Ethylen	C ₂ H ₄	14,14	0,86	61	4,5	Basis für Kunststoffe (75 %), Polyethylen, Polyester, Tenside

		Heizwert	Kohlenstoffgehalt		Erzeugung Deutschland 2018	Verwendung
						(Waschmittel), Ethylbenzol (Basis für Polystyrol)
Propylen	C ₃ H ₆	12,3	0,86	70	3,4	Polypropylen (66 %, Kunststoff), Acrylnitril (Basis für Textilfasern), Propylenoxid (Basis für Polyurethan, Lacke und Klebstoffe)
Butadien	C ₄ H ₆	12,3	0,89	72	2,1	Synthesekautschuk (90 %) und andere
Benzol	C ₆ H ₆	11,27	0,92	82	1,5	Kraftstoffzusatz (Klopffestigkeit)
Toluol	C ₇ H ₈	11,37	0,91	80	0,5	TNT, Lösungsmittel, Ausgangskemikalie für Synthesen

Tabelle 7 Die wichtigsten Basischemikalien der organischen Chemie
Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021)

© Prognos AG 2021

Theoretisches Potenzial der CO₂-Nutzung in Grundchemikalien

In Deutschland werden derzeit rund 12 Mio t/a der wichtigsten Basischemikalien eingesetzt (VCI, Webseite des VCI - Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021). Rund 10,5 Mio. t Kohlenstoff sind damit verbunden. Um diese Menge Kohlenstoff aus CO₂ bereitzustellen, würden 38,4 Mio. t CO₂/a benötigt.

Einordnung

Wenn die Folgeprodukte aus diesen Grundchemikalien, z. B. Kunststoffe oder andere kohlenstoffbasierte stoffliche Produkte, dauerhaft genutzt oder am Ende ihrer Lebensdauer „endgelagert“ werden (evtl. auch wieder in Form von CO₂ nach der Müllverbrennung), wäre eine Senkenwirkung in der Größenordnung von 38 Mio. t/a CO₂ möglich, sofern ausschließlich biogenes oder atmosphärisches CO₂ als Ausgangsstoff eingesetzt wird.

Kunststoffe auf CO₂-Basis

Kunststoffe finden aufgrund ihrer vorteilhaften Eigenschaften (Vielseitigkeit, Formbarkeit, Produktvielfalt, Kosten etc.) breite Verwendung. Heute basieren sie fast ausschließlich auf Erdöl und werden im Wesentlichen aus den vorangehend genannten Basischemikalien hergestellt. Wenn diese Basischemikalien über eine CO₂-basierte Route erzeugt werden, bietet die heutige Bandbreite an Kunststoffen ein mögliches CO₂-Nutzungsfeld. Tabelle 8 listet die häufigsten Kunststoffe auf, wobei es sich im Wesentlichen um fünf verschiedene Kunststoffarten handelt.

Polyethylen basiert auf Ethylen und ist mit über einem Drittel Anteil an der Gesamtkunststoffproduktion der häufigste Kunststoff weltweit. **Polypropylen** basiert auf Propylen und ist der zweithäufigste Kunststoff.

Polyvinylchlorid, der dritthäufigste Kunststoff, basiert auf Ethylen und Chlor. **Polystyrol**, der vierthäufigste Kunststoff, kommt in unterschiedlichen Ausprägungen (expandiert oder extrudiert) zum Einsatz.

Polyurethane sind Kunststoffe oder Kunstharze, die vielseitig eingesetzt werden können, u. a. als Schaumstoffe, Hartschäume, Dämmstoffe, Klebstoffe oder Lacke.

		Heizwert	Kohlenstoff- gehalt	Verwendung	Beschreibung	Erzeugung
		kWh/kg	kg/kg			Mio. t/a
Polyethylen	C ₂ H ₄	14,14	0,86	häufigster Kunststoff (38 % der Kunststoffverwendung weltweit)		2,6
Polypropylen		12,3	0,86	zweithäufigster Kunststoff, Maschinen- und Fahrzeugbau, Elektro, Rohrleitungen, Textilien, Verpackung	gute Recyclingeigenschaften, aber geringer Anteil bisher	1,9
Polyvinylchlorid	C ₂ H ₃ Cl	12,3	0,38	Fensterprofile, Rohre, Schallplatten, Bodenbeläge etc.	schlechte Recyclingeigenschaften wegen Chloranteil	1,6
Extrudiertes Polystyrol (XPS)	C ₈ H ₈	11,27	0,92	Platz 4 unter den Kunststoffen, Schaumstoffe	Aufschäumen u. a. mit CO ₂ , ca. 5 % des Kunststoffes in DE	0,5
Expandiertes Polystyrol (EPS)	C ₈ H ₈	11,37	0,92	Styropor	60 % des weltweiten EPS in Bauindustrie	
Polyurethan (PUR)	(-NH- CO- O-)			32 % Gebäudedämmung, 20 % Möbel und Matratzen, 14 % Kfz, 10 % Lacke und Farben	Schaumstoffe, Hartschäume, Dämmstoffe, Klebstoffe, Lacke	1,1

Tabelle 8 Die häufigsten Kunststoffe
Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021)

© Prognos AG 2021

Theoretisches Potenzial der CO₂-Nutzung in Kunststoffen

In Deutschland werden derzeit rund 8 Mio. t/a der wichtigsten Kunststoffe erzeugt (VCI, Webseite des VCI - Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021). Rund 5,2 Mio. t Kohlenstoff sind damit verbunden. Um diese Menge Kohlenstoff aus CO₂ bereitzustellen, würden 19 Mio. t CO₂/a benötigt.

Einordnung

Wenn die heute in Deutschland produzierten Kunststoffe dauerhaft genutzt (beispielsweise als Konstruktionsmaterial, Dämmstoffe bzw. in einer Kreislaufnutzung) oder am Ende ihrer Lebensdauer „endgelagert“ werden, wäre dadurch eine theoretische CO₂-Senkenwirkung in der Größenordnung von 19 Mio. t/a CO₂ möglich, sofern ausschließlich biogenes oder atmosphärisches CO₂ als Ausgangsstoff eingesetzt wird.

Die Nutzung von CO₂ wird in verschiedenen Projekten erforscht. Es überwiegen die Bereiche Chemie und Kunststoffe, Energieträger und Zement sowie künstliche Photosynthese. Nachfolgend werden einige der Projekte bzw. Unternehmen und ihre Projekte stichwortartig aufgelistet.

CO₂-basierte Chemikalien: Carbon2Chem (Hüttengase Stahl), Steeanol (Hüttengase Stahl zu Ethanol), Dream Production (Polyole, PUR), Carbon Clean Solutions (Natriumcarbonat), CO₂ zu Formaldehyd (BASF), Rheticus (Ko-Elektrolyse + Mikroorganismen zu Chemikalien), LanzaTech (Bakterien, Neuseeland)

CO₂-basierte Energieträger: PtL: RWE, PtG Audi, LanzaTech, Carbon Engineering, Global Thermostat, Nordic Blue Crude, Ineratec, Carbon Recycling International (Island, CO₂-Methanol)

CO₂-basierte Kunststoffe: Novomer (Polypropylencarbonat, USA), Carbon4PUR (Hüttengase Stahl zu Kunststoffen)

CO₂-Nutzung in der Zementindustrie: CarbonCure (Nova Scotia, Kanada), Solidia (New Jersey, USA), Blue Planet (Kalifornien, USA), Project CO2MENT (Lafarge Canada, Svante, Total), Neustark (Bern, Schweiz)

Künstliche Photosynthese: Sonnenlicht zu Ameisensäure (Panasonic), Bionisches Blatt + gentech. Opt. Bakterien (Harvard University)

Zement als CO₂-Speicher

Bei der Herstellung von Zementklinker entstehen Prozessemissionen aus der Freisetzung von CO₂ aus Kalk (siehe Seite 19). Umgekehrt kann Zement CO₂ auch wieder einlagern, wobei nicht mehr gespeichert werden kann als bei den Prozessemissionen entstanden ist. Der Aufnahmeprozess von CO₂ läuft automatisch ab, ist aber sehr langsam und geschieht vor allem oberflächennah. Beton, der eine exponierte (nicht versiegelte) Fläche zur Umgebungsluft hat, entzieht der Atmosphäre langsam CO₂, wobei die Menge an CO₂ je nach Schätzung bis zu 43 % der Prozessemissionen betragen kann (Xi, et al., 2016). Dieser Prozess kann beschleunigt werden, indem Altbeton beim Recycling gemahlen wird, um die Oberfläche zu erhöhen und dann in der Atmosphäre zu lagern, um CO₂ aufnehmen zu können (siehe auch Beschleunigte Verwitterung, ≠ Seite 53 ff.). Dieser Altbeton kann anschließend als Beigabe in neuem Beton eingesetzt werden (Neustark AG, 2021). Hierbei verbessert sich die CO₂-Bilanz des neuen Betons, allerdings müssen die entstehenden Prozessemissionen (und energetischen Emissionen) abgeschieden und zusätzlich gespeichert werden, bevor von einer geringen Senkenleistung ausgegangen werden kann.

Alternativ kann der Prozess des Aushärtens des Betons (englisch „curing“), welches normalerweise mit Wasser geschieht, unter CO₂-Atmosphäre geschehen. In diesem Fall können größere Anteile der Prozessemissionen wieder in den Beton eingebracht werden (Solidia, 2021), (Svante, Lafarge Canada, Total, 2021). Das Aushärten unter CO₂-Atmosphäre ist eine Nutzung von CO₂ mit langfristiger Speicherung (CCUS), wenn die Betonbauteile lange Zeit in Verwendung bleiben (CarbonCure, 2021). Das genaue Ausmaß der Speicherkapazitäten ist noch im Untersuchungsstadium und nur schwierig abzuschätzen, außerdem gehen mit dem Speicherpotenzial im Beton auch die entsprechenden Prozessemissionen einher. Daher ist allgemein von keiner Senkenleistung durch die Einlagerung von CO₂ in Beton auszugehen. Zusätzlich gilt es zu beachten, dass das Aushärten unter CO₂-Atmosphäre bisher nur für vorgeformte Bauteile möglich ist und der größte Anteil von Beton als vor Ort gemischter Beton vergossen und eingesetzt wird. Hierbei ist das Aushärten unter CO₂-Atmosphäre nicht plausibel möglich.

Zwischenfazit

Die Nutzung von CO₂ kann unter bestimmten Rahmenbedingungen einen wertvollen Beitrag zu einem klimaneutralen Szenario beisteuern. Insbesondere im Vergleich zu einer Referenzentwicklung kann die Wiederverwendung von fossilem CO₂ die Emissionsentwicklung reduzieren. Beim Einsatz von biogenem oder atmosphärischem CO₂ können sogar klimaneutrale Produkte erzeugt werden. Vor allem in Bereichen, die schwierig zu dekarbonisieren sind, wie beispielsweise im Flugverkehr, kann der Einsatz synthetischer Kraftstoffe ein wichtiges Instrument sein.

Insgesamt ist die Nutzung von CO₂ allerdings keine Senke, da für eine Senkenleistung sichergestellt werden muss, dass das CO₂ nicht zurück in die Atmosphäre gelangt. Im Falle von CCU ist daher die Lebensdauer der Produkte relevant. Kurzlebige Produkte wie synthetische Kraftstoffe speichern das CO₂ in der Größenordnung von bis zu wenigen Jahren, bis es wieder in die Atmosphäre emittiert wird. Bei Produkten wie Kunststoffen kann von einer Einlagerung im Rahmen von Jahren bis Jahrzehnte ausgegangen werden. Wenn die Produkte dann nicht vollständig recycelt²³, sondern beispielsweise in einer MVA verbrannt werden,

²³ Im Falle von vollständig geschlossenen Produktrecyclingketten in einer Kreislaufwirtschaft sind die ursprünglich eingelagerten CO₂-Emissionen länger gespeichert. Gleichzeitig fällt die Senkenwirkung in diesem Fall insgesamt niedrig aus, da ab dem funktionierenden Kreislauf kein oder kaum neues CO₂ genutzt wird, weil der Bedarf aus dem Recycling der Produkte gedeckt werden kann.

gelangt das CO₂ wieder in die Atmosphäre. In beiden Fällen wird die Emission verzögert, aber nicht verhindert, weshalb nicht von einer Senkenwirkung gesprochen werden kann.

Bei einer Nutzung von CO₂ mit einer langfristigen Fixierung in Produkten mit einer Lebensdauer in der Größenordnung von Jahrhunderten (CCUS) ist die Verzögerung der Emissionen lang genug, dass für einen Zeitraum bis 2050 von einer Senkenwirkung gesprochen werden kann. Wenn die Emissionen nach Ablauf der Lebensdauer in die Atmosphäre gelangen, muss die entsprechende Menge dann ausgeglichen werden. Sofern bilanziell von negativen Emissionen ab 2050 ausgegangen werden kann, erscheint ein Ausgleich dieser stark verzögerten Emissionen möglich und hilfreich bei der Reduktion bis 2050.

7. CO₂-Speicherung

Neben der kurz- bis mittelfristigen Speicherung durch die Nutzung von CO₂ (CCU) und der langfristigen Speicherung von CO₂ in Produkten (CCUS) ist die dauerhafte Speicherung von CO₂ relevant. Insbesondere bei den Speicherkapazitäten liegt die geologische Speicherung um mehrere Größenordnungen höher als bei der Fixierung durch CCU und CCUS. Insbesondere für die Erzeugung von negativen Emissionen durch BECCS und DACCS ist die geologische Speicherung ein elementarer Bestandteil der CO₂-Kette.

Geologische Speicherungsoptionen

Die geologische Speicherung beschreibt das unterirdische Einlagern von CO₂ in den dafür geeigneten Gesteinsformationen. Das sind vor allem saline Aquifere, erschöpfte Öl- und Gasfelder sowie zu einem geringeren Maße die Mineralisierung in situ, welche im Folgenden näher beschrieben werden.

Saline Aquifere

Saline Aquifere sind wasserführende, poröse Gesteinsschichten (z. B. Sandstein), die nach oben und unten von undurchlässigen Gesteinsschichten (z. B. Schiefer) begrenzt werden. Die begrenzenden Gesteinsschichten müssen ein nach oben und unten geschlossenes Reservoir bilden, um eine dichte Speicherung über lange Zeit gewährleisten zu können. Das komprimierte CO₂ wird dafür in die wasserführende Gesteinsschicht gepresst, in der mehrere Prozesse das CO₂ festsetzen. Nach der Einspeisung bleiben die CO₂-Blasen, die im Wasser nach oben steigen, in den feinporigen Gesteinszwischenräumen hängen. Die poröse Struktur und die undurchlässige Deckschicht verhindern hierbei ein Austreten des CO₂. Über die Zeit löst sich das CO₂ im Wasser als Kohlensäure und das mit CO₂ angereicherte Wasser sinkt aufgrund der höheren Dichte innerhalb der durchlässigen Gesteinsschicht nach unten ab. Die nach unten angrenzende Gesteinsschicht hält das CO₂ im salinen Aquifer und der geringe Auftrieb aufgrund der höheren Dichte verhindert ein Aufsteigen des CO₂. Langfristig reagiert das kohlenstoffhaltige Wasser mit dem umliegenden Gestein und formt Minerale, die eine dauerhafte geologische Speicherung gewährleisten (IPCC, 2005). Die passenden Aquifere liegen in der Regel zwischen 800 und 2.500 Meter unterhalb der Oberfläche. Der Umgebungsdruck ab 800 Meter Tiefe ist notwendig, damit das CO₂ vom gasförmigen zum superkritischen Zustand wechselt und mit der höheren Dichte entsprechend weniger Volumen in den Gesteinsschichten benötigt (IPCC, 2005).

Erschöpfte Öl- und Gasfelder

Erschöpfte Öl- und Gasfelder eignen sich für die Speicherung von CO₂, da diese Reservoirs erwiesenermaßen dicht sind, da die Öl- und Gasmengen über lange Zeiträume sicher gespeichert waren. Zu diesen Feldern existieren außerdem in der Regel bereits ausführliche geologische Monitorings. Zudem können in einigen Fällen die Bohrlöcher der Förderung genutzt werden, um CO₂ in das Reservoir einzuspeisen, was die Kosten für die Einspeisung senkt. Öl- und Gasfelder liegen in der Regel rund 5.000 Meter unter der Oberfläche (IPCC, 2005).

Bei der Speicherung von CO₂ in Öl- und Gasfeldern ist zu beachten, dass große Unterschiede bestehen zwischen dem Einspeisen von CO₂ in ausgediente Felder und dem Einspeisen in Felder, aus denen noch gefördert wird. Letzteres wird unter dem Begriff „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) zusammengefasst und dient dazu, den Druck im Ölfeld hochzuhalten, um mehr Öl aus einem bestehenden Ölfeld zu fördern. Das CO₂, welches eingespeist wird, bleibt zwar unterirdisch gebunden, allerdings wird durch die erhöhte Förderung

wesentlich mehr fossiler Kohlenstoff aus dem Reservoir geholt, als eingespeist und gespeichert wird. Bilanziell ist EOR daher explizit keine Option, die in ein klimaneutrales Szenario passt. Auch wenn durch die Anwendung von EOR die Technologie, die für CCS notwendig ist, weiterentwickelt wird und Preissenkungseffekte global schneller eintreten können, ist EOR grundsätzlich eine klimaschädliche Anwendung. Auch Konzepte von EOR+, bei denen neben der Förderung von fossilen Energieträgern auch die Speicherung von CO₂ deutlich erhöht werden kann (IEA, 2015), sind in Ausmaß und Relevanz vorsichtig einzuordnen. Zum einen ist die Ölförderung im europäischen Kontext weniger relevant als beispielsweise in Nordamerika, zum anderen beinhaltet EOR+ immer die Förderung fossiler Energieträger. Dadurch wird die effektive Senkenwirkung der Speicherung reduziert und es muss geprüft werden, inwieweit EOR+ zu einer Klimaneutralitätsstrategie passt und entsprechend kommuniziert werden kann.

Mineralisierung in situ

Die In-situ-Mineralisierung ist eine weitere Form der geologischen CO₂-Speicherung, neben den salinen Aquiferen oder ausgeschöpften Öl- und Gasfeldern. Bei der In-situ-Mineralisierung wird in Wasser gebundenes CO₂ (Kohlensäure) in den Untergrund mit den passenden Gesteinsschichten (z. B. Basalt) injiziert und dabei über die Zeit mineralisiert (versteint). Im Gegensatz zum Ex-situ-Prozess (siehe Infobox), bei dem das Gestein auf Böden ausgebracht und der atmosphärischen Luft ausgesetzt wird, wird bei der In-situ-Mineralisierung das abgeschiedene CO₂ direkt in die entsprechenden Gesteinsschichten injiziert und in den geologischen Tiefen innerhalb von wenigen Jahren mineralisiert. Das abgeschiedene CO₂ bleibt durch die Mineralisierung als Gestein gespeichert und dadurch der Atmosphäre permanent entzogen (Snæbjörnsdóttir, S. et al., 2020). Aktuell ist das Projekt Carbfix in Zusammenarbeit mit Climeworks in Island das einzige Projekt weltweit, das CO₂ durch Mineralisierung in situ geologisch speichert (Carbfix, 2021).

Mineralisierung ex situ (beschleunigte Verwitterung)

Bei der Ex-situ-Mineralisierung wird Gestein, wie beispielsweise das häufig vorkommende Vulkangestein Basalt oder Olivine, gemahlen und weiträumig als Steinstaub auf Feldern oder Ozeanen verteilt. Durch das Pulverisieren (Erhöhung der Oberfläche) des Gesteins und die Verteilung auf großen Flächen wird der natürliche Prozess der Verwitterung beschleunigt. Das gemahlene Gestein nimmt bei der Verwitterung CO₂ aus der Atmosphäre auf, wobei Karbonate entstehen. Die Karbonate können über Bäche und Flüsse in die Ozeane gespült werden, wo sie auf den Boden sinken und permanent gespeichert werden (Strefler, J., et al., 2018). Die Ex-situ-Mineralisierung ist eine technische Methode, um negative CO₂-Emissionen zu generieren.

Risiken der CO₂-Speicherung

Bezüglich der Risiken geologischer CO₂-Speicherung besteht in vielen Aspekten noch Forschungsbedarf. Dies beinhaltet beispielsweise die Folgen ungeplanter Austritte und einer Eintragung in das Grundwasser. Ein anderes Risiko betrifft den Wiederaustritt des CO₂ aus den Speicherstätten. Dies kann abrupt (z. B. durch Verschiebungen und Öffnung der Gesteinsformationen aufgrund eines Erdbebens) geschehen oder langsam ablaufen (z. B. mangelhaft abgedichtete Bohrlöcher oder zu dünne Deckschichten). Lokal bestehen um die Speicherstätte Risiken wie das Einbringen von Schadstoffen in Grundwasserschichten. Global gesehen würde die (vermeintlich) gespeicherte Menge an CO₂ wieder an die Atmosphäre gelangen und die Senkenwirkung negieren (Alcalde, J. et al., 2018). Die Möglichkeit einer langfristigen und dauerhaften geologischen Einlagerung von CO₂ muss zusätzlich erst noch gezeigt werden. Es bestehen zwar Projekte, die seit Jahrzehnten CO₂ geologisch speichern (Equinor, 2021), aber es fehlen Nachweise über längere Zeiträume.

Gesellschaftlich stellt ein Austreten von CO₂ aus der geologischen Speicherung ein Risiko für die Akzeptanz von CCS dar. Grundsätzlich sind die Risiken einer fehlerhaften Speicherung von CO₂ aber im Ausmaß nicht vergleichbar mit beispielsweise einer fehlerhaften Einlagerung von radioaktivem Abfall und ausgedienten Brennstäben, da CO₂ abgesehen von der Wirkung als Treibhausgas keine toxische Wirkung hat.

Energiebedarfsanalyse

Für die Speicherung von CO₂ herrschen am Injektionsbohrloch im Reservoir je nach Tiefe und Art des Reservoirs Drücke von über 6 MPa wie beispielsweise im salinen Aquifer bei der Gasplattform Sleipnir (Chadwick, et al., 2008). Bei tiefer gelegenen Reservoirs müssen entsprechend höhere Gegendrücke im Reservoir für eine Einspeisung überwunden werden. Da das CO₂ bei höheren Drücken transportiert wird, ist der Energiebedarf für die Einspeisung im Vergleich zu Abscheidung, Aufbereitung und Transport deutlich weniger relevant.

Je nach Durchlässigkeit und Größe des Reservoirs erhöht sich der Druck mit der eingespeisten Menge CO₂ unterschiedlich, da sich das CO₂ unterschiedlich schnell im Reservoir verteilt. Hier bestehen große Unterschiede zwischen den Reservoirs, weshalb ein gründliches Monitoring bei der Erkundung und während des operativen Betriebs wichtig ist²⁴.

Kostenanalyse

Bei den Kosten für die geologische Speicherung von CO₂ ist zu beobachten, dass eine Onshore-Speicherung durchschnittlich günstiger ist als eine Offshore-Speicherung. Die Arbeiten unter Wasser erhöhen die Investitionskosten deutlich und bedeuten höhere Bandbreiten bei den Einspeisekosten pro Tonne CO₂. Gleiches gilt für die ausgebeuteten Gas- und Öllagerstätten, die niedrigere Investitionskosten aufweisen als bei salinen Aquiferen, was insgesamt die Speicherkosten pro Tonne CO₂ senkt. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn bestehende Infrastruktur wie z. B. Bohrlöcher wiederverwertet werden kann (Abbildung 29, Tabelle 17).

²⁴ Das Monitoring ist nach der Einspeisung weiterhin wichtig, um beispielsweise allfällige flüchtige Emissionen aus dem Reservoir zu entdecken. Für den Energiebedarf der Einspeisung ist das Folgemonitoring allerdings nicht mehr relevant.



Abbildung 29 CO₂-Speicherkosten bei einer Kapazität von 1 Mt CO₂ pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe © Prognos AG 2021
 Quellen: (Navigant, 2019) (Zero emissions platform, 2011) (Hendriks, Graus, & van Bergen, 2004)

Werden die Brunnen bzw. Bohrungen der ausgedienten Öl- und Gasfelder wiederverwendet, hat dies einen kostenreduzierenden Einfluss auf die Gesamtkosten. Wenn dies nicht der Fall ist, dann landet man an der oberen Kostenbandbreite bei 10 bzw. 14 EUR/tCO₂. Da bei Onshore-CO₂-Speicherprojekten mit großen Widerständen der lokalen Bevölkerung zu rechnen ist, sind momentan vor allem abgelegene Speicherorte und Offshore-Speicherorte in Nutzung und Planung.

Speicherkapazitäten

Speicherkapazitäten in Deutschland

In Deutschland sind große theoretische Speicherkapazitäten vorhanden. In Abbildung 30 sind in Grün potenzielle Gebiete dargestellt, die sich von den Gesteinsformationen her grundsätzlich für eine geologische Speicherung von CO₂ eignen würden. Die schraffierten Flächen markieren die vom BGR direkt untersuchten Gebiete. Als geologische Speicherstätten an Land kommt das BGR mit 90 % Sicherheit auf eine Speicherkapazität von über 16.000 Mt CO₂. Im Offshore-Bereich kommen rund 3.800 Mt CO₂ hinzu. Bei 50 % Sicherheit der Bestimmung liegen die Speicherkapazitäten noch einmal 150 % höher. Die größten Speicherkapazitäten liegen im Norddeutschen Becken (Knopf, S., May, F., 2017).

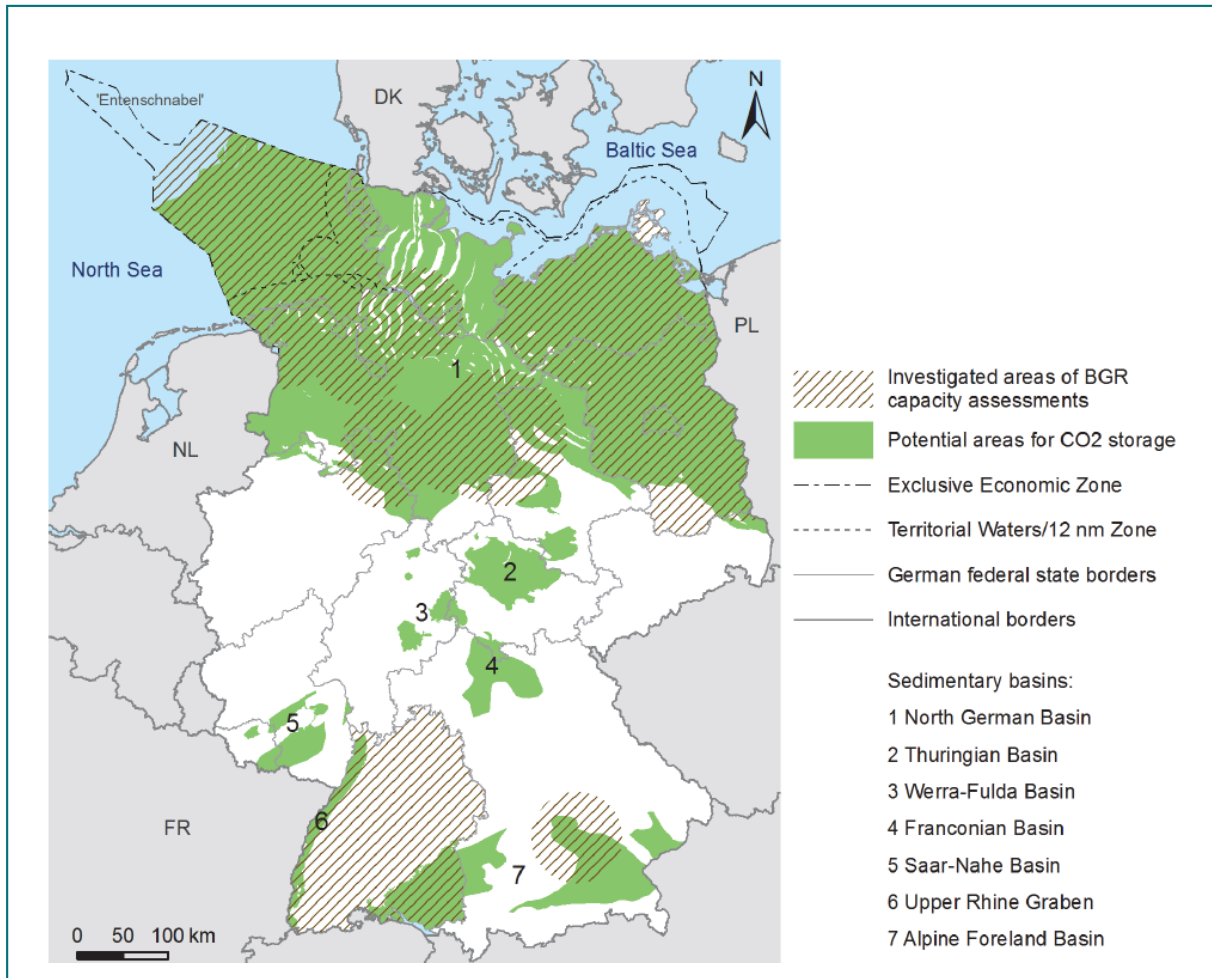


Abbildung 30 CO₂-Speicherpotenziale in Deutschland und der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone 2021

© Prognos AG

Quelle: (Knopf, S., May, F., 2017); direkter Austausch mit dem BGR

Relevant für die geologische Speicherung von CO₂ ist allerdings nicht nur die vorhandene Speicherkapazität, sondern auch das jährliche Einspeisevermögen, welches von den entwickelten Projekten und erschlossenen Kapazitäten abhängt. Die jährliche Einspeisekapazität bestimmt die Menge an CO₂, die in einem Jahr effektiv in die Speicher verpresst werden kann. Hierfür ist nicht die Größe des Speicherreservoirs relevant, sondern Parameter wie der Füllstand (bzw. der Druck im Reservoir) sowie die Anzahl und Größe der Bohrlöcher, mit denen das Reservoir befüllt wird.

Unter der Annahme, dass die residualen Emissionen in Deutschland ab 2050 unter 100 Mt CO₂ pro Jahr liegen, sind die Speicherkapazitäten nicht der relevante Engpass. Allerdings muss bis 2050 die Infrastruktur vorbereitet werden, damit die notwendige jährliche Einspeisekapazität nicht zum Engpass wird.

Speicherkapazitäten in Europa und weltweit

Global gesehen sind noch signifikant größere Speicherkapazitäten von vielen Tausend Gt CO₂ vorhanden. Allein im europäischen Kontext kann mit hoher Sicherheit von mindestens 300 Gt an Speicherkapazität ausgegangen werden, wobei allein 200 Gt in der Nordsee zur Verfügung stehen (Abbildung 31).

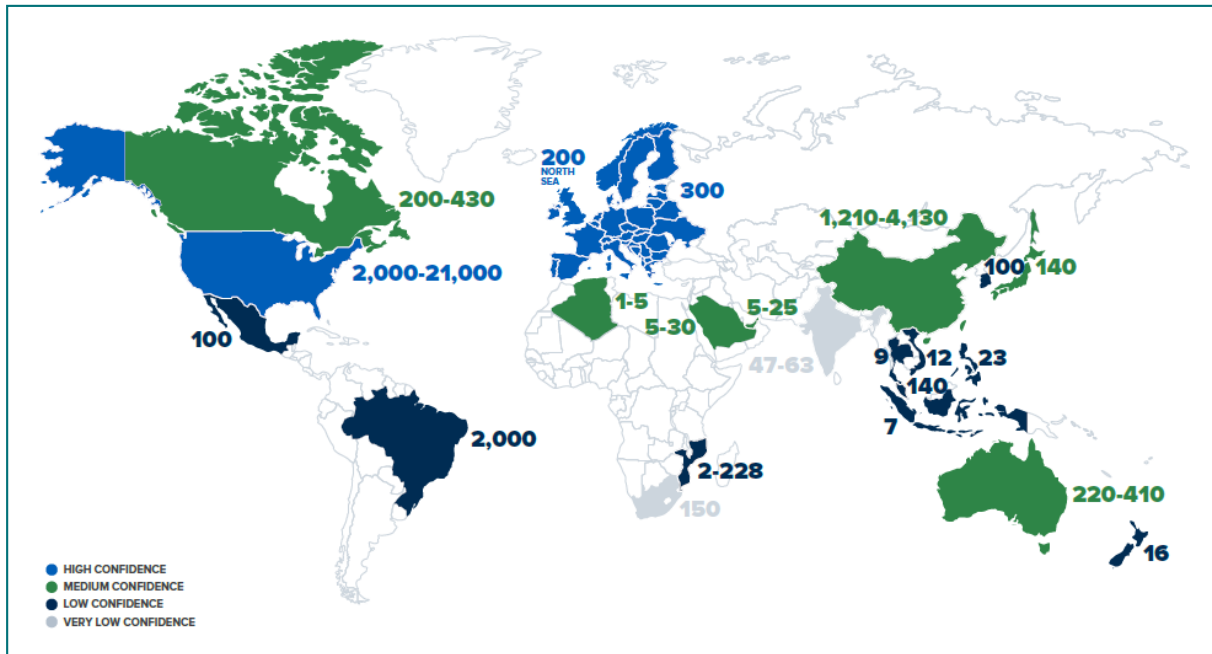


Abbildung 31 Globale CO₂-Speicherpotenziale in Gt CO₂
Quelle: (Global CCS Institute, 2019)

© Prognos AG 2021

Die Speicherkapazitäten in der Nordsee werden insbesondere von Norwegen teilweise bereits seit Jahrzehnten genutzt (Equinor, 2021) und seit Kurzem bestehen auch Projekte, die eine kommerzielle Speicherung auch für ausländische CO₂-Emissionen anbieten. Das Projekt „Northern Lights“ bietet an, CO₂ zu verpressen und die Speicherung zu übernehmen. Kurzfristig soll mit dem ersten Bohrloch eine Einspeisekapazität von 1,5 Mt CO₂ pro Jahr erreicht werden, während langfristig 5 Mt CO₂ pro Jahr eingelagert werden sollen (Northern Lights, 2021). Ein Geschäftsmodell mit der Speicherung von CO₂ kann dazu beitragen, dass die Technologie frühzeitig ausgerollt und getestet sowie dass die nötige Infrastruktur aufgebaut wird. Neben Northern Lights gibt es derzeit in Europa 21 großskalig laufende bzw. geplante CCS-Projekte (CO₂-Abscheidung, CO₂-Speicherung, CO₂-Hubs). Eine Liste mit den CCS-Projekten in Europa, die insgesamt über 25 Mt CO₂ pro Jahr abscheiden bzw. speichern können sollen, ist in Tabelle 18 zu finden.

8. Ergebnissynthese

Die vorangegangenen Kapitel haben die Abscheidung, den Transport, die Nutzung sowie die Speicherung jeweils einzeln vertieft und bezüglich des Energie- und Kostenbedarfs analysiert. In der Ergebnissynthese wird auf technischer Ebene betrachtet, wie der Entwicklungsstand in den einzelnen Bereichen ist und wo die Engpässe im Aufbau einer CCS-Wertschöpfungskette liegen. Anschließend werden in der Potenzialsynthese die Ergebnisse der Einzelabschnitte zusammengeführt, um einen plausiblen Hochlaufpfad technischer CO₂-Senken für Deutschland zu skizzieren. Die dabei aufgezeigten CCS-Ketten technischer Senken werden dann beispielhaft betrachtet, um eine Abschätzung der spezifischen Kosten pro erzeugte Tonne negativer CO₂-Emissionen aufzuzeigen.

Technische Synthese

Die Technologien in den unterschiedlichen Bereichen der CCUS-Wertschöpfungskette befinden sich in einem sehr breiten Bereich der Technologiereife. Es gibt in allen Bereichen von Abscheidung, Transport, Nutzung und Speicherung Technologien, die bereits am Markt etabliert sind. Gleichzeitig gibt es viele Technologien, die momentan erst im Stadium der Pilotprojekte oder noch weiter von der Marktreife entfernt sind. In Tabelle 9 ist ein Überblick über ausgewählte Technologien und ihren Technologiereifegrad enthalten.

	Entwicklungsbedarf (TRL < 6)	Ausrollbedarf (TRL 6, 7, 8)	Marktreif (TRL 9)
CO₂-Abscheidung	Oxyfuel (Zement)	Direct Air Capture BECCS Oxyfuel Combustion Capture Post-Combustion Capture (Chemical looping, Carbonate looping)	Post-Combustion Capture (Aminwäsche) Pre-Combustion Capture (H ₂)
CO₂-Transport		Pipelinetransport offshore	Pipelinetransport onshore (EOR) Schiffstransport (Methan)
CO₂-Nutzung	Chemische Nutzung als Baustein (synthetische Energieträger)		Stoffliche Nutzung
CO₂-Speicherung	Einlagerung in Zement (Vor-Ort-Mischung) Beschleunigte Verwitterung (ex situ)	Basaltgestein (in situ) Beschleunigte Verwitterung Erschöpfte Öl- und Gasfelder Einlagerung in Zement (Bausteine)	Saline Aquifere CO ₂ -EOR

Tabelle 9 Technologiereifegrade (Technology Readiness Level, TRL) ausgewählter Technologien in der CCUS-Wertschöpfungskette; © Prognos AG 2021
Quellen: (Bui, et al., 2018), (JRC, 2020), (Global CCS Institute, 2021), (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020)

Bereits marktreif sind Technologien, die schon länger analog in anderen Industriebereichen eingesetzt werden. Dazu zählt bei der **CO₂-Abscheidung** vor allem die Post-Combustion-Capture-Technologie, die in der Erdgasförderung seit Langem eingesetzt wird, um CO₂-Anteile im geförderten Erdgas abzuscheiden. Diese Technologie steht daher bereits grundlegend zur Verfügung, allerdings ist die Aminwäsche, was den Energiebedarf angeht, nicht besonders effizient, gerade im Vergleich mit anderen Abscheidetechnologien. Alternative Abscheidemethoden wie „carbonate looping“, „MOF“ oder „chemical looping“ sind allerdings noch in der Entwicklung und in Testphasen. Andere Technologien wie Oxyfuel Combustion Capture sind noch nicht im Stadium der Marktreife, haben aber laufende Pilotprojekte (Global CCS Institute, 2021).

Beim **CO₂-Transport** sind CO₂-Pipelines bei EOR bereits in Benutzung. Es gibt viele Analogien zum Gastransport von Methan, welcher in fast allen Transporttechnologien bereits lange Marktreife besitzt. Im Transportbereich sind vor allem Adaptionen aus anderen Gastransporten nötig, aber es kann mit hoher Zuversicht gesagt werden, dass der Reifegrad der für den Transport von CO₂ benötigten Technologien nicht den Engpass darstellt.

Bei der **CO₂-Nutzung** sind die Reifegrade sehr unterschiedlich. Für die stoffliche Nutzung als Inertgas z. B. in der Lebensmittelindustrie besteht nach einer Aufbereitung des CO₂ auf die entsprechenden Standards keine technologische Limitierung. Bei der chemischen Nutzung von CO₂, wie der Herstellung von synthetischen Energieträgern oder als Baustein für Kohlenstoff in Kunststoffen, sind die nötigen Technologien noch nicht marktreif.

Bei der **CO₂-Speicherung** sind die Technologien zum Teil bereits seit Jahrzehnten im Einsatz. Die Erdgasplattform Sleipnir speichert seit 1997 das abgeschiedene CO₂ (rund 0,9 Mt pro Jahr) aus der Erdgasaufbereitung. Das CO₂ wird allerdings nicht in das Gasfeld eingespeist, aus dem es gefördert wird, sondern in einem salinen Aquifer gespeichert, welcher regelmäßig untersucht wird, um die Effekte beim Füllen der Gesteinsformation zu beobachten. Ebenso sind Projekte wie Northern Lights ein guter Indikator dafür, dass die geologische Speicherung von CO₂ wahrscheinlich nicht durch die Technologiereife limitiert sein dürfte. Bei der In-situ-Mineralisierung läuft mit Carb2fix ebenfalls momentan ein Pilotprojekt in Island. Andere Einlagerungen von CO₂ in Zement oder als beschleunigte Verwitterung sind noch nicht im Stadium der Marktreife und die Rolle dieser Technologien ist bis 2050 mit großen Unsicherheiten behaftet.

Potenzialsynthese

Die Einsatzformen, Standorte und Mengenpotenziale von CCS bis 2050 sind mit Unsicherheiten behaftet und können je nach Szenario in der Ausgestaltung variieren. Nichtsdestotrotz ist es möglich, einen plausiblen Pfad für die Einsatzgebiete von CCS aufzuzeigen.

Aufgrund der Dekarbonisierungsoptionen in der öffentlichen Strom- und Wärmeversorgung ist eine Abscheidung fossilen CO₂ oder der großflächige Einsatz biogener Energieträger in diesem Sektor nicht notwendig und aufgrund begrenzter Biomassepotenziale und Einspeisekapazitäten auch nicht zielführend.

Die Biomassepotenziale sind in einigen Industriebereichen bei Industrieheizkraftwerken besser aufgehoben, da hier Wärmebedarfe auf teilweise sehr hohen Temperaturniveaus (>1.000 °C) anfallen. Gleichzeitig fallen an diversen Industriestandorten CO₂-Prozessemissionen an, die ohnehin abgeschieden werden müssen (sofern sie nicht durch einen Technologiewechsel vermeidbar sind). Die Industriebereiche von Eisen und Stahl, Zement und Kalk sowie der Grundstoffchemie sind, wie auf Seite 19 ff. beschrieben, gut geeignet, um BECCS anzuwenden und negative Emissionen zu erzeugen. Die Industriestandorte sind außerdem in der Regel

logistisch gut angeschlossen, um neben dem Transport von Beton oder Stahl auch feste Biomasse als Energieträger gewährleisten zu können. Eine Pipelineanbindung für einen CO₂-Abtransport sollte grundsätzlich auch möglich sein, da insbesondere die Chemiestandorte mit Erdgaspipelines angeschlossen sind. Der Einsatz von Biomasse und BECCS in der energieintensiven Industrie findet sich in vergleichbaren Studien ebenfalls wieder und kann in gewissem Maße als „No-Regret-Strategie“ bezeichnet werden (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020), (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, 2021) und (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019).

Unter der Annahme, dass keine Deindustrialisierung in größerem Maßstab stattfinden wird und die Industriestandorte mehrheitlich gleich bleiben, ist die Karte (Abbildung 32) der Industriestandorte in den beschriebenen Bereichen eine gute Annäherung für den Einsatz von BECCS in 2050. In der Karte sind die Standorte mit ihren Emissionen im Jahr 2017 aufgeführt, ebenso wie geeignete Standorte für DAC-Anlagen, die als technische Senkenoption nahe der Küste sowohl von erneuerbarem Windstrom profitieren können als auch eine kurze Transportstrecke zu Offshore-Speicherorten aufweisen. Grundsätzlich können DAC-Anlagen überall aufgestellt werden, wobei die erneuerbare Stromversorgung und kurze Transportwege für das CO₂ die relevanten Kriterien sind. Zusätzlich kann stärkerer Wind den Strombedarf für die Ventilation senken. Grundsätzlich könnten die DAC Anlagen auch als „Energieinseln“ offshore eingesetzt werden, um den Transport des CO₂ weiter zu minimieren.

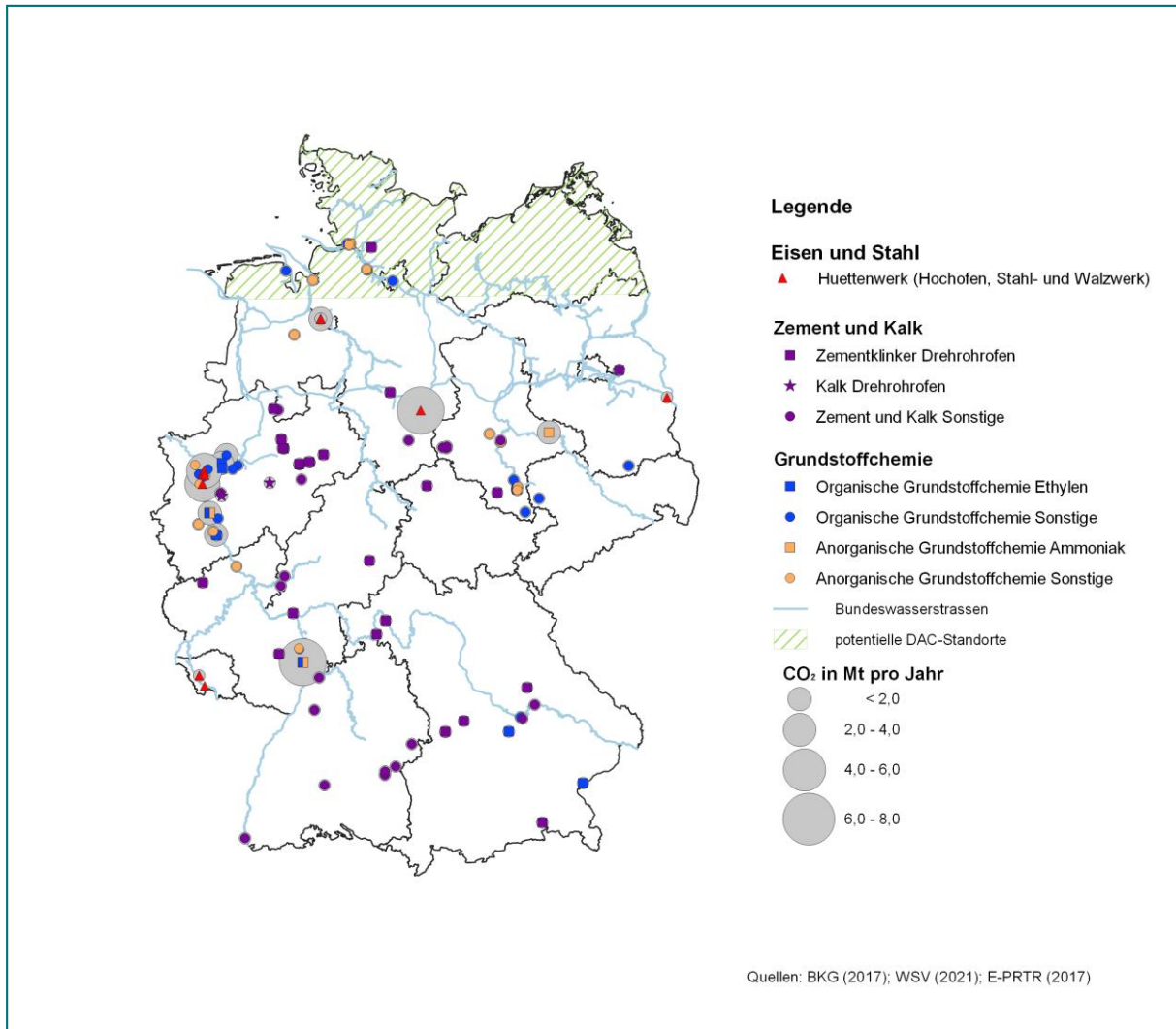


Abbildung 32 CO₂-Quellenkarte; Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG 2021

Wenn die genannten Industriebereiche als Standorte für BECCS eingesetzt und DAC-Anlagen in Küstennähe aufgestellt werden, dann ergeben sich auch potenzielle Transportkorridore, die in der Karte (Abbildung 33) aufgezeigt werden. Die Korridore verbinden die großen Industriestandorte und orientieren sich dabei wo möglich entlang der Bundeswasserstraßen, um einen Schiffstransport grundsätzlich zu ermöglichen. Inwiefern es sich lohnt, kleinere und dezentrale Standorte an ein CO₂-Netz anzuschließen (vor allem in Süddeutschland), muss abhängig von den Szenarien entschieden werden. Eine internationale Anbindung an ein europäisches CO₂-Netz kann ebenfalls einen großen Einfluss auf die konkrete Ausgestaltung der Netze haben. Endpunkte im Landnetz sind Übergänge zu Offshore-Pipelines und Häfen, die mit Verladeterminals und Zwischenspeichern als CO₂-Hubs die Anbindung zu Offshore-Speicherstätten ermöglichen können.

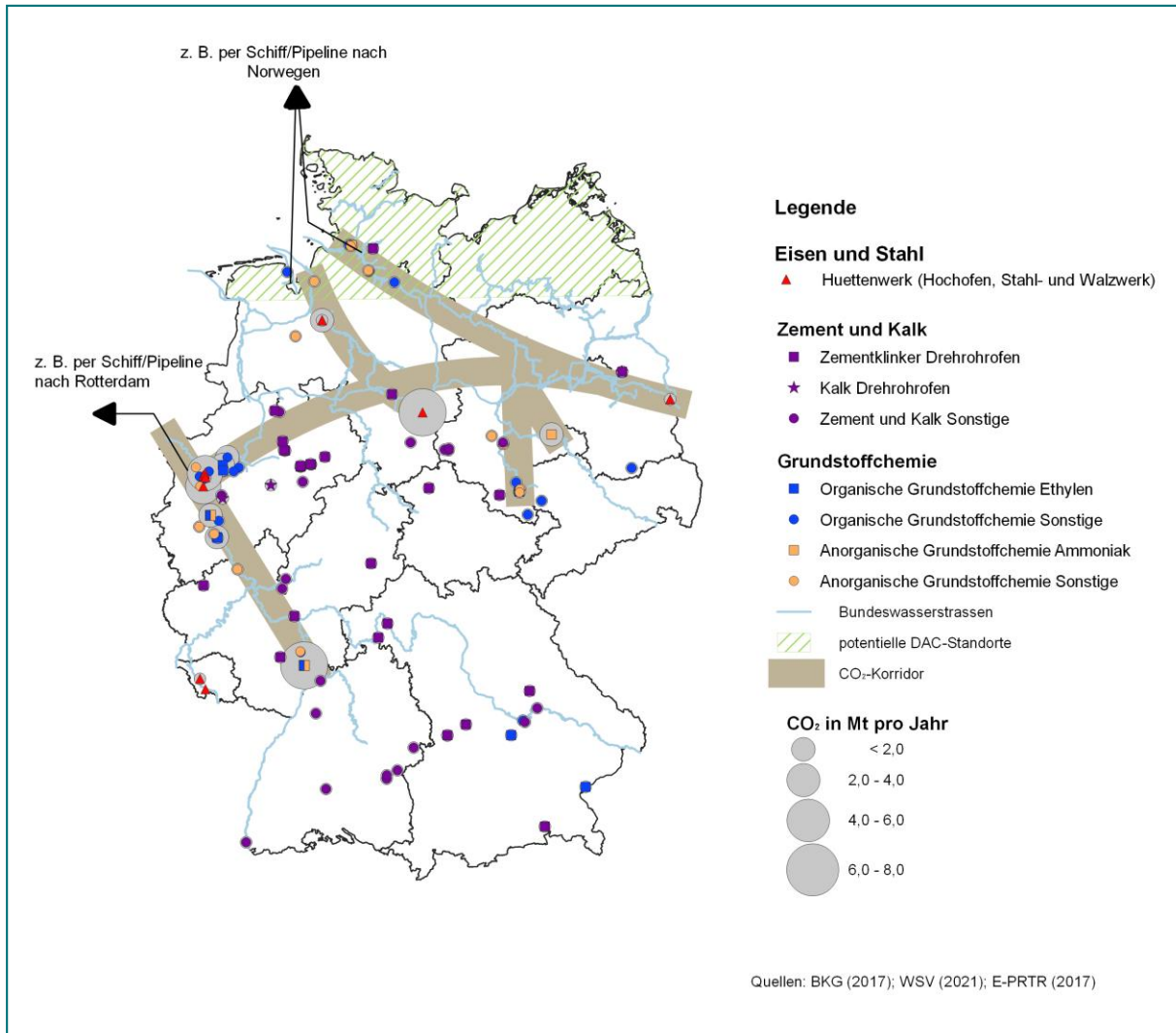


Abbildung 33 CO₂-Korridorkarte; Quelle: eigene Darstellung

© Prognos AG 2021

Kostensynthese

In den Kapiteln 4–7 wurden die einzelnen Kosten pro Wertschöpfungsschritt aufgezeigt. Anhand der beiden folgenden Abbildungen wird exemplarisch jeweils ein **BECCS-** und ein **DACCS-Kostenpfad** gezeigt. Dies sind nur zwei Beispiele von vielen weiteren Optionen, doch anhand derer ist zu erkennen, woraus sich schließlich die Gesamtkosten zur Generierung einer negativen Tonne CO₂ bilden können.

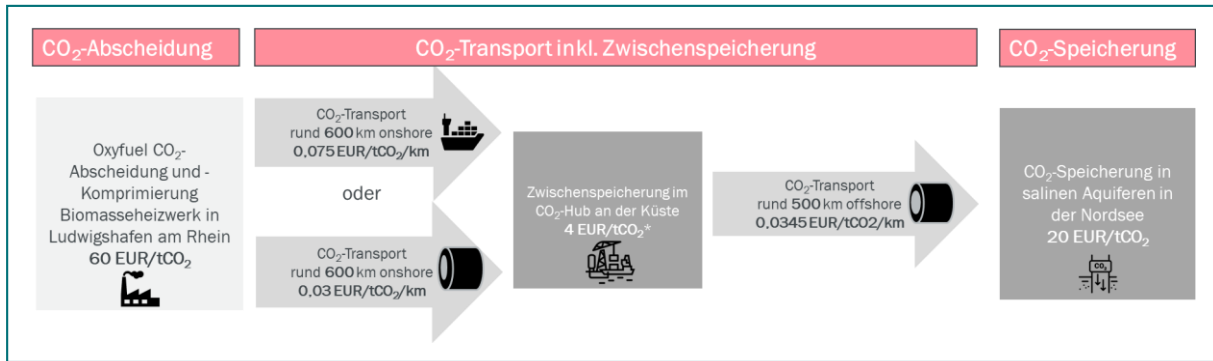


Abbildung 34 Kostenpfad BECCS in der Industrie; Quelle: eigene Darstellung
* Kostenannahme für die Zwischenspeicherung an einem CO₂-Hub

© Prognos AG 2021

Im **BECCS-Kostenpfad** in Abbildung 34 wird biogenes CO₂ in einem Biomasseheizwerk an einem Chemie-Industriestandort in Süddeutschland mittels Oxyfuel Combustion abgeschieden und entweder per Schiff oder per Onshore-Pipeline zum CO₂-Hub zur Zwischenspeicherung transportiert. Von dort wird das CO₂ per Offshore-Pipeline zur Offshore-CO₂-Speicherung in der Nordsee transportiert und langfristig in einem salinen Aquifer geologisch gespeichert. Es entstehen Gesamtkosten von 120 EUR/tCO₂ (Transport per Onshore-Pipeline) bis 147 EUR/tCO₂ (Transport per Binnenschifffahrt). Dabei ist die CO₂-Abscheidung der größte Kostenfaktor in der BECCS-Wertschöpfungskette. Insbesondere durch neue Abscheidungstechnologien und Effizienzverbesserungen bei der CO₂-Abscheidung können die Kosten der Abscheidung mittelfristig noch etwas sinken. Beim Transport sind die Kosten für den Schifftransport um den Faktor 2,5 größer als diejenigen der Onshore-Pipelinetransporte und damit nicht zu vernachlässigen.

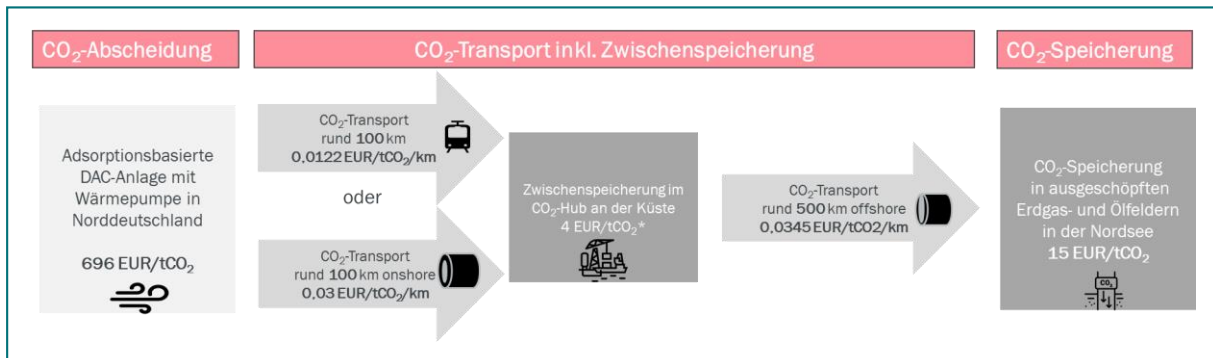


Abbildung 35 Kostenpfad DACCS in Norddeutschland; Quelle: eigene Darstellung
* Kostenannahme für die Zwischenspeicherung an einem CO₂-Hub

© Prognos AG 2021

Beim **DACCS-Kostenpfad** wird eine adsorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage angenommen, die in Norddeutschland CO₂ aus der Atmosphäre zieht. Das abgeschiedene CO₂ wird entweder per Zug oder per Onshore-Pipeline zu einem CO₂-Hub an der Küste transportiert und von dort per Offshore-Pipeline zur geologischen CO₂-Speicherstätte in der Nordsee in einem ausgeschöpften Erdgas- bzw. Ölfeld eingepresst. Dabei entstehen für die gesamte DACCS-Wertschöpfungskette Gesamtkosten von rund 735 EUR/tCO₂ für die heutige CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre. Damit durch DAC-Anlagen großskalig CO₂-Emissionen langfristig aus der Atmosphäre entfernt werden, ist es notwendig, dass besonders die Abscheidungskosten stark reduziert werden, um mittelfristig auf rund 200 EUR/tCO₂ und langfristig auf unter 100 EUR/tCO₂ zu kommen. Im Vergleich zur CO₂-Abscheidung an biogenen Punktquellen sind die Gesamtkosten derzeit noch

um den Faktor 7 größer (Abbildung 36). Insbesondere die Abscheidungskosten machen rund 94 % der Gesamtkosten bei DACCS aus. Wohingegen bei BECCS die Abscheidungskosten nur noch 57 % betragen. Grundsätzlich sind vor allem bei der CO₂-Abscheidung noch enorme Kostendegressionspotenziale durch neue und effizientere Abscheidungstechnologien zu erwarten.

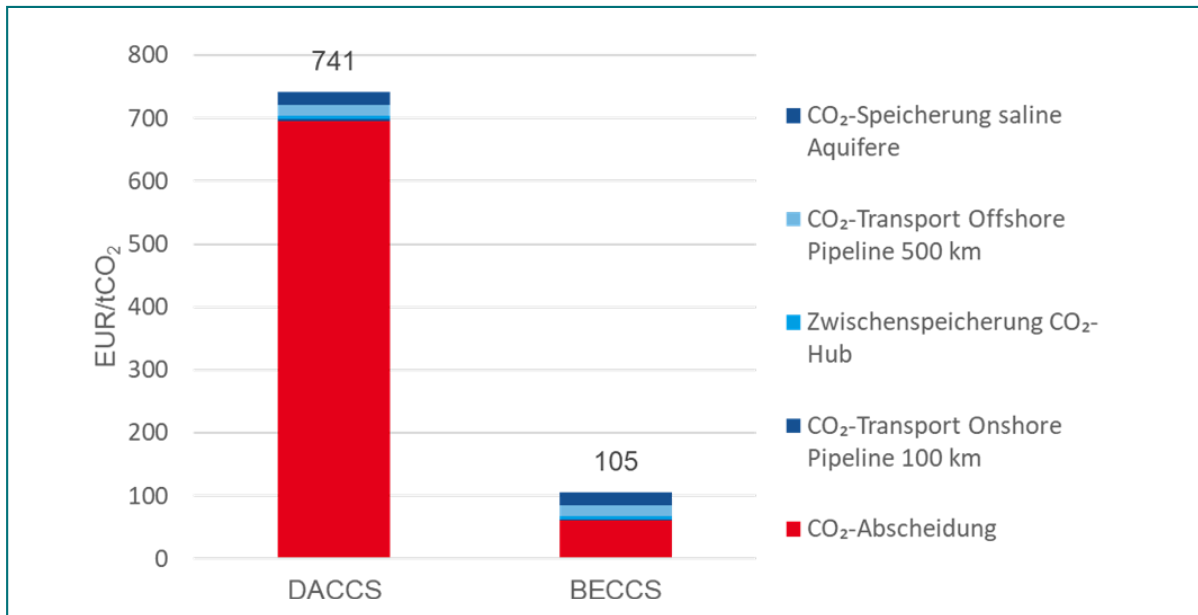


Abbildung 36 Gesamtkostenvergleich aktuell DACCS und BECCS;
Annahmen: DACCS – adsorptionsbasierte DAC-Anlage; BECCS – Oxyfuel Combustion

© Prognos AG 2021

Ein Markthochlauf sollte so bald wie möglich starten, da Unternehmen viel Zeit und Ressourcen benötigen, um eine neue Technologie großskalig umzusetzen. Dafür kann ein Hochlaufpfad für DAC-Anlagen über die Produktion von synthetischen Kraftstoffen, z. B. synthetischem Kerosin für die Luftfahrt, erzeugt werden. Für die Herstellung dieser Energieträger wird atmosphärisches oder biogenes CO₂ benötigt, damit der gesamte Kreislauf der synthetischen Kraftstoffe mindestens netto-null erreichen kann (Viebahn, P., Scholz, A., Zelt, O., 2019).

Kernergebnisse aus der Synthese

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass auf technischer Seite viele Technologien den relevanten technologischen Reifegrad erreicht haben. Es besteht dennoch großer Entwicklungsbedarf, um eine gesamte CCUS-Wertschöpfungskette aufzubauen. Bei der Potenzialanalyse zeigen sich Zusammenhänge, dass sich insbesondere im Industriesektor Synergien für den Einsatz von BECCS ergeben und sich daraus eine Transportinfrastruktur skizzieren lässt. Bei der Kostensynthese zeigt sich vor allem, dass die Abscheidungskosten der relevante Kostenfaktor im gesamten Kostenpfad sind.

Grundsätzlich lassen sich die folgenden **Kernergebnisse** aus der Synthese ableiten:

- Die **Abscheidung von CO₂ aus Punktquellen** ist technisch möglich und an einigen Stellen unvermeidlich (Zementproduktion). Es besteht weiterhin Entwicklungsbedarf bei einigen Technologien, aber die Abscheidung kann und muss zeitnah ausgerollt werden, um in den nächsten Jahrzehnten technisch und wirtschaftlich ausgereift zur Verfügung zu stehen.

- Der Einsatz von **BECCS** ist besonders für Prozesse im Industriesektor geeignet, die einen großen Wärmebedarf auf hohem Temperaturniveau (Stahl-, Grundstoffchemie- und Zementproduktion) haben. Dabei ist der BECCS-Einsatz in der Zementproduktion eine No-Regret-Strategie, da einerseits die unvermeidbaren Prozessemissionen abgeschieden werden und gleichzeitig bei steigender Biomassenutzung durch die Abscheidung biogenen CO₂ negative Emissionen erzeugt werden können.
- Der Einsatz von **DACCS** bietet langfristig ein großes Potenzial für negative Emissionen. Die DAC-Technologie steht mit den drei Hauptakteuren Climeworks, Global Thermostat und Carbon Engineering am Übergang zur Marktreife, die Abscheidungskosten sind derzeit allerdings noch nicht wirtschaftlich. Hier ist erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf notwendig, um die notwendigen Kostenreduktionen zu erreichen. DACCS weist gegenüber BECCS einige Vorteile auf hinsichtlich der Standortflexibilität, des Flächen- und des Wasserfußabdrucks.

9. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Durch die Zielsetzung der Treibhausgasneutralität („netto-null“) rückt verstärkt die Ausgleichsfunktion der CO₂-Senken in den Fokus. Die bisherigen Kapitel haben gezeigt, vor welchen technischen und ökonomischen Herausforderungen technische CO₂-Senken zur Generierung negativer CO₂-Emissionen stehen.

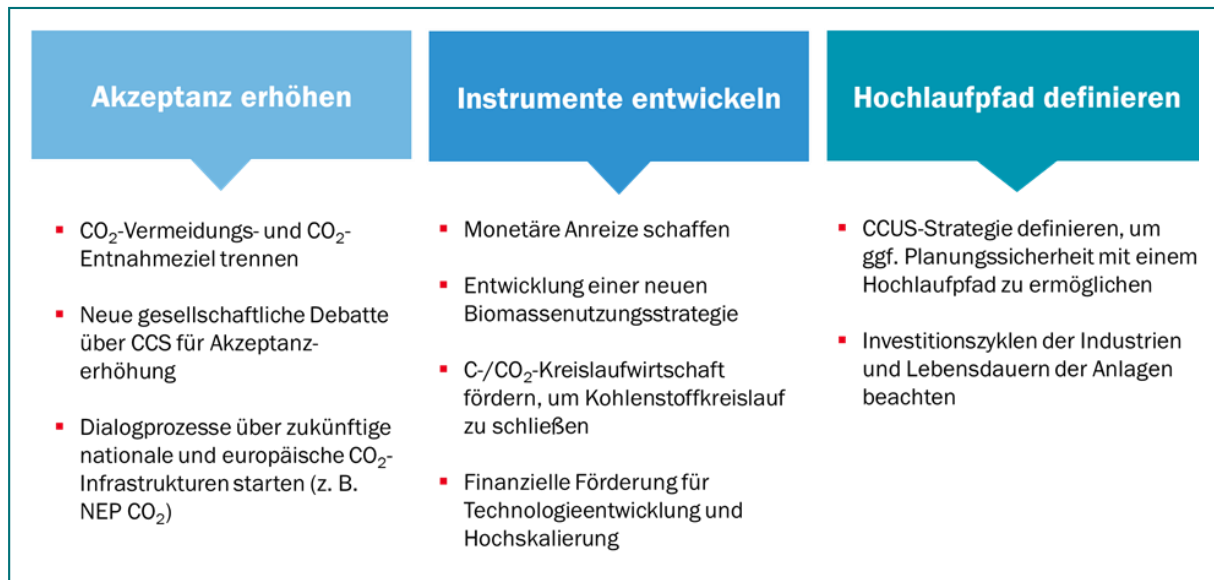


Abbildung 37 Handlungsempfehlungen für die Förderung technischer CO₂-Senken; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021

Damit im großskaligen Maßstab CO₂-Emissionen mittels DACCS oder BECCS langfristig aus der Atmosphäre entfernt werden können, sollten bereits kurz- und mittelfristig die passenden Rahmenbedingungen dafür geschaffen werden. Die folgenden Schritte (Abbildung 37) sind dabei notwendig, wobei es sich damit lediglich um einen Einstieg in die Diskussion handelt:

- Ein **Stakeholder-Konsens** über die Notwendigkeit von CCS könnte die Grundlage für eine gesellschaftliche Debatte bilden. Hierzu bietet die dena-Leitstudie eine ideale Ausgangslage.
- Aufbauend auf diesen Erkenntnissen sollten umfassende **Informations- und Dialogverfahren** gestartet werden, um über die Notwendigkeiten und Möglichkeiten zu informieren.
- Parallel zur Planung von Abscheidung und Lagerung von CO₂ ist eine **CO₂-Infrastruktur** zu entwickeln. Erste Leitungen werden vermutlich dann geplant, wenn große Punktquellen von anders nicht vermeidbaren CO₂-Emissionen vermieden werden sollen. Perspektivisch wird ein Netz an CO₂-Pipelines benötigt. Der pipelinegebundene Netzausbau könnte durch die Implementierung eines „**CO₂-Netzentwicklungsplans**“ zu gegebener Zeit koordiniert werden. Hierzu sind entsprechende regulatorische Vorgaben erforderlich.
- Die Möglichkeit von negativen CO₂-Emissionen sollte nicht zu einem „Weiter so“ bei den fossilen Emissionen führen. Es muss ausgeschlossen werden, dass fossile Emissionen „kompensiert“ werden, die sich vermeiden lassen (Offsetting). Die geologischen CO₂-Kapazitäten sind prinzipiell begrenzt und werden für den Ausgleich der nicht vermeidbaren Emissionen benötigt.

- Um das Kompensieren fossiler Emissionen zu verhindern und weiterhin das THG-Reduktionsniveau hochzuhalten, braucht es eine **Trennung des Netto-null-Ziels** in ein **Emissionsminderungsziel** und ein **Entnahmeziel** ((Geden, O., Schenuit, F., 2020) (McLaren, D. et al. , 2019)). Dabei muss definiert werden, welchen Sektoren THG-Emissionen in welcher Höhe zustehen, und wer für die Erzielung negativer CO₂-Emissionen mittels technischer CO₂-Entnahmetechnologien zahlt.
- Es kann mit der Integration negativer CO₂-Emissionen in den Europäischen Emissionshandel ein **monetäres Anreizmodell** geschaffen werden, um mit Gutschriften für negative Emissionen (Rickels, W. et al. , 2020) oder mit dem Modell einer Auftragsauktion („reverse auction“) wie in Schweden (Schenuit, F. et al. , 2021) neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Darüber hinaus könnte besonders zu Beginn weitergehender finanzieller Förderbedarf bestehen, um die teils sehr hohen Abscheidekosten zu tragen und zur Hochskalierung der entsprechenden Technologien beizutragen.
- Zusätzlich zu monetären Anreizen wird eine neue **Biomassenutzungsstrategie** notwendig sein. Neben erneuerbarem Strom sind grüner Wasserstoff und nachhaltige Biomasse eine Säule für die vollständige Dekarbonisierung des Gesamtsystems. Dabei ist die effiziente Nutzung der Biomasse von Bedeutung. Sie sollte vor allem dort eingesetzt werden, wo es keine Alternativen gibt.
- Zudem ist es vor allem im Industriesektor wichtig, langfristig den **Kohlenstoffkreislauf zu schließen** und den Austausch des derzeit überwiegend fossilen Kohlenstoffs durch recycelten und biobasierten Kohlenstoff bzw. durch abgeschiedenes Kohlenstoffdioxid zu fördern.
- Generell gilt beim **Hochlaufpfad** der technischen CO₂-Senken, dass die vermeidbaren THG-Emissionen bis 2045 vollständig reduziert werden und gleichzeitig in CCS-Technologien investiert wird, um die residualen Emissionen (z. B. aus dem Zementsektor) und parallel den Ausbau der technischen CO₂-Entnahmetechnologien zu forcieren.
- Damit Unternehmen langfristig planen können, „stranded investments“ vermeiden und in kostenintensive CO₂-Vermeidungstechnologien investieren, benötigen sie Planungssicherheit durch politische Rahmenbedingungen. Wir schlagen daher eine **CCUS-Strategie** vor, die sich aus dem Klimaneutralitätsziel 2045 für die Bundesregierung ableitet. Diese sollte einen Hochlaufpfad für die benötigten Technologien definieren.

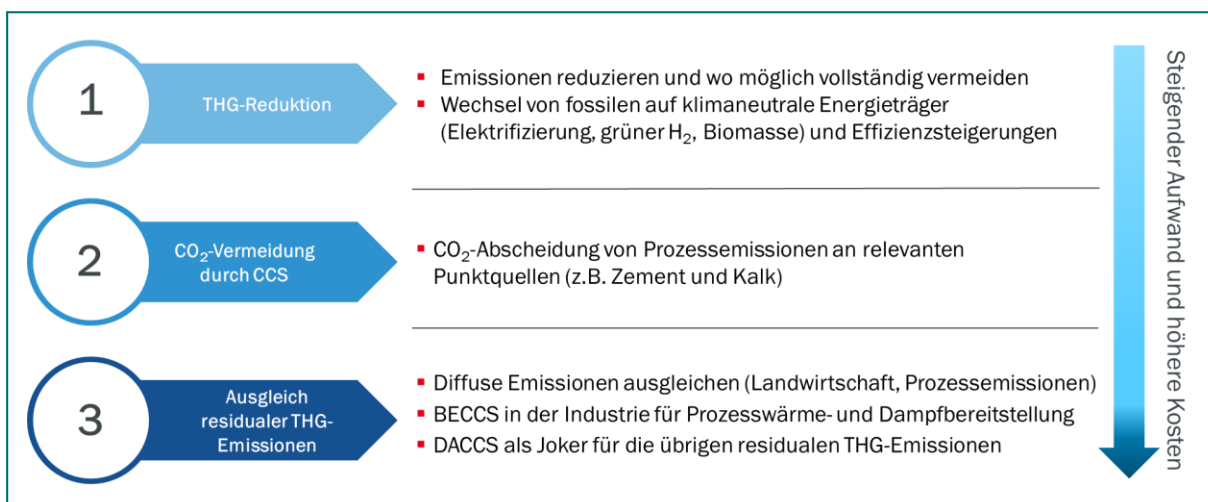


Abbildung 38 Priorisierung auf dem Weg zur THG-Neutralität; Quelle: eigene Darstellung

Für einen passenden Hochlaufpfad ist vor allem wichtig zu beachten, dass zuerst die Menge an residualen THG-Emissionen so weit wie möglich zu reduzieren ist. Eine umfassende Dekarbonisierung mittels Elektrifizierung und Energieträgerwechsel kann die meisten energetischen Emissionen vermeiden, während in einigen Bereichen ein Technologiewechsel (z. B. Stahl mittels Direktreduktion) auch Prozessemissionen vermeiden kann. In den Bereichen, wo dies nicht möglich ist, kann der Einsatz von CCS verhindern, dass zusätzliche Mengen an CO₂ in die Atmosphäre gelangen. Zuletzt können nicht, oder nur sehr aufwendig, vermeidbare residuale Emissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden. Aufgrund der begrenzten Menge an nachhaltiger Biomasse und der hohen Kosten bei der direkten Abscheidung aus der Atmosphäre gilt beim Ausgleich von residualen THG-Emissionen und beim Erreichen der THG-Neutralität (Abbildung 38): So wenig wie möglich, so viel wie nötig.

Für den Zeitraum nach 2045 wird die Bedeutung von technischen CO₂-Senken aber nochmals zunehmen, um dauerhaft die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre zu senken und langfristig **netto Negativemissionen** zu erreichen.

10. **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1	Begriffsbestimmung CCS, CCU und CCUS; © Prognos AG 2021	11
Abbildung 2	Prozessschema Post-Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021.....	14
Abbildung 3	Prozessschema Oxyfuel Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021.....	14
Abbildung 4	Prozessschema Pre-Combustion Capture; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021.....	15
Abbildung 5	Energiebedarf für die CO ₂ -Abscheidung an Punktquellen © Prognos AG 2021 Quellen Post-Combustion Capture: (Global CCS Institute, 2017), (Stec, et al., 2015) Quellen Oxyfuel Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Öko-Institut, 2012) Quellen Pre-Combustion Capture: (Global CCS Institute, 2017)	16
Abbildung 6	Abscheidungskosten aus Punktquellen © Prognos AG 2021 Quellen Post-Combustion Capture: (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020), (Bui, et al., 2018), (Rubin, Davison, & Herzog, 2015) Quellen Oxyfuel Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Bui, et al., 2018) Quellen Pre-Combustion Capture: (Rubin, Davison, & Herzog, 2015), (Global CCS Institute, 2017)	17
Abbildung 7	Emissionen Stahlproduktion; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021.....	20
Abbildung 8	Emissionen Ammoniakproduktion; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021.....	21
Abbildung 9	Emissionen Zementproduktion; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021.....	22
Abbildung 10	Emissionen bei der Dampfreformierung; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021.....	23
Abbildung 11	BECCS-Wertschöpfungskette gasförmige Biomasse; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 Hinweis: Energetischer Wirkungsgrad in Klammern	24
Abbildung 12	BECCS-Wertschöpfungskette feste Biomasse; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 Hinweis: Energetischer Wirkungsgrad in Klammern	25
Abbildung 13	Energetischer Biomasseinsatz in den Sektoren (in TWh) © Prognos AG 2021 Quelle: (Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut, 2020)	26
Abbildung 14	Prozessschritte absorptionsbasiertes Hochtemperatur-DAC-Verfahren; Quelle: eigene Abbildung © Prognos AG 2021 KOH = Kaliumhydroxid, NaOH = Natriumhydroxid, K ₂ CO ₃ = Kaliumkarbonat, Na ₂ CO ₃ = Natriumcarbonatlösung, CaCO ₃ = Calciumcarbonat, CaO = Calciumoxid, Ca(OH) ₂ = Calciumhydroxid	28

Abbildung 15	Prozessschritte adsorptionsbasiertes Niedrigtemperatur-DAC-Verfahren; Quelle: eigene Abbildung	© Prognos AG 2021	29
Abbildung 16	Energiebedarf thermisch und elektrisch für DAC-Anlagen Prognos AG 2021 Quellen absorptionsbasierte DAC-Anlage: (Scolow et al., 2011), (Mazotti et al., 2013), (Keith et al. , 2018), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (Carbon Engineering, 2021) Quellen adsorptionsbasierte DAC-Anlage: (Ping et al., 2018), (Roestenberg et al., 2015), (House et al., 2011), (Fasihi et al., 2017), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020), (Bajamundi et al., 2019), (Climeworks, 2021)	©	31
Abbildung 17	Abscheidungskosten DAC absorptionsbasierte DAC-Anlagen: (Scolow et al., 2011), (Mazotti et al., 2013), (Keith et al. , 2018), (NASEM, 2019), (Carbon Engineering, 2021), (Fasihi et al., 2019) Quellen adsorptionsbasierte DAC-Anlage: (Ping et al., 2018), (Roestenberg et al., 2015), (Fasihi et al., 2017), (House et al., 2011), (NASEM, 2019), (Fasihi et al., 2019), (ZSW, Universität Stuttgart, ifeu, 2020), (Climeworks, 2021), (Bajamundi et al., 2019)	© Prognos AG 2021 Quellen	32
Abbildung 18	Sensitivitätsanalyse Niedrigtemperatur-DAC-Anlage; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 Basisfall: CAPEX = 1.940 EUR/tCO ₂ ; Strombedarf gesamt inklusive Wärmepumpe = 1.327 kWh; COP = 3; Lebensdauer = 25 Jahre, Betriebsstunden = 3.000 h; Strompreis = 0,10 EUR/kWh _{el} ; WACC = 7 %		33
Abbildung 19	Voraussetzungen für Abscheidungskosten von 100 EUR/tCO ₂ ; Quelle: eigene Darstellung	© Prognos AG 2021	34
Abbildung 20	Kostenentwicklung DACCS und BECCS; Quelle: (Honegger, M., Reiner, D., 2018) © Prognos AG 2021		36
Abbildung 21	Phasendiagramm von reinem CO ₂ mit Dichteangaben und Bereichen für Pipeline- und Schiffstransport; Quelle: (Løvseth, 2021) © Prognos AG 2021		37
Abbildung 22	Dampfdruckkurve von reinem CO ₂ Quelle: Abbildung Prognos auf Basis von Daten aus (Babel, 2021)	© Prognos AG 2021	38
Abbildung 23	Einfluss von Verunreinigungen auf den Leistungsbedarf der CO ₂ -Kompression © Prognos AG 2021 Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Fischedick, Görner, & Thomeczek, 2015)		40
Abbildung 24	CO ₂ -Transportkosten nach Transportmodi mit Bandbreiten nach Distanzen © Prognos AG 2021 geringe Kapazität = 2,5 MtCO ₂ und hohe Kapazität = 20 MtCO ₂ ; geringe Distanz = 180 km und lange Distanz = 1.500 km; Quellen: (Freitas, R.A., 2015), (Zero emissions platform, 2011), (IPCC, 2005), (Gao, L. et al., 2011), (Aspelund, A. et al., 2006)		40
Abbildung 25	Arten der CO ₂ -Nutzung eigene Abbildung in Anlehnung an (DECHEMA, 2017)	© Prognos AG 2021 Quelle:	42

Abbildung 26	Pfade der chemischen CO ₂ -Nutzung Quelle: eigene Abbildung auf Basis von (DECHEMA, 2017).....	© Prognos AG 2021 43
Abbildung 27	Exergie und Heizwert (engl. Lower Heating Value LHV) verschiedener Energieträger, Produkte und Moleküle im Vergleich; Quelle: (Silva Ortiz, Maciel Filho, & Posada, 2019)	© Prognos AG 2021 44
Abbildung 28	Kategorien der chemischen CO ₂ -Nutzung 2021 Quelle: eigene Abbildung auf Basis von (Aresta, Karimi, & Kawi, 2020)	© Prognos AG 45
Abbildung 29	CO ₂ -Speicherkosten bei einer Kapazität von 1 Mt CO ₂ pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe	© Prognos AG 2021 Quellen: (Navigant, 2019) (Zero emissions platform, 2011) (Hendriks, Graus, & van Bergen, 2004) 56
Abbildung 30	CO ₂ -Speicherpotenziale in Deutschland und der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone	© Prognos AG 2021 Quelle: (Knopf, S., May, F., 2017); direkter Austausch mit dem BGR..... 57
Abbildung 31	Globale CO ₂ -Speicherpotenziale in Gt CO ₂ 2021 Quelle: (Global CCS Institute, 2019).....	© Prognos AG 58
Abbildung 32	CO ₂ -Quellenkarte; Quelle: eigene Darstellung AG 2021.....	© Prognos 62
Abbildung 33	CO ₂ -Korridorkarte; Quelle: eigene Darstellung AG 2021.....	© Prognos 63
Abbildung 34	Kostenpfad BECCS in der Industrie; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 * Kostenannahme für die Zwischenspeicherung an einem CO ₂ -Hub.....	64
Abbildung 35	Kostenpfad DACCS in Norddeutschland; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021 * Kostenannahme für die Zwischenspeicherung an einem CO ₂ -Hub.....	64
Abbildung 36	Gesamtkostenvergleich aktuell DACCS und BECCS; Prognos AG 2021 Annahmen: DACCS – adsorptionsbasierte DAC-Anlage; BECCS – Oxyfuel Combustion.....	© 65
Abbildung 37	Handlungsempfehlungen für die Förderung technischer CO ₂ -Senken; Quelle: eigene Darstellung	© Prognos AG 2021..... 67
Abbildung 38	Priorisierung auf dem Weg zur THG-Neutralität; Quelle: eigene Darstellung © Prognos AG 2021.....	68

11. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	CO ₂ -Entnahмеоoptionen, eigene Darstellung 2021 Quellen: (Fuss et al. , 2018), (NASEM, 2019), (EASAC, 2018)	© Prognos AG 12
Tabelle 2	Emissionsdaten 2017 für deutsche Punktquellen aus dem europäischen Schadstoffemissionsregister in Mt CO ₂ (Europäisches Schadstoffemissionsregister (PRTR), 2021) 2021 CRF= Common Reporting Format (UNFCCC) * Gesamtemissionsmengen und entsprechende Anteile aus dem PRTR-Datensatz (nur CO ₂ -Emissionen inklusive biogenen CO ₂) mit insgesamt 430 Mt CO ₂ 2017 in Deutschland aus großen Punktquellen ** CO ₂ -Prozessemissionen gemäß CRF Table 2 A, B, C (Umweltbundesamt, 2021).....	© Prognos AG 19
Tabelle 3	BECCS-Projekte in Europa Müllverbrennungsanlagen – mit CCS CO ₂ -Vermeidung des fossilen Mülls und CO ₂ -Entnahme durch den biogenen Müllanteil Quellen: (Drax, 2021), (Fortum, 2021), (Stockholm Exergi, 2021).....	© Prognos AG 2021 * MVA= 27
Tabelle 4	Weltweite DAC-Hauptakteure; TVSA = Temperature Vacuum Swing Adsorption; © Prognos AG 2021 Quellen: (Climeworks, 2021), (Global Thermostat, 2021), (Carbon Engineering, 2021).....	30
Tabelle 5	DAC- Flächen- und Wasserbedarf beinhaltet komplette Anlage inkl. Steuerungstechnik, aber nicht die Fläche für die Energiebereitstellung (90 m ² für 0,9kt/a); ** inkl. PV-Strom für Wärmepumpen; *** nach Holmes und Keith 2012 antizipierte Werte beziehen sich lediglich auf Packungsmaterialien und eine tatsächliche Anlagengröße wird deutlich unterschätzt (8 × 200 m ² für 1 MtCO ₂) Quellen: (Climeworks, 2021), (Carbon Engineering, 2021), (Scolow et al., 2011), (Fasihi et al., 2019), (Smith, P. et al., 2015), (Bajamundi et al., 2019), (Creutzig, F. et al., 2019).....	© Prognos AG 2021 * 35
Tabelle 6	Gegenüberstellung der Pfade CO ₂ -basierter Energieträger Prognos AG 2021 Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021).....	© 47
Tabelle 7	Die wichtigsten Basischemikalien der organischen Chemie © Prognos AG 2021 Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021).....	48
Tabelle 8	Die häufigsten Kunststoffe 2021 Quelle: (VCI, Chemiewirtschaft in Zahlen, 2021).....	© Prognos AG 49
Tabelle 9	Technologiereifegrade (Technology Readiness Level, TRL) ausgewählter Technologien in der CCUS-Wertschöpfungskette; © Prognos AG 2021 Quellen: (Bui, et al., 2018), (JRC, 2020), (Global CCS Institute, 2021), (IEA, Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage, 2020).....	59
Tabelle 10	Begriffsdefinition Überbegriffe; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (IPCC, 2018) © Prognos AG 2021	83

Tabelle 11	Begriffsdefinition Emissionen; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (IPCC, 2018) © Prognos AG 2021	84
Tabelle 12	Begriffsdefinition – CO ₂ -Abscheidung, -Speicherung, und -Nutzung; Quelle: eigene Darstellung (IPCC, 2018) © Prognos AG 2021.....	85
Tabelle 13	Energiebedarf Hochtemperatur-DAC-Anlage; Hinweis: ^a nur Erdgas; ^b Strom und Erdgas; ^c nur Strom.....	87
Tabelle 14	Energiebedarf Niedrigtemperatur DAC-Anlage Hinweis: ^d Strom aus PV	88
Tabelle 15	Abscheidungskosten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage 2021 Hinweis: ^a nur Erdgas; ^b Strom und Erdgas; ^c nur Strom; ^d Wechselrate EUR/USD in 2016: 1.11	89
Tabelle 16	Abscheidungskosten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage 2021 Hinweis: ^d Wechselrate EUR/USD in 2016: 1.11, ^e Strom aus PV, ^f Energie aus Atomkraft; ⁱ bei VLH zwischen 2.000–6.000 h und Strombezugskosten von 0,17 EUR/kWh.....	90
Tabelle 17	CO ₂ -Speicherkosten bei einer Kapazität von 1 Mt CO ₂ pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe © Prognos AG 2021	91
Tabelle 18	CCS-Projekte in Europa © Prognos AG 2021.....	92

12. Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende und Wuppertal Institut. (2019). *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*.
- Alcalde, J. et al. (2018). *Estimating geological CO₂ storage security to deliver on climate mitigation*.
- Aresta, M., Karimi, I., & Kawi, S. (2020). *An Economy Based on Carbon Dioxide and Water*. Switzerland: Springer Nature.
- Aspelund, A. et al. (2006). *Ship Transport of CO₂: Technical Solutions and Analysis of Costs, Energy Utilization, Exergy Efficiency and CO₂ Emissions*.
- Babel, U. (27. 04 2021). *Babel Industriegase Lexikon*. Von <https://www.unternehmensberatung-babel.de/industriegase-lexikon/industriegase-lexikon-a-bis-m/kohlendioxid/kohlendioxid-stoffdaten.html> abgerufen
- Bajamundi et al. (2019). *Capturing CO₂ from air: Technical performance and process control*.
- Boot-Handford, M., Abanades, J., Anthony, E., Blunt, M., Brandani, C., MacDowell, N., . . . Fennell, P. (2014). *Carbon capture and storage update*.
- BP. (2018). *BP Statistical Review of World Energy, 67th editio*.
- Breyer et al. (2019). *Direct Air Capture of CO₂: A Key Technology for Ambitious Climate Change*.
- Bui, M., Adjiman, C. S., Bardow, A., Anthony, E. J., Boston, A., Brown, S., . . . MacDowell, N. (2018). *Carbon capture and storage (CCS): the way forward*.
- Bundesrat. (2020). *Von welcher Bedeutung könnten negative CO₂-Emissionen für die künftigen klimapolitischen Massnahmen der Schweiz sein?*
- Carbfix. (2021). Von <https://www.carbfix.com/> abgerufen
- Carbon Engineering. (2020). *Carbon Engineering*.
- Carbon Engineering. (2021). *Carbon Engineering*. Von <https://carbonengineering.com/our-technology/> abgerufen
- CarbonCure. (2021). Von <https://www.carboncure.com/> abgerufen
- Cemsuisse. (2021). *Roadmap 2050 Klimaneutraler Zement als Ziel*.
- Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S., & Zweigel, P. (2008). *Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers*.
- Climeworks. (2021). *Climeworks*. Von <https://climeworks.com/> abgerufen
- Coquelet, C., Stringari, P., Hajiw, M., Gonzales, A., Pereira, L., Nazeri, M., . . . Chapoy, A. (July 2017). Transport of CO₂: Presentation of New Thermophysical Property Measurements and Phase Diagrams. *Energy Procedia*, S. 6844-6859.
- Creutzig, F. et al. (2019). *The mutual dependence of negative emission technologies and energy systems*.
- DBFZ. (2015). *Stromerzeugung aus Biomasse*.

- DBFZ. (2017). *Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland*.
- DECHEMA. (2017). *Technologien für Nachhaltigkeit und Klimaschutz – Chemische Prozesse und stoffliche Nutzung von CO₂*. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. Von Dechema Publikationen: https://dechema.de/dechema_media/Bilder/Publikationen/CO2_Buch_Online.pdf abgerufen
- Deutsche Welle. (03. 05 2021). *Deutsche Welle Website*. Von <https://www.dw.com/de/wie-aus-kohlendioxid-werkstoffe-werden/a-15241647> abgerufen
- Deutz, S., Bardow, A. (2021). *Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature–vacuum swing adsorption*.
- Drax. (2021). Von <https://www.drax.com/about-us/our-projects/bioenergy-carbon-capture-use-and-storage-beccs/> abgerufen
- Draxler, M., Schenk, J., Bürgler, T., & Sormann, A. (2020). *The Steel Industry in the European Union on the Crossroad to Carbon Lean Production—Status, Initiatives and Challenges*.
- EASAC. (2018). *Negative emission technologies: What role in meeting Paris Agreement targets?*
- EPS. (2021). *EPS Ethylen-Pipeline-Süd*. Von <https://www.eps-pipeline.de/startseite.html> abgerufen
- Equinor. (März 2021). *Sleipner Area Gas Platform*. Von <https://www.equinor.com/en/what-we-do/norwegian-continental-shelf-platforms/sleipner.html> abgerufen
- Europäisches Schadstoffemissionsregister (PRTR). (März 2021). *European Pollutant Release and Transfer Register*. Von <https://prtr.eea.europa.eu/>: <https://prtr.eea.europa.eu/> abgerufen
- Fasihi et al. (2017). *Techno-Economic Assessment of Power-to-Liquids (PtL) Fuels Production and Global Trading Based on Hybrid PV-Wind Power Plants*.
- Fasihi et al. (2019). *Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants*.
- Fasihi, M. et al. (2021). *Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants*.
- Fischedick, M., Görner, K., & Thomeczek, M. (2015). *CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Fortum. (2021). Von <https://www.fortum.com/media/2018/11/full-scale-carbon-capture-and-storage-ccs-project-initiated-norway> abgerufen
- Freitas, R.A. (2015). *The Nanofactory Solution to Global Climate Change: Atmospheric Carbon Capture*.
- Fuss et al. . (2018). *Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects*.
- Fuss, S., Johnsson, F. (2021). *The BECCS Implementation Gap – A Swedish Case Study*.
- Gao, L. et al. (2011). *Cost analysis of CO₂ transportation: Case study in China*.
- Gassnova. (2020). *Developing Longship – Key Lessons Learned*.
- Geden, O., Schenuit, F. (2020). *Unkonventioneller Klimaschutz*.
- Global CCS Institute. (2017). *Global Cost of Carbon Capture and Storage*.
- Global CCS Institute. (2019). *Global Status of CCS 2019*.

- Global CCS Institute. (2020). *Global Status of CCS 2020*.
- Global CCS Institute. (2021). *Technology Readiness and Costs of CCS*.
- Global Thermostat. (2021). *Global Thermostat*. Von <https://globalthermostat.com/> abgerufen
- Hendriks, C., Graus, W., & van Bergen, F. (2004). *Global Carbon Dioxide Storage Potential and Costs*.
- Honegger, M., Reiner, D. (2018). *The political economy of negative emissions technologies: consequences for international policy design*.
- House et al. (2011). *Economic and energetic analysis of capturing CO₂ from ambient air*.
- IEA. (2015). *Storing CO₂ through Enhanced Oil Recovery*.
- IEA. (2019). *Direct Air Capture*. Von <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture> abgerufen
- IEA. (2020). *Special Report on Carbon Capture Utilization and Storage*. International Energy Agency.
- IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*.
- IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and*.
- IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways*.
- Jackson et al. (2019). *Methane removal and atmospheric restoration*.
- Jess, A., & Wasserscheid, P. (2013). *Chemical Technology*. Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA.
- JRC. (2020). *Carbon Capture Utilisation and Storage - Technology Development Report*.
- Kanniche, M., Gros-Bonnivard, R., Jaud, P., Valle-Marcos, J., Amann, J.-M., & Bouallou, C. (2009). *Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO₂ capture*.
- Keith et al. . (2018). *A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere*.
- 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*.
- Løvseth, S. W. (27. 04 2021). *SINTEF research*. Von <https://blog.sintef.com/sintefenergy/ccs/co2-mixture-property-knowledge-needed/> abgerufen
- MacDowell, N., Florin, N., Buchard, A., Hallet, J., Galindo, A., Jackson, G., . . . Fennell, P. (2010). *An overview of CO₂ capture technologies*.
- Massachusetts Institute of Technology. (April 2021). *Carbon Capture and Sequestration Technologies program*. Von <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/kemper.html> abgerufen
- Mazotti et al. (2013). *Direct air capture of CO₂ with chemicals: optimization of a two-loop hydroxide carbonate system using a countercurrent air-liquid contactor*.
- McLaren, D. et al. . (2019). *Beyond "Net-Zero": A Case for Separate Targets for Emissions Reduction and Negative Emissions*.
- McQueen, N., et al. (2021). *A review of direct air capture (DAC): scaling up commercial technologies and innovating for the future*.

- NASEM. (2019). *Negative Emissions Technologies and Reliable Sequestration-A Research Agenda*.
- Navigant. (2019). *Gas for Climate*.
- Nemet, G. et al. (2018). *Negative Emissions - Part 3: Innovation and upscaling*.
- Nemet, G.F., Brandt A.R. (2012). *Willingness to pay for a climate backsto: liquid fuel producers and direct CO2 air capture*.
- NETPower, 8Rivers. (April 2021). *The Allam-Fetvedt Cycle*. Von <https://netpower.com/technology/> abgerufen
- Neustark AG. (April 2021). *Neustark*. Von <https://de.neustark.com/> abgerufen
- NOAA. (2021. Mai 2021). *Trends in Atmospheric Carbon Dioxide*. Von <https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/> abgerufen
- Northern Lights. (April 2021). *Northern Lights offshore CO2 Storage*. Von <https://northernlightscs.com/> abgerufen
- Öko-Institut . (2012). *Potenziale und Chancen der Technologie zur CO2-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen*. im Auftrag von WWF.
- Ping et al. (2018). *Global thermostat low cost direct air capture technology*.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut. (2020). *Klimaneutrales Deutschland 2050*. im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität.
- Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut. (2021). *Klimaneutrales Deutschland 2045*. im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität.
- Prometheusfuels. (2021). Von <https://www.prometheusfuels.com/on-the-road/demo-3-got-a-brand-new-dac-system> abgerufen
- Rickels, W. et al. . (2020). *The Future of (Negative) Emissions Trading in the European Union*.
- Roestenberg et al. (2015). *Design Study Report - Antecy Solar Fuels Development*.
- Rosa, L. et al. (2021). *Assessment of carbon dioxide removal potential via BECCS in a carbon-neutral Europe*.
- Rubin, E. S., Davison, J. E., & Herzog, H. J. (2015). *The Cost of CO2 Capture and Storage*.
- Salzgitter AG. (März 2021). *SALCOS (Salzgitter Low CO2 Steelmaking)* . Von <https://salcos.salzgitter-ag.com/> abgerufen
- Schenuit, F. et al. . (2021). *Carbon Dioxide Removal Policy in the Making: Assessing Development in 9 OECD Cases*.
- Scolow et al. (2011). *Direct Air Capture of CO2 with Chemicals*.
- Sigma-Aldrich. (03.05 2021). *Datenblatt Polypropylencarbonat*. Von <https://www.sigmaaldrich.com/catalog/product/ALDRICH/389021?lang=de®ion=DE> abgerufen
- Silva Ortiz, P., Maciel Filho, R., & Posada, J. (2019). *Mass and Heat Integration in Ethanol Production Mills for Enhanced Process Efficiency and Exergy-Based Renewability Performance*. In *Processes*. <https://doi.org/10.3390/pr7100670>.
- Smith, P. et al. (2015). *Biophysical and economic limits to negative CO2 emissions*.

- Snæbjörnsdóttir, S. et al. (2020). *Carbon dioxide storage through mineral carbonation*.
- Solidia. (April 2021). *CO₂-Ausgehärtete Betonprodukte*. Von <https://www.solidiatech.com/solutions.html> abgerufen
- Southern Company Services, Inc. (2019). *Kemper County IGCC Final Project Report*.
- SSAB, LKAB, Vattenfall. (April 2021). *Hybrit fossil-free steel*. Von <https://www.hybritdevelopment.se/en/> abgerufen
- Stec, M., Tatarczuk, A., Wiecław-Solny, L., Krótki, A., Spietz, T., Wilk, A., & Spiewak, D. (2015). *Demonstration of a post-combustion carbon capture pilot plant using amine-based solvents at the Łaziska Power Plant in Poland*.
- Stockholm Exergi. (2021). Von <https://www.stockholmexergi.se/carbon-dioxide-removal/about-stockholm-exergi/> abgerufen
- Strefler, J., et al. (2018). *Potential and costs of carbon dioxide removal by enhanced weathering of rocks*.
- Svante, Lafarge Canada, Total. (April 2021). *Project CO₂ment*. Von <https://svanteinc.com/carbon-capture-program-to-british-columbia/> abgerufen
- Umweltbundesamt. (2021). *Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2019*.
- VCI. (05. 04 2021). *Chemiewirtschaft in Zahlen*. Von Verband der Chemischen Industrie: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf> abgerufen
- VCI. (20. 02 2021). *Webseite des VCI - Chemiewirtschaft in Zahlen*. Von <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf> abgerufen
- Viebahn, P., Scholz, A., Zelt, O. (2019). *The Potential Role of Direct Air Capture in the German Energy Research Program—Results of a Multi-Dimensional Analysis*.
- Xi, F., Davis, S., Ciais, P., Crawford-Brown, D., Guan, D., Pade, C., . . . Liu, Z. (2016). *Substantial global carbon uptake by cement carbonation*.
- Zero emissions platform. (2011). *The Cost of CO₂ Capture, Transport and Storage*.
- Zero emissions platform. (28. 04 2021). *The Costs of CO₂ Transport*. Von www.globalccsinstitute.com: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/119811/costs-co2-transport-post-demonstration-ccs-eu.pdf> abgerufen
- ZSW, Universität Stuttgart, ifeu. (2020). *CORAL - CO₂-Rohstoff aus Luft: Entwicklung eines hocheffizienten Verfahrens zur CO₂-Bereitstellung aus Luft als Basis für die Erzeugung regenerativer Rohstoffe*.

13. Abkürzungen

BECCS	Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Storage (Bioenergie mit Kohlenstoffdioxidabscheidung und anschließender Speicherung)
BECCU	Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Utilisation (Bioenergie mit Kohlenstoffdioxidabscheidung und anschließender Nutzung in Produkten (z. B. synthetisches Kerosin))
BECCUS	Bioenergy with Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (Bioenergie mit Kohlenstoffdioxidabscheidung und anschließender langfristiger (klimarelevanter Zeitraum) Speicherung in Produkten (z. B. Baustoffen))
CaCO₃	Kalk
Ca(OH)₂	Kalziumhydroxid
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage (Kohlenstoffdioxidabscheidung und -speicherung)
CCU	Carbon Dioxide Capture and Utilisation (Kohlenstoffdioxidabscheidung mit anschließender Nutzung in Produkten)
CCUS	Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (Kohlenstoffdioxidabscheidung mit anschließender langfristiger (klimarelevanter Zeitraum) Speicherung in Produkten)
CDR	Carbon Dioxide Removal (Kohlenstoffdioxid-Entnahme aus der Atmosphäre)
CH₄	Methan
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-eq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente (Einheiten für Strahlungsantrieb)
CRF	Common Reporting Format (UNFCCC)
DAC	Direct Air Carbon Dioxide Capture (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre)
DACCS	Direct Air Carbon Dioxide Capture and Storage (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender geologischer Speicherung)

DACCU	Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender Nutzung in Produkten (z. B. synthetischem Kerosin))
DACCUS	Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (Direktabscheidung von Kohlenstoffdioxid aus der Atmosphäre mit anschließender langfristiger (klimarelevanter Zeitraum) Speicherung in Produkten (z. B. Baustoffen))
GWP100	Global Warming Potential über 100 Jahre (Einheit des Strahlungsantriebs einzelner Gase)
GuD	Gas- und Dampfturbinen
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (Kombi-Prozess mit integrierter Vergasung)
KOH	Kaliumhydroxid
LULUCF	Land-Use, Land-Use-Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft)
MVA	Müllverbrennungsanlage
N₂O	Lachgas
NET	Negativemissionstechnologien, synonym zu CDR
NO_x	Stickoxide
O₂	Sauerstoff
ppm	parts per million (Partikel pro Millionen Partikel als Einheit für Konzentrationen von Gasen in der Atmosphäre)
SF₆	Schwefelhexafluorid (Isolationsgas, vor allem in elektrischen Schaltanlagen)
SRM	Solar Radiation Management (Beeinflussung der Sonneneinstrahlung)
THG	Treibhausgase
PV	Photovoltaik
PyCCS	Pyrolysegas Carbon Capture and Storage (Abscheidung von CO ₂ aus der Pyrolysegasverbrennung mit anschließender Speicherung)

14. Glossar

Begriff	Definition
CO ₂ -Entnahmemethoden (Carbon Dioxide Removal – CDR)	Menschliche Aktivitäten, die CO ₂ aus der Atmosphäre entfernen und es dauerhaft in geologischen, terrestrischen oder ozeanischen Reservoirs oder in langfristigen Produkten speichern. CDR beinhaltet die Verbesserung von biologischen oder geochemischen Senken und die direkte Abscheidung und Speicherung in der Luft, schließt aber die natürliche CO ₂ -Aufnahme aus, die nicht direkt durch menschliche Eingriffe verursacht wird.
Negativemissionstechnologien (NET)	Analog zu CO ₂ -Entnahmemethoden
Solar Radiation Management (SRM)	Unter Modifikation der Sonneneinstrahlung versteht man die gezielte Veränderung des kurzwelligen Strahlungshaushalts der Erde mit dem Ziel, die Erwärmung zu reduzieren, und beeinflusst damit nicht die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre. Das künstliche Einbringen von stratosphärischen Aerosolen, die Aufhellung von Meereswolken und die Veränderung der Albedo der Landoberfläche sind Beispiele für vorgeschlagene SRM-Methoden. SRM fällt nicht unter die Definitionen von Mitigation und Adaptation.
Geo-Engineering	Der Überbegriff Geo-Engineering umfasst sowohl CDR- als auch SRM-Maßnahmen. Geo-Engineering beschreibt Möglichkeiten, den Energiehaushalt der Erde zu beeinflussen. Im Rahmen dieses Kurzgutachtens werden nur technische CDR-Maßnahmen betrachtet.
Quelle	Jeder Prozess, jede Aktivität oder jeder Mechanismus, der ein Treibhausgas, einen Vorläufer eines Treibhausgases oder ein Aerosol erzeugt.
Senke	Jeder Prozess, jede Aktivität oder jeder Mechanismus, der oder die ein Treibhausgas, einen Vorläufer eines Treibhausgases oder ein Aerosol aus der Atmosphäre entfernt.
Speicherung C vs. Speicherung CO ₂	Einige CDR-Methoden binden und speichern CO ₂ (Kohlendioxid) direkt, während andere das CO ₂ aus der Atmosphäre entfernen, aber nur C (Kohlenstoff) speichern. Bei biologischen CDR-Ansätzen, an denen Pflanzen und Bäume beteiligt sind, wird beispielsweise CO ₂ durch die chemischen Reaktionen der Photosynthese gebunden und dann in C, das im Pflanzenkörper und in den Wurzeln gespeichert wird, und O ₂ , das wieder an die Atmosphäre abgegeben wird, zerlegt. Das Verhältnis zwischen gespeichertem C und gespeichertem CO ₂ wird als Verhältnis der Molekulargewichte (MW) angegeben, d. h. $GtCO_2 = GtC \times (MW_{CO_2}/MW_C) = GtC \times (44/12) = 3,67 \times GtC$.

Begriff	Definition
Land-Use, Land-Use-Change and Forestry (LULUCF)	LULUCF ist ein THG-Inventarsektor, in dem durch anthropogene Nutzung von Landflächen und Wäldern THG-Emissionen entstehen bzw. THG-Emissionen abgebaut werden. Je nach Nutzung und Nutzungsänderung können THG-Emissionen (z. B. durch die Umwidmung von Waldflächen zu landwirtschaftlichen Nutzflächen) erzeugt oder es kann CO ₂ aus der Atmosphäre entfernt werden (z. B. durch Aufforstung von Flächen), wobei Nicht-CO ₂ -Landwirtschaftsemissionen ausgeschlossen sind.

Tabelle 10 Begriffsdefinition Überbegriffe; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (IPCC, 2018)

© Prognos AG 2021

Begriff	Definition
Positive THG-Emissionen	Positive Treibhausgasemissionen sind in diesem Kontext die Freisetzung von anthropogenen Treibhausgasen in die Atmosphäre.
Biogene CO ₂ -Emissionen	Biogenes CO ₂ kommt aus Biomasse, die für das Wachstum CO ₂ aus der Atmosphäre gebunden hat und durch Photosynthese in C und O ₂ umwandelt. Bei der Verbrennung von Biomasse wird grundsätzlich die gleiche Menge C freigesetzt wie beim Wachstum der Pflanze aufgenommen wurde. Biogene CO ₂ -Emissionen können daher als CO ₂ -neutral bezeichnet werden, solange CO ₂ -Quellen und -Senken im Gleichgewicht sind. Allerdings ist auch hier zu betrachten, dass bei den Vorketten wie Verarbeitung und Transport zusätzliche und aktuell fossile Emissionen anfallen.
Negative CO ₂ -Emissionen	Negative CO ₂ -Emissionen werden erzeugt, wenn durch menschliche Aktivitäten mittels natürlicher oder technischer CO ₂ -Senken CO ₂ -Emissionen aus der Atmosphäre entfernt und dauerhaft gespeichert werden, d. h. zusätzlich zu der Entfernung, die durch natürliche Prozesse des Kohlenstoffkreislaufs erfolgen würde.
Residuale THG-Emissionen	Residuale THG-Emissionen sind die Restmenge an Treibhausgasemissionen, die mit Minderungs- und Effizienzmaßnahmen (inkl. CCS als Vermeidungsmaßnahme für fossilen Kohlenstoff aus Punktquellen) übrig bleiben und die nur sehr schwer vermeidbar sind. In einem Netto-null-THG-Szenario werden die residualen THG-Emissionen durch negative CO ₂ -Emissionen mittels CO ₂ -Entnahmemethoden ausgeglichen.
Netto-negativ-Emissionen	Netto-negativ-Emissionen sind erreicht, wenn durch anthropogene Aktivitäten mehr Treibhausgase aus der Atmosphäre entfernt als in die Atmosphäre emittiert werden.

Begriff	Definition
Netto-null-Emissionen	Netto-null-Emissionen sind erreicht, wenn die anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen in die Atmosphäre (Quelle) über einen bestimmten Zeitraum durch anthropogenen Abbau (Senke) ausgeglichen werden.

Tabelle 11 Begriffsdefinition Emissionen; Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an (IPCC, 2018)

© Prognos AG 2021

Begriff	Definition
Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)	Ein Prozess, bei dem ein relativ reiner Strom von Kohlendioxid (CO ₂) aus industriellen und energiebezogenen Quellen abgetrennt (aufgefangen), aufbereitet, komprimiert und zu einem Speicherort transportiert wird, um ihn langfristig von der Atmosphäre zu isolieren. CCS ist in erster Linie eine CO ₂ -Vermeidungsoption.
Carbon Dioxide Capture and Utilisation (CCU)	Bei CCU wird das CO ₂ analog zu CCS an Punktquellen abgeschieden, anschließend aber nicht geologisch gespeichert, sondern zur Herstellung eines neuen Produktes verwendet. CCU führt nicht zu negativen CO ₂ -Emissionen, da das abgeschiedene und in den kurzlebigen Produkten gespeicherte CO ₂ bei der Nutzung wieder in die Atmosphäre gelangt. Ein Beispiel ist die CO ₂ -Nutzung in synthetischen Kraftstoffen.
Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (CCUS)	Bei CCUS wird das CO ₂ analog zu CCS an Punktquellen abgeschieden, anschließend aber nicht geologisch gespeichert, sondern zur Herstellung eines neuen Produktes verwendet. Wird das CO ₂ für einen klimarelevanten Zeithorizont in einem Produkt gespeichert, spricht man von Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (CCUS). Erst dann, und nur in Kombination mit kürzlich aus der Atmosphäre entfernten CO ₂ , kann CCUS zu negativen CO ₂ -Emissionen führen. Ein Beispiel ist die CO ₂ -Nutzung in Baustoffen.
Direct Air Carbon Dioxide Capture and Storage (DACCS)	Ein chemisches Verfahren, bei dem CO ₂ direkt aus der Umgebungsluft abgeschieden und anschließend geologisch gespeichert wird (DACCS). Durch die langfristige, geologische Speicherung entstehen negative CO ₂ -Emissionen.
Direct Air Carbon Dioxide Capture and Utilisation (DACCU)	Wird das aus der Atmosphäre abgeschiedene CO ₂ in kurzlebigen Produkten, wie z. B. in synthetischen Kraftstoffen, genutzt, gelangt das CO ₂ wieder zurück in die Atmosphäre (DACCU). Dies ist maximal ein neutraler CO ₂ -Kreislauf.
Direct Air Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (DACCUS)	Wird das aus der Atmosphäre abgeschiedene CO ₂ langfristig (in einem klimarelevanten Zeitraum) z. B. in Baustoffen gespeichert, können negative CO ₂ -Emissionen generiert werden (DACCUS).

Begriff	Definition
Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Storage (BECCS)	Technologie zur Abscheidung und Speicherung von biogenem Kohlenstoffdioxid (CCS), angewandt auf eine Bioenergieanlage. Durch die langfristige, geologische Speicherung entstehen negative CO ₂ -Emissionen.
Bioenergy with Carbon Dioxide Capture and Utilisation (BECCU)	Wird das aus der Bioenergieanlage abgeschiedene biogene CO ₂ in kurzlebigen Produkten, wie z. B. in synthetischen Kraftstoffen, genutzt, gelangt das CO ₂ wieder zurück in die Atmosphäre (BECCU). Dies ist maximal ein neutraler CO ₂ -Kreislauf.
Bioenergy with Carbon Dioxide Capture, Utilisation and Storage (BECCUS)	Wird das aus der Bioenergieanlage abgeschiedene biogene CO ₂ langfristig (in einem klimarelevanten Zeitraum) z. B. in Baustoffen gespeichert, können negative CO ₂ -Emissionen generiert werden (BECCUS).

Tabelle 12 Begriffsdefinition – CO₂-Abscheidung, -Speicherung, und -Nutzung; Quelle: eigene Darstellung (IPCC, 2018)

© Prognos AG

15. Anhang

16. Anhang A – DAC-Energiebedarf

Tabelle Kopf										
Kapazität t CO ₂ /a	Prozess	Temperat uren °C	Strombedarf		Wärmebedarf		Energiebedarfgesamt max.		Zeitpunkt Jahr	Referenz
			kWh _{el} /tCO ₂		kWh _{th} /tCO ₂		kWh/tCO ₂			
			min	max	min	max	min	max		
1000000	2-Zyklen 1-NaOH; 2- CA(OH) ₂	900	200	0	1900	0	2100	2100	2011	Scolow et al. – APS Report 2011 (1)
1000000	2-Zyklen 1-NaOH; 2- CA(OH) ₂	900	494	0	2250	0	2744	2744	2011	Scolow et al. – APS Report 2011 (2)
1000000	Wäscher und Kalzinierung		0	0	1840	0	1840	1840	2013	Mazottiet al. 2013 ^a
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:CA(OH) ₂	900	0	0	2450	0	2450	2450	2018	Keith et al. 2018 – Carbon Engineering (1) ^a
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:CA(OH) ₂	900	77	366	1460	0	1537	1826	2018	Keith et al. 2018 – Carbon Engineering (2) ^b
1000000	Wäscher und Kalzinierung		206	473	2139	2973	2345	3446	2019	NASEM 2019 ^b
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:CA(OH) ₂	900	1535	0	0	0	1535	1535	2020	Fasihi et al. 2019

Tabelle Kopf										
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:CA(OH) ₂	900	1500	0	0	0	1500	1500	2020	Carbon Engineering 2020 ^c
1000000	2-Zyklen 1:KOH; 2:CA(OH) ₂	900	0	0	2778	0	2778	2778	2020	Carbon Engineering 2020 ^a

Tabelle 13 Energiebedarf Hochtemperatur-DAC-Anlage;
Hinweis: ^a nur Erdgas; ^b Strom und Erdgas; ^c nur Strom

Energiebedarf absorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage										
Kapazität t CO ₂ /a	Prozess	Temperat uren °C	Strombedarf		Wärmebedarf		Energiebedarf gesamt		Zeitpunkt Jahr	Referenz
			kWh _{el} /tCO ₂		kWh _{th} /tCO ₂		kWh/tCO ₂			
			min	max	min	max	min	max		
39998	Filter und Dampfdesorption	85–95	150	260	1170	1410	1320	1670	2014	Ping et al. – Global Thermostat (2014)
3600 – 360000	Kaliumkarbonat (K ₂ CO ₃)	80–100	694		2083		2777	2777	2015	Roestenberg 2015 – Antecy 2018
360000	TVSA		225		1500		1725	1725	2030	Fasihi et al. 2017
1000000	TVSA		210		1350		1560	1560	2040	Fasihi et al. 2017
1000000			1000		1200		2200	2200	2018	House et al. 2011
1000000			153	311	945	1334	1098	1645	2019	NASEM 2019 ^d
360000	TVSA Wäscher und thermische Desorption	105	250	1000	1750	2500	2000	2000	2020	Fasihi et al. 2019
9 – 730			500				3000	3500	2019	ZSW 2020
100000	TVSA	100, 200 mbar	660		2000		2660	660	2020	Climeworks 2020
1000000	TVSA	100, 200 mbar	400		1600		2000	2000	2030	Climeworks 2020
1,24	TVSA	80	648	1824	2052	5776	2700	7600	2019	Bajamundi et al. 2019 (VTT) - Demoanlage

Tabelle 14 Energiebedarf Niedrigtemperatur DAC-Anlage
Hinweis: ^dStrom aus PV

17. Anhang B – DAC-Abscheidungskosten

Abscheidungskosten absorptionsbasierte Hochtemperatur-DAC-Anlage								
Kapazität t CO ₂ /a	CAPEX EUR/tCO ₂		OPEX in %	Lebensdauer Jahre	Abscheidungskosten EUR/tCO ₂		Kostenzeitpunkt Jahr	Referenz
	min	max			min	max		
1000000	1583		4	20	420	550	2011	Scolow et al. – APS Report 2011 (1)
1000000	1583	2086	4	20	314	388	2011	Scolow et al. – APS Report 2011 (2)
1000000	2200				283	300	2013	Mazotti et al. 2013
1000000	714	1032		25	114	209	2018	Keith et al. 2018 – Carbon Engineering (1) ^{a d}
1000000	549	625		25	110	147	2018	Keith et al. 2018 – Carbon Engineering (2) ^{b d}
1000000	550	1134	10	30	127	252	2019	NASEM 2019 ^{b d}
1000000	551	644	10	30	353	476	2019	NASEM 2019 ^{c d}
1000000					540		2020	Carbon Engineering 2020 ^{c d}
1000000					85	117	n-te Anlage	Carbon Engineering 2020 ^{c d}
1000000	815	815	3,7	25	186		2020	Fasihi et al. 2019

Tabelle 15 Abscheidungskosten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage

© Prognos AG 2021

Hinweis: ^a nur Erdgas; ^b Strom und Erdgas; ^c nur Strom; ^d Wechselrate EUR/USD in 2016: 1.11

Abscheidungskosten adsorptionsbasierte Niedrigtemperatur-DAC-Anlage								
Kapazität t CO ₂ /a	CAPEX EUR/tCO ₂		OPEX in %	Lebensdauer Jahre	Abscheidungskosten EUR/tCO ₂		Kostenzeitpunkt Jahr	Referenz
	min	max			min	max		
1000000				25	113		2014	Ping et al. – Global Thermostat (2014)
3600 – 360000	730	1220		25	203	244	2015	Roestenberg – Antecy 2015
360000	228 ^h		4	25			2030	Fasihi et al. 2017
1000000	184 ^h		4	30			2040	Fasihi et al. 2017
1000000				25	600	1000	2011	House et al. 2011
1000000				30	353	473	2019	NASEM 2019 ^{d e}
1000000				30	353	473	2019	NASEM 2019 ^{d f}
360000	730		4	20	120	155	2020	Fasihi et al. 2019
876	571		4	20	390	750	2020	ZSW 2020 ⁱ
8760	342		4	20	220	400	2020	ZSW 2020 ⁱ
300-900				25	540	900	2020	Climeworks 2020
1000000				25	90	180	2030	Climeworks 2020
1000000				25	38	54	2050	Climeworks 2020
1,24					700		2020	Bajamundi et al. 2019 (VTT) – Demoanlage

Tabelle 16 Abscheidungskosten Niedrigtemperatur-DAC-Anlage

© Prognos AG 2021

Hinweis: ^d Wechselrate EUR/USD in 2016: 1.11, ^e Strom aus PV, ^f Energie aus Atomkraft; ⁱ bei VLH zwischen 2.000–6.000 h und Strombezugskosten von 0,17 EUR/kWh

18. Anhang C – CO₂-Speicherung

Speicherung	Typologie	CAPEX in Mio. EUR	OPEX in Mio. EUR	Speicherkosten untere Grenze in EUR/t CO ₂	Speicherkosten obere Grenze in EUR/t CO ₂
Onshore	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen wiederverwenden	29	2	4	7
	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen nicht wiederverwenden	52	2	4	10
	Saline Aquifere	76	2	6	12
Offshore	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen wiederverwenden	61	6	8	9
	Ausgebeutete Gas- und Erdöllagerstätten Bohrung/Brunnen nicht wiederverwenden	137	6	8	14
	Saline Aquifere	257	9	11	20

Tabelle 17 CO₂-Speicherkosten bei einer Kapazität von 1 Mt CO₂ pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe
2021

© Prognos AG

19. Anhang D – CCS-Projekte in Europa

CCS-Projekt	Land	Beginn Laufzeit	CO ₂ - Abscheidkapazität (MtCO ₂ /a)	Industrie
Sleipner CO ₂ Storage	Norwegen	1996	1,0	Erdgasaufbereitung
Snøhvit CO ₂ Storage	Norwegen	2008	0,70	Erdgasaufbereitung
Langskip CCS – Fortum Oslo Varme	Norwegen	2024	0,40	Müllverbrennungsanlage
Langskip CCS – Brevik Norcem	Norwegen	2024	0,4	Zementproduktion
Acorn Scalable CCS	GB	2020's	3,0-4,0	Öl-Raffinerie
Caledonia Clean Energy	GB	2024	3,0	Energieerzeugung
HyNet North West	GB	Mitte 2020's	1,5	Wasserstoffproduktion
Northern Gas Network H21 North of England	GB	2026	1,5	Wasserstoffproduktion
Teesside Collective	GB	2020's	0,8	Verschiedenes

CCS-Projekt	Land	Beginn Laufzeit	CO ₂ - Abscheidkapazität (MtCO ₂ /a)	Industrie
The Clean Gas Project	GB	2025	0,4-3	Energieerzeugung
Drax – BECCS	GB	2027	4-16	Energieerzeugung
Ervia Cork CCS	Irland	2028	2,5	Energieerzeugung und Raffinerie
Hydrogen 2 Magnum (H2M)	Niederlande	2024	2,0	Energieerzeugung
Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos)	Niederlande	2023	2-5	Verschiedenes
Stockholm Exergi AB – BECCS	Schweden	2025	2	Strom- und Wärmeproduktion
CarbFix Project	Island	2012		Energieerzeugung

Tabelle 18 CCS-Projekte in Europa

© Prognos AG 2021

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autoren:

Prognos AG

Sebastian Lübbers (Projektleitung)
Jens Hobohm (Projektleitung)
Christoph Thormeyer
Hans Dambeck

Stand:

10/2021

Bitte zitieren als:

Prognos AG (2021). Technische CO₂-Senken – Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO₂-Negativemissionstechnologien. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Herausgegeben von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

