



AZ4PHASDPNZ4-  
1099195297-1022

Grundlagen für die CO<sub>2</sub>-  
Speicherung in der  
deutschen Nordsee im  
industriellen Maßstab  
(Transport und Speicherung)

Projekt GEOSTOR - Teilvorhaben STORTEC

BMBF

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

# Kontakt



Fichtner GmbH & Co. KG  
Sarweystraße 3  
70191 Stuttgart

[www.fichtner.de](http://www.fichtner.de)



**Dr. Sven Hoog**

+49 (40) 2533587 11

+49 (0) 162 2986 130

[Sven.Hoog@fichtner.de](mailto:Sven.Hoog@fichtner.de)

Fichtner GmbH & Co. KG

Hoog, S. (2024): Grundlagen für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in der deutschen Nordsee im industriellen Maßstab (Transport und Speicherung), pp. 1-77, DOI 10.3289/CDRmare.42

## Freigabevermerk

	Name	Unterschrift	Funktion	Datum
Erstellt:	Dr. Sven Hoog		Projektleiter	26.06.2024
Geprüft:	Dr. Joachim von Schnitzler		Projektdirektor	26.06.2024

## Revisionsverzeichnis

Rev.	Datum	Änderungsstand	Fichtner Dok.-Nr.	Erstellt	Geprüft
0	26.06.2024	Erste Fassung	AZ4PHASDPNZ4-1099195297-1022	S. Hoog	J. von Schnitzler

## Disclaimer

Der Inhalt dieses Dokumentes ist ausschließlich für den Auftraggeber von Fichtner und andere vertraglich vereinbarte Empfänger bestimmt. Er darf nur mit Zustimmung des Auftraggebers ganz oder auszugsweise und ohne Gewähr Dritten zugänglich gemacht werden. Fichtner haftet gegenüber Dritten nicht für die Vollständigkeit und Richtigkeit der enthaltenen Informationen.

## Hinweis

Der hier vorgelegte Bericht referenziert zwei weitere Berichte, die bei Fichtner im Rahmen des Teilprojektes STORTEC von GEOSTOR erstellt wurden: „Technik für CCS in der Nordsee“ und „Kosten für CCS in der Nordsee“. Diese Berichte fassen umfangreiche technische Erarbeitungen und die zugehörigen Kosten für die untersuchte Thematik zusammen, die von Seiten Fichtner gerne auf Nachfrage zur Verfügung gestellt werden können.

# Inhaltsverzeichnis

1	Einführung .....	8
2	Ziel dieses Berichtes.....	10
3	Abkürzungsverzeichnis.....	11
4	Normen, Vorschriften, Richtlinien .....	12
5	Motivation .....	15
5.1	Motivation für CCS / CCU(S) .....	15
5.1.1	Treibhausgas CO <sub>2</sub> .....	15
5.1.2	CO <sub>2</sub> - Bepreisung.....	15
5.2	CO <sub>2</sub> als Wertstoff .....	16
5.2.1	Power-to-X .....	17
5.2.2	Tertiäre Öl- und Gas-Fördertechniken.....	18
5.2.3	Weitere Nutzungsmöglichkeiten .....	18
5.3	Motivation zur Nutzung der Deutschen Nordsee für CCS.....	19
5.3.1	Herausforderungen in der Deutschen Nordsee .....	22
5.4	Aktuelle Projekte.....	22
5.4.1	Europäische Projekte .....	23
5.4.2	Außereuropäische Projekte.....	28
5.5	Mögliche Quellen für CO <sub>2</sub> in Europa.....	30
6	Stand der Technik.....	34
6.1	Einführung .....	34
6.2	Abscheidung von CO <sub>2</sub> .....	35
6.2.1	Brenngasdekarbonisierung (Pre-Combustion).....	35
6.2.2	Verbrennung mit Sauerstoff (Oxygen-Combustion).....	36
6.2.3	Rauchgasdekarbonisierung (Post-Combustion).....	37
6.2.4	Vor- und Nachteile der drei Hauptverfahren.....	38
6.2.5	Weitere Verfahren.....	38
6.2.6	Fazit .....	39
6.3	Gas-Aufbereitung .....	39
6.3.1	CO <sub>2</sub> in superkritischem Zustand.....	40
6.3.2	Trocknung.....	41
6.3.3	Aufkonzentration und Reinigung .....	42

6.3.4	Kompression .....	42
6.4	Material.....	43
6.4.1	Korrosionsschutz .....	43
6.5	CO <sub>2</sub> -Transport.....	44
6.5.1	Einführung .....	44
6.5.2	Transport per Tankkraftwagen .....	44
6.5.3	Transport per Eisenbahn-Kesselwagen .....	45
6.5.4	Transport per Tankschiff .....	49
6.5.5	Transport per Pipeline.....	51
6.5.6	Fazit .....	57
6.6	Temporäre CO <sub>2</sub> -Speicherung.....	57
6.6.1	Einführung .....	57
6.7	Offshore-Technik.....	58
6.7.1	Druckgas-/ Flüssiggas-Transfer.....	58
6.7.2	Unterwasser-Pipeline.....	58
6.7.3	Plattformen und Unterwasser-Technik.....	60
6.7.4	Bohrtechnik .....	62
6.7.5	Offshore-Kompressortechnik.....	64
6.7.6	Druckregel- und Messtechnik.....	64
6.7.7	Installation, Wartung und Rückbau .....	65
6.8	Speicherung (Sequestrierung).....	66
6.8.1	Injektion von CO <sub>2</sub> in geologischen Speicherhorizonten.....	66
6.8.2	Ozeanspeicherung (mCDR).....	68
6.8.3	Fazit .....	69
6.9	Umweltauswirkungen und Gefahren .....	69
6.9.1	CO <sub>2</sub> -Abscheidung .....	70
6.9.2	CO <sub>2</sub> -Transport .....	70
6.9.3	CO <sub>2</sub> -Speicherung .....	72
6.9.4	Fazit .....	73
7	Risikoanalyse .....	74
8	Literatur und Quellen .....	75

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	System-, Betrachtungsgrenzen des Projektes STORTEC von GEOSTOR (Quelle: ISO 27913) .....	8
Abbildung 2:	Energiemix (2022) und CO <sub>2</sub> -Emissionen (2021) in Deutschland (Quelle: iea.org [Ref. 44]) .....	15
Abbildung 3:	Qualitative Darstellung des Energie- und CO <sub>2</sub> -Flusses (adaptierte Darstellung nach UBA, 2014) .....	18
Abbildung 4:	Deutsche AWZ in der Nordsee (Quelle: BSH) .....	20
Abbildung 5:	Deutsche AWZ in der Ostsee (Quelle: BSH) .....	21
Abbildung 6:	Strukturelle Regionen der Deutschen AWZ in der Nordsee, mit Höhen, Plattformen und Senken sowie den vorausgewählten Standorten A (West-Schleswig-Block) und B (Entenschnabel). (Quelle: GEOSTOR) .....	21
Abbildung 7:	Bereits vorliegende Nutzung und Schutzgebiete in der deutschen Nordsee (Quelle: BSH) .....	22
Abbildung 8:	Laufende CCS- und CCU-Projekte in Europa, Stand 2021, [Ref. 34] .....	23
Abbildung 9:	Plan für das CO <sub>2</sub> -Startnetz (Quelle: OGE, Stand 06-2024) .....	27
Abbildung 10:	Großskalige CCS-Projekte nach Industrie- und Speichertyp, [Ref. 35] .....	29
Abbildung 11:	Schlüsselanreize und Projektcharakteristiken realisierter, großskaliger CCS-Projekte, [Ref. 36] .....	29
Abbildung 12:	Analyse der skandinavischen CO <sub>2</sub> -Quellen für CCS im Northern Lights Projekt, Stand 2016, [Ref. 38] .....	30
Abbildung 13:	Mögliche Transportrouten zu schottischen CCS-Speichern, Stand 2016, [Ref. 39] .....	31
Abbildung 14:	Aktuelle Situation der Projekte für CC, Transport und Speicherung in der EU, Stand 06-2021, [Ref. 47] .....	31
Abbildung 15:	Lage und Art größerer CO <sub>2</sub> -Emittenten in der EU, Stand 2021, [Ref. 46] .....	32
Abbildung 16:	Lage und Art größerer CO <sub>2</sub> -Emittenten in Deutschland, Stand 2021, [Ref. 46] .....	33
Abbildung 17:	Teilprozesse der CCS- und CCUS-Verfahren (adaptiert nach Bilfinger) .....	34
Abbildung 18:	Schematische Darstellung der drei Hauptverfahren zur CO <sub>2</sub> -Abscheidung (adaptierte Darstellung gemäß Umweltbundesamt) .....	35
Abbildung 19:	Drücke und Temperaturen, die bei der Konditionierung, dem Transport und der Speicherung von CO <sub>2</sub> anfallen (Fichtner interne Quelle) .....	40
Abbildung 20:	p-T-Phasendiagramm für CO <sub>2</sub> (s=solid (fest), l=liquid (flüssig), g=gas (gasförmig), sc=Dichte Phase, t=tripel (Tripelpunkt), c=critical (kritischer Punkt) (Quelle: commons.wikimedia.org) .....	40
Abbildung 21:	Hauptdimensionen von Kesselwagen (Beispiel der Fa. VTG) .....	46
Abbildung 22:	Kesselwagen (Beispiel der Fa. VTG) .....	47
Abbildung 23:	Flüssiggas-Entladearm (Fa. SVT) .....	48
Abbildung 24:	Gas-Pendelarm (Fa. SVT) .....	48
Abbildung 25:	Starre und flexible Entladeleitungen im Einsatz am TKW (Fa. ACP) .....	48
Abbildung 26:	LCO <sub>2</sub> Tankschiffe und Marine Loading Arms für große Volumen (Quellen: MHI, SVT) .....	49
Abbildung 27:	Transport begrenzter Mengen LCO <sub>2</sub> per Tankcontainer mit Schiffen (Quelle: gas.info) .....	50
Abbildung 28:	Schematische Darstellung einer CO <sub>2</sub> -Pipeline (Darstellung von Nimitz, M.) .....	51
Abbildung 29:	Pipeline Molchschleuse (Quelle: Fa. Kempe) .....	56

Abbildung 30:	Kosten im Verhältnis zur Transportkapazität (adaptierte Grafik nach [Ref. 16]) .....	57
Abbildung 31:	Tanktypen für LCO <sub>2</sub> (Quellen: Linde, Air Liquide) .....	58
Abbildung 32:	Wesentliche Techniken für die Offshore Pipelineinstallation .....	59
Abbildung 33:	Relevante Offshore-Plattformtypen .....	60
Abbildung 34:	Wesentliche UW-Module .....	61
Abbildung 35:	Bohrungsstandard für CO <sub>2</sub> -Injektionsbohrungen (adaptierte Grafik vom BGR) .....	63
Abbildung 36:	Installationsgerät und Techniken für die Offshore-Anlagen .....	65
Abbildung 37:	Veranschaulichung der geologischen Speicheroptionen für CCS (Darstellung von IPCC 2005 nach der Vorlage in CO2RC 2005) .....	67

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Liste der relevanten Gesetze, Vorschriften, Standards und Industrienormen .....	14
Tabelle 2:	Typ und Anzahl der aktuellen CCS-Projekte in Europa, [Ref. 34] .....	24
Tabelle 3:	Wichtige aktuelle CCS-Projekte in Europa, [Ref. 34] .....	24
Tabelle 4:	Aktuelle Cross-Border Projekte für CO <sub>2</sub> in Europa, [Ref. 34] .....	25
Tabelle 5:	Vor- und Nachteile der CC-Haupttechnologien (Fichtner interne Quelle) .....	38
Tabelle 6:	Vergleich von CO <sub>2</sub> in gasförmigem, flüssigem und überkritischem Zustand .....	41
Tabelle 7:	Hauptmerkmale der Schienenfahrzeuge von drei relevanten Schienenfahrzeugbetreibern .....	46
Tabelle 8:	RTC-Entladearme - beispielhafte Anbieter (Quelle: Internet (siehe unter Kontakt)) .....	48
Tabelle 9:	Vor- und Nachteile von CO <sub>2</sub> -Schiffstransporten (adaptierte Darstellung von Nimtz, M.) .....	50
Tabelle 10:	Typische CO <sub>2</sub> -Verunreinigungen nach der Abscheidung (adaptierte Darstellung nach [Ref. 18]) .....	52
Tabelle 11:	Empfohlene CO <sub>2</sub> -Reinheit für den Pipelinetransport (adaptierte Darstellung nach [Ref. 18]) .....	52
Tabelle 12:	Vorgegebene Reinheit für flüssiges CO <sub>2</sub> im Northern Lights Projekt ( <a href="https://norlights.com">https://norlights.com</a> ) .....	53



# 1 Einführung

Das Abscheiden, Transportieren und Speichern im geologischen Untergrund spielt eine wichtige Rolle bei der Reduzierung des klimaschädlichen Treibhausgases CO<sub>2</sub>. In Europa haben Norwegen, die Niederlande und UK die Führung bei der Ausweisung untermeerischer Formationen wie Sandstein oder Basalt und auch bei der Umwidmung ausgeförderter Öl- und Gasreservoirs übernommen, so dass sich aufgrund des seit einiger Zeit gesetzlich anzusetzenden und ansteigenden Preises pro Tonne emittiertem CO<sub>2</sub> bereits ein lukrativer Markt zur Einlagerung des importierten Gases entwickelt hat.

Diese Win-Win-Situation für die Umwelt und den Haushalt soll auch in Deutschland erschlossen werden, wofür die noch fehlenden Grundlagen im Rahmen des durch das BMBF geförderten Verbundprojektes GEOSTOR ermittelt werden sollen.

STORTEC stellt das Teilprojekt von GEOSTOR dar, das durch die Fichtner GmbH & Co. KG bearbeitet wird. Ziel ist es, die technologischen Voraussetzungen für den Aufbau einer effizienten Logistikkette für den Transport des CO<sub>2</sub> im industriellen Maßstab (10 Mio. t pro Jahr (MTPA) über einen Zeitraum von 30 Jahren) von relevanten Einspeisepunkten an der Deutschen Küste (vorrangig Nordsee, aber ggf. auch Ostsee) zu zwei alternativ betrachteten Speicherorten in der Deutschen Nordsee zu ermitteln. Die Festlegung auf einen bevorzugten Speicherort ist folgend sowohl Gegenstand der wissenschaftlichen Untersuchungen der Projektpartner als auch Ergebnis der technisch-wirtschaftlichen Analyse von STORTEC.

Die Systemgrenzen, die im Rahmen von STORTEC bzw. GEOSTOR betrachtet werden, sind in Abbildung 1 zu erkennen. Sie umfassen den Transport und die Speicherung des CO<sub>2</sub>, lassen jedoch das Abscheiden des CO<sub>2</sub> außer Betracht.

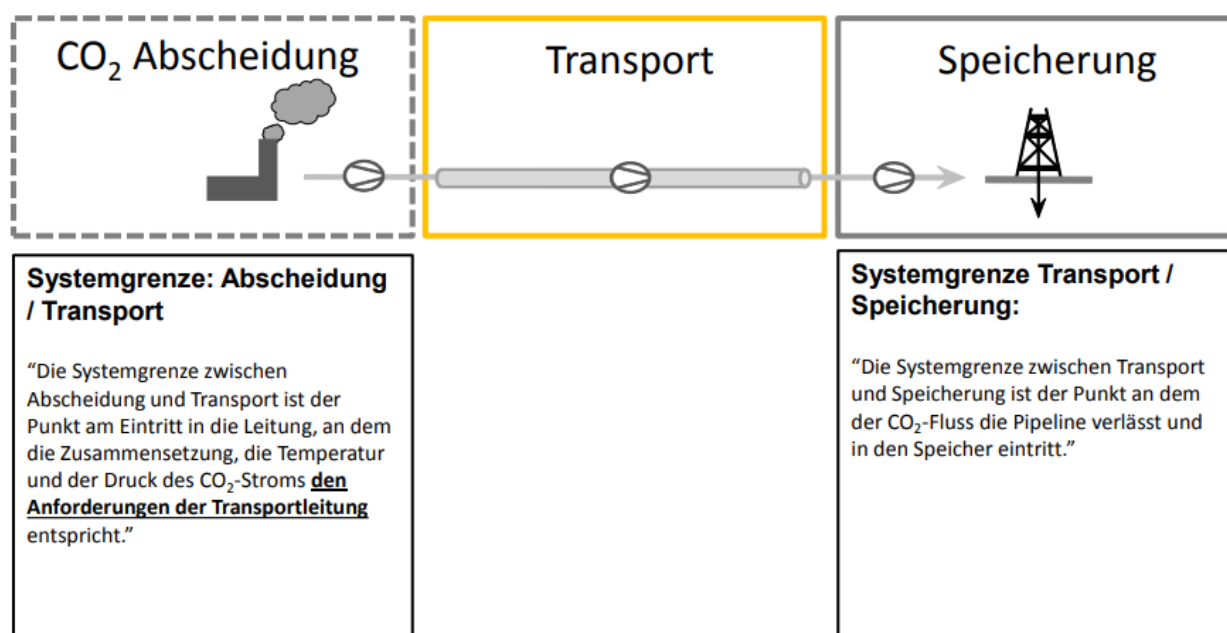


Abbildung 1: System-, Betrachtungsgrenzen des Projektes STORTEC von GEOSTOR (Quelle: ISO 27913)

Ziel dieses Berichtes ist die Dokumentation der heute bekannten Techniken zum CO<sub>2</sub>-Abscheiden, da diese wichtig zum Verständnis der anschließenden Transport- und Speichertechniken sind, auch wenn das Abscheiden nicht näher betrachtet wird. Die Dokumentation der Transporttechniken des anfallenden



Volumens und der Einspeisung des Gases in die ausgewählten Speicherformationen im Seeboden der Deutschen Nordsee, sowie die Ermittlung der effizientesten und kostengünstigsten Logistikkette im industriellen Maßstab ist ebenfalls enthalten. Im Folgeschritt des Projektes werden die je Technik anzusetzenden Kosten eruiert und abgewogen, so dass eine finale Auswahl der vorteilhaftesten Logistikkette und Speichertechnik möglich wird.

Das Projekt STORTEC erfolgt bei Fichtner in enger Abstimmung mit den Projektpartnern des GEOSTOR-Verbundes, koordiniert durch das Institut GEOMAR in Kiel. Es wird durch das BMBF gefördert im Rahmen des Forschungsthemas 1 „Geologische Methoden zur CO<sub>2</sub>-Speicherung“ der Forschungsmission „Marine Kohlenstoffsinken in Dekarbonisierungspfaden (CDRmare)“, [Ref. 3].

## Introduction

The capture, transportation, and storage in the geological underground play an important role in reducing the climate-damaging greenhouse gas CO<sub>2</sub>. In Europe, Norway, the Netherlands, and the UK have taken the lead in designating subsea formations such as sandstone or basalt and also in repurposing depleted oil and gas reservoirs, so that due to the legally required and rising price per ton of emitted CO<sub>2</sub>, a lucrative market for the storage of imported gas has already developed. This win-win situation for the environment and the budget is also to be tapped in Germany, for which the still missing fundamentals are to be determined within the framework of the GEOSTOR joint project funded by the BMBF. STORTEC represents the subproject of GEOSTOR, which is being handled by Fichtner GmbH & Co. KG. The goal is to determine the technological prerequisites for establishing an efficient logistics chain for the transport of CO<sub>2</sub> on an industrial scale (10 million tons per year (MTPA) over a period of 30 years) from relevant injection points along the German coast (primarily the North Sea, but possibly also the Baltic Sea) to two alternative storage sites in the German North Sea. The decision on a preferred storage site will subsequently be the subject of scientific investigations by the project partners as well as the result of the technical-economic analysis by STORTEC. The system boundaries considered within the scope of STORTEC or GEOSTOR can be seen in Figure 1. They include the transport and storage of CO<sub>2</sub> but leave out the capture of CO<sub>2</sub>.

The aim of this report is to document the currently known techniques for CO<sub>2</sub> capture, as these are important for understanding the subsequent transportation and storage techniques, even though the capture process itself is not examined in detail. The documentation also includes the transportation techniques for the resulting volume and the injection of the gas into the selected storage formations in the seabed of the German North Sea, as well as the determination of the most efficient and cost-effective logistics chain on an industrial scale. In the subsequent phase of the project, the costs to be applied for each technology will be investigated and weighed, so that a final selection of the most advantageous logistics chain and storage technique becomes possible. The STORTEC project at Fichtner is carried out in close coordination with the project partners of the GEOSTOR consortium, coordinated by the GEOMAR Institute in Kiel. The GEOSTOR project is funded by the BMBF within the framework of research theme 1 "Geological Methods for CO<sub>2</sub> Storage" of the research mission "Marine Carbon Sinks in Decarbonization Pathways (CDRmare)," [[Ref. 3].

## 2 Ziel dieses Berichtes

Ziel dieses Berichtes ist die Zusammenstellung der Grundlagen für die Konzeption möglicher technischer Lösungen für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im industriellen Maßstab im Seeboden der Deutschen Nordsee.

Die Grundlagen umfassen die Beschreibungen der beiden im Projekt GEOSTOR betrachteten möglichen Speicherstandorte A und B, sofern diese relevant für die Auslegung der zu verwendenden Technologien der Logistikkette für den Transport und die Einspeisung in den untermeerischen Speicherhorizont sind. Neben der generellen Beschreibung der heute bekannten Technologien zur Aufbereitung, zum Transport und zur Druckregelung und Einspeisung am Speicherort werden auch die Grundlagen der Abschätzung der zugehörigen Kosten jeder Technik aufgeführt.

Die Grundlagen werden in einem gesonderten ‚Bericht Technik‘ referenziert und konkretisiert, so dass dort nur die für diese Speicherorte nutzbaren Techniken aufgeführt und kombiniert werden.

In einem gesonderten ‚Bericht Kosten‘ ([Ref. 2]) erfolgt die Abschätzung und Zusammenstellung der Kosten, die mit jedem - im ‚Bericht Technik‘ ([Ref. 1]) - aufgeführten Konzept verbunden sind. Über ein einfaches Software-Tool können Teilkonzepte rekombiniert werden, so dass die resultierenden Kosten übersichtlich, als Entscheidungsgrundlage variiert werden können.

### 3 Abkürzungsverzeichnis

AUV	Autonomous Underwater Vehicle
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage
CCU	Carbon dioxide Capture and Utilisation
CCUS	Carbon dioxide Capture, Utilisation and Storage
CDR	Carbon Dioxide Removal
DACC	Direct Air Carbon Capturing
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane Recovery
EGR	Enhanced Gas Recovery
EOR	Enhanced Oil Recovery
FSO	Floating Storage and Offloading (Platform)
GDRMA	Gas-Druckregel- und Messanlage
GuD	Gas- und Dampfturbine
HAZID	HAZard IDentification Study
HAZOP	HAZard and Operability Study
KSpG	Kohlendioxid-Speicherungsgesetz
mCDR	marine Carbon Dioxide Removal
MEA	Monoethanolamin
NET	Negative Emission Technologies
PCC	Post-combustion capture
PFV	Planfeststellungsverfahren
PIG	Pipeline Inspection Gauge
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
ROV	Remotely Operated Vehicle
TRL	Technology Readiness Level
ÜVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
WSA	Wasser- und Schifffahrtsamt
ZEP	Zero Emission Platform (Interessenverbund von Firmen)

## 4 Normen, Vorschriften, Richtlinien

Die folgenden technischen Normen, Vorschriften und Richtlinien werden zur Bearbeitung der Projektfragen je nach Bedarf herangezogen (nicht erschöpfend):

<b>Gesetze, Verordnungen</b>		
	EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
	UVPG	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
	VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
	ROG	Raumordnungsgesetz
	WHG	Wasserhaushaltsgesetz
	GasHDrLtgV	Verordnung über Gashochdruckleitungen
	Richtlinie 2014/68/EU	Druckgeräterichtlinie
	RohrFLtgV	Bundesamt für Justiz, Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen Rohrfernleitungsverordnung
	EU Directive 2009/31/EC	Geological storage of CO <sub>2</sub> ("EU CCS Directive")
	KSpTG	Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (Carbon Management Strategie)
<b>Technische Regeln des DVGW u.a.</b>		
	DVGW GW 10	Kathodischer Korrosionsschutz (KKS) erdverlegter Lagerbehälter und Rohrleitungen aus Stahl – Inbetriebnahme und Überwachung
	DVGW G 260	Gasbeschaffenheit
	DVGW C 260	Arbeitsblatt 04/2022 Eigenschaften von Kohlendioxid und Kohlendioxidströmen
	DVGW GW 304	Rohrvortrieb und verwandte Verfahren
	DVGW GW 315	Maßnahmen zum Schutz von Versorgungsanlagen bei Bauarbeiten
	DVGW GW 321	Steuerbare horizontale Spülbohrverfahren für Gas- und Wasserrohrleitungen – Anforderungen, Gütesicherung und Prüfung
	DVGW GW 325	Grabenlose Bauweisen für Gas- und Wasser-Anschlussleitungen; Anforderungen, Gütesicherung und Prüfung
	DVGW, G 400	Gastransport und Gasverteilung – Begriffe und Definitionen
	DVGW G 451	Bodenschutz bei der Planung und Errichtung von Gastransportleitungen
	DVGW G 463	Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Errichtung
	DVGW C 463	Arbeitsblatt 04/2022 Kohlendioxidleitungen aus Stahlrohren - Planung und Errichtung
	DVGW G 469	Druckprüfverfahren Gastransport/Gasverteilung

	DVGW C 491	Entwurf des Arbeitsblattes 12/2022 Anlagen in CO <sub>2</sub> -Transportsystemen
	DNV-RP-F104	Design and operation of carbon dioxide pipelines
	DNVGL-ST-F119	Thermoplastic composite pipes
<b>DIN-/ DIN-EN-ISO-Vorschriften</b>		
	DIN 30670:2012-04	Polyethylen-Umhüllungen von Rohren und Formstücken aus Stahl Anforderungen und Prüfungen
	DIN EN 12186	Gasinfrastruktur – Gas-Druckregelanlagen für Transport und Verteilung – Funktionale Anforderungen
	DIN EN 1594:2013-12	Gasversorgungssysteme – Rohrleitungen für maximal zulässigen Betriebsdruck über 16 bar – Funktionale Anforderungen
	DIN EN 31010:2010-11	Risikomanagement - Verfahren zur Risikobeurteilung
	DIN EN ISO 13628-1:2010-12	Erdöl- und Erdgasindustrie - Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen und Empfehlungen
	DIN EN ISO 13628-15:2012-01	Erdöl- und Erdgasindustrie - Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen - Teil 15: Unterwasser-Aufbauten und Verteilerstücke
	DIN EN ISO 13628-4:2011-09	Erdöl- und Erdgasindustrie - Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen - Teil 4: Bohrloch- und E-Kreuz-Ausrüstungen für den Unterwassereinsatz
	DIN EN ISO 13628-6:2008-01	Erdöl- und Erdgasindustrie - Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen - Teil 6: Steuersysteme für die Unterwasser-Produktion
	DIN EN ISO 13628-7:2007-02	Erdöl- und Erdgasindustrie - Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen - Teil 7: Komplettierungs-/Aufwältigungs - Risersysteme
	DIN EN ISO 3183:2020-02	Erdöl- und Erdgasindustrie – Stahlrohre für Rohrleitungstransportsysteme
	DIN ISO 31000:2018-10	Risikomanagement - Leitlinien
	ISO 17089-1:2019-08	Messung des Durchflusses in geschlossenen Leitungen - Ultraschallmeter für Gas - Teil 1: Messgeräte für den eichpflichtigen Verkehr und Verrechnung
	ISO 17776:2016	Petroleum and natural gas industries, Offshore production installations, Major accident hazard management during the design of new installations

	ISO 27913:2016-11	Abscheidung, Transport und geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid - Rohrleitungstransportsysteme
	ISO/TS 16901:2022-12	Guidance on performing risk assessment in the design of onshore LNG installations including the ship/shore interface
	TRBS 3146/TRGS 746	Ortsfeste Druckanlagen für Gase
	TRBS 3151/ TRGS 751	Vermeidung von Brand-, Explosions- und Druckgefährdungen an Tankstellen und Gasfüllanlagen zur Befüllung von Landfahrzeugen
	TRFL	Technische Regel für Rohrfernleitungsanlagen
	TRGL	Technische Regeln für Gashochdruckleitungen
	TRGS 407	Tätigkeiten mit Gasen - Gefährdungsbeurteilung

*Tabelle 1: Liste der relevanten Gesetze, Vorschriften, Standards und Industrienormen*

Eine umfangreiche Zusammenstellung der aktuellen weltweiten CCS-Projekte inklusive der aktuellen politischen Indikatoren, der Speicher-Indikatoren, der legislativen Rahmenbedingungen, der im Jahr 2021 vorhandenen Anlagen und der aktuellen CO<sub>2</sub>-Emissionen ist [Ref. 35] zu entnehmen. Die Webseite bietet einen interaktiven, filterbaren Zugriff auf eine umfangreiche Datenbank zu den angegebenen Aspekten und gibt zudem den aktuellen Bedarf der Länder für CCS-Maßnahmen (den sog. CCS Requirement Indicators) sowie einen sogenannten CCS Readiness Index an, der in einer Art Zusammenfassung den aktuellen Stand der Vorbereitung in technischer, legislativer und politischer Sicht der einzelnen Länder widerspiegelt.

# 5 Motivation

## 5.1 Motivation für CCS / CCU(S)

Es liegen unterschiedliche Motivationen für das Auffangen, Transportieren und Speichern bzw. die Nutzung von CO<sub>2</sub> vor. Für Deutschland zeigt sich ein erheblicher Bedarf, aus Verbrennungsprozessen anfallendes CO<sub>2</sub> daran zu hindern in die Atmosphäre einzutreten, wie dies Zahlen für den Energiemix und für die resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen für Deutschland belegen.

Auch wenn der Anteil an den globalen Emissionen mit 1,86 % in 2021 für die drittgrößte Volkswirtschaft der Welt gering erscheint und die Werte seit 2000 auch schon um 23 % reduziert werden konnten, so ist die Summe von 624 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2021 erheblich und muss dringend weiter reduziert werden, um den notwendigen Anteil Deutschlands am globalen Reduktionsziel und zur Einhaltung des 1,5 °C-Ziels leisten zu können.

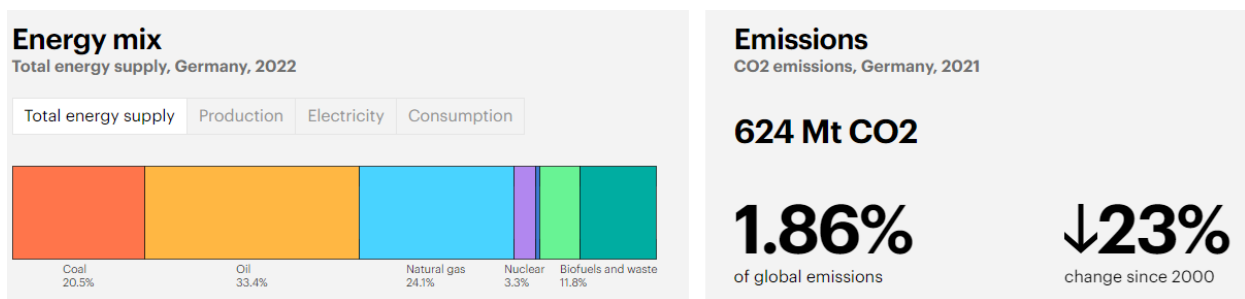


Abbildung 2: Energiemix (2022) und CO<sub>2</sub>-Emissionen (2021) in Deutschland (Quelle: [iea.org](#) [Ref. 44])

Neben dem Schutz der Umwelt bekommt jedoch auch die Nutzung des CO<sub>2</sub> als Rohstoff zunehmend an Bedeutung, wie im Folgenden ebenfalls angerissen wird.

### 5.1.1 Treibhausgas CO<sub>2</sub>

Kohlenstoffdioxid ist farb- und geruchslos und liegt bei Raumtemperatur im gasförmigen Zustand vor. Es ist Teil des globalen Kohlenstoffkreislaufs und daher im ständigen Austausch mit der Hydro-, Litho- und Atmosphäre. Dabei befinden sich die meisten Reserven des Kohlenstoffs als Calciumcarbonat (CaCO<sub>3</sub>) in der Lithosphäre. Die Atmosphäre ist ein verhältnismäßig kleiner Kohlenstoff-Speicher und reagiert daher besonders stark auf Veränderung der CO<sub>2</sub>-Konzentration.

Mit einem Anteil von 0,04% ist Kohlenstoffdioxid im Gegensatz zu Stickstoff und Sauerstoff nur schwach konzentriert in der Luft vorhanden. Der Effekt ist jedoch nicht zu unterschätzen, denn CO<sub>2</sub> ist ein sogenanntes Treibhausgas, das durch die Absorption der warmen Infrarotstrahlung charakterisiert ist. Es entsteht der sogenannte Treibhauseffekt, der zur Erhöhung der Erderwärmung beiträgt, [Ref. 1]

### 5.1.2 CO<sub>2</sub> - Bepreisung

Wegen der klimaschädlichen Wirkung des CO<sub>2</sub> ist besonders auch Deutschland gezwungen, wirksame Maßnahmen gegen den Ausstoß von CO<sub>2</sub> zu ergreifen. Zu diesen Maßnahmen wird die CO<sub>2</sub>-Bepreisung gezählt, die durch die Bundesregierung im sogenannten Brennstoffemissionshandelsgesetz von 2020 geregelt wurde.



Das sogenannte nationale Emissionshandelssystem (nEHS) trat Anfang 2021 mit einem Festpreissystem in Kraft, bei dem der Preis pro Tonne CO<sub>2</sub> fix und politisch festgelegt wurde. Zitat aus [Ref. 20]: „Dabei werden Zertifikate an die Unternehmen, die Heiz- und Kraftstoffe in Verkehr bringen, verkauft. Die Kosten für die Zertifikate trägt dann der Brenn- und Kraftstoffhandel: Wenn Unternehmen Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Kohle, Benzin oder Diesel verkaufen, benötigen sie für jede Tonne CO<sub>2</sub>, die die Stoffe im Verbrauch verursachen werden, ein Zertifikat als Verschmutzungsrecht. Bund und Länder einigten sich darauf, den CO<sub>2</sub>-Preis ab Januar 2021 auf zunächst 25 Euro festzulegen. Danach steigt der Preis schrittweise bis zu 55 Euro im Jahr 2025 an. Für das Jahr 2026 soll ein Preiskorridor von mindestens 55 und höchstens 65 Euro gelten.“ Ende Zitat.

Auch wenn die Maßnahme der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nur für Deutschland gilt, werden ähnliche Wege in ganz Europa beschritten, um die Entstehung von CO<sub>2</sub> zu reduzieren. Ergänzend kann aber umgekehrt auch beobachtet werden, wie die mögliche kostenpflichtige ‚Entsorgung‘ von CO<sub>2</sub> einen neuen Markt generiert, bei dem sich insbesondere Staaten die Speicherung von CO<sub>2</sub> besonders auch in deren maritimen AWZ in industriellem Maßstab von den Lieferanten vergüten lassen. Der Zugang erfolgt heute zumeist über bereits vorhandene Exportpipelines, wenn die dafür genutzten Speicherbereiche ausgeförderte Offshore Öl- oder Gasreservoirs sind und die Pipelines dies technisch ermöglichen. Neue Offshore-Standorte müssen dagegen entweder über Schiffstransporte oder neu zu verlegende Pipelines erschlossen werden.

Das Deutsche Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) regelt die Speicherung von CO<sub>2</sub> zu Demonstrationszwecken. Auch wenn die dort genannten zeitlichen Rahmen schon länger ausgelaufen sind, gilt es als weiterhin maßgebend bei der z.B. in GEOSTOR erkundeten und geplanten Speicheranlagen.

## 5.2 CO<sub>2</sub> als Wertstoff

Das CO<sub>2</sub> auch einen großen Nutzen als chemischer Ausgangsstoff hat, ist unumstritten. So gibt es Verfahren und Prozesse, die auf die Verwendung von CO<sub>2</sub> angewiesen sind, wobei jeweils der stoffliche Zustand des CO<sub>2</sub> entscheidend ist, denn dieser variiert je nach Reinheit, Druck und Dichte.

Die Nutzung des CO<sub>2</sub> setzt das geeignete Abscheiden des Gases (Carbon Capture-CC) aus den industriellen Prozessen bzw. Anlagen voraus, vgl. Kapitel 6.2.

Im nächsten Schritt der Wertschöpfung wird das CO<sub>2</sub> durch Reinigung, Druck- und/oder Temperaturanpassung derart aufbereitet, dass es effizient transportierbar wird und zum Speicherort (Storage-S) oder seiner Folgenutzung zugeführt werden kann (Utilization-U).

Im Projekt GEOSTOR wird die großskalige (industrielle), permanente Speicherung des CO<sub>2</sub> in untermeerischen Speicherhorizonten angestrebt. Bereits heute wird jedoch auch die Methode CCU(S) genutzt, um Kohlenstoffdioxid aktiv in wirtschaftliche Prozesse einzubinden. Das Marktvolumen für die CO<sub>2</sub>-Nutzung wird zwischen 0,5 Gt CO<sub>2</sub>/a ([Ref. 42]) bis zu max. 7 Gt CO<sub>2</sub>/a ([Ref. 43]) eingeschätzt. Auch in GEOSTOR wird daher der Aspekt der - zur Speicherung - zumindest teilweisen alternativen industriellen Nutzung des CO<sub>2</sub> adressiert. Klar scheint jedoch allein schon bei Betrachtung der relevanten Volumina, dass eine wirksame Reduktion des CO<sub>2</sub> aus den industriellen Prozessen und der Atmosphäre ohne CCS nicht möglich sein wird.

## 5.2.1 Power-to-X

Ein wichtiges Beispiel für die Nutzung sind die „Power-to-X“ (PtX) Techniken, bei denen z.B. synthetische Kraftstoffe wie Methanol (MeOH), Benzin, Diesel oder Kerosin aus der Reaktion von Kohlendioxid und Wasserstoff unter Energiezufuhr hergestellt werden. Hierbei wird das CO<sub>2</sub> kurzfristig gebunden (CCU), bevor es anschließend wieder in die Atmosphäre entlassen bzw. wieder abgeschieden und gespeichert wird (CCUS). Ein Vorteil liegt hierbei in der ‚neutralen‘ Klimabilanz, da bereits freigesetztes Kohlenstoffdioxid erneut genutzt wird und keines zusätzlich produziert wird, [Ref. 4].

Die energetische und ökologische Bilanz der PtX-Verfahren hängt stark von den jeweiligen Quellen für die Energie, sowie die Grundstoffe CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> ab, wie z.B. [Ref. 15] aufzeigt. Den wesentlichen Unterschied machen heute demnach die Kosten für den Anteil an erneuerbarer Energie sowie die Herkunft des H<sub>2</sub> aus, um ein marktfähiges Produkt zu erhalten.

Die Herstellung von synthetischem Treibstoff wird als ein Weg gesehen, Wasserstoff - und damit Energie - in einer leicht zu transportierenden Form zu speichern und damit nutzbar zu machen, auch wenn die gefürchtete ‚Dunkelflaute‘ (kein Wind und auch keine Sonneneinstrahlung) die Produktion erneuerbarer Energie temporär unmöglich machen kann. Die Nutzung von Methanol ist zudem mit vorhandener Infrastruktur wie Tankfahrzeugen, Tankstellen, Verbrennungsmotoren in PKW und LKW z.B. im Verkehrssektor sofort nutzbar, was den bezahlbaren Übergang zu emissionsfreien Treibstoffen aus Verbrauchersicht und gesamtökonomisch erleichtert. Andere Anwendungen liegen in den Bereichen der emissionsarmen Stromerzeugung, der chemischen Industrie und in der Polymerherstellung z.B. PUR Wärmedämmung im Endverbraucherbereich, [Ref. 9].

Für die Herstellung von synthetischem Methanol wird Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid in Reaktion gebracht. Wird der benötigte Wasserstoff aus erneuerbaren Energien via Elektrolyse klimaneutral hergestellt und das benötigte CO<sub>2</sub> z.B. aus den Rauchgasen von Kraftwerken und energieintensiven Anlagen, aus Biomasse oder direkt aus der Luft entnommen (Direct Air Carbon Capture - DAC), so kann dies zu einer klimaneutralen Stoffbilanz führen.

Ein Nachteil ist jedoch der verhältnismäßig große Energieaufwand. Dabei ist entscheidend, über welche Wege man das CO<sub>2</sub> bezieht. So benötigt die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Rauchgasen deutlich weniger Energie als die direkte Abscheidung aus der Luft.

Aus der folgenden Grafik kann die vereinfachte Prozessabfolge entnommen werden.

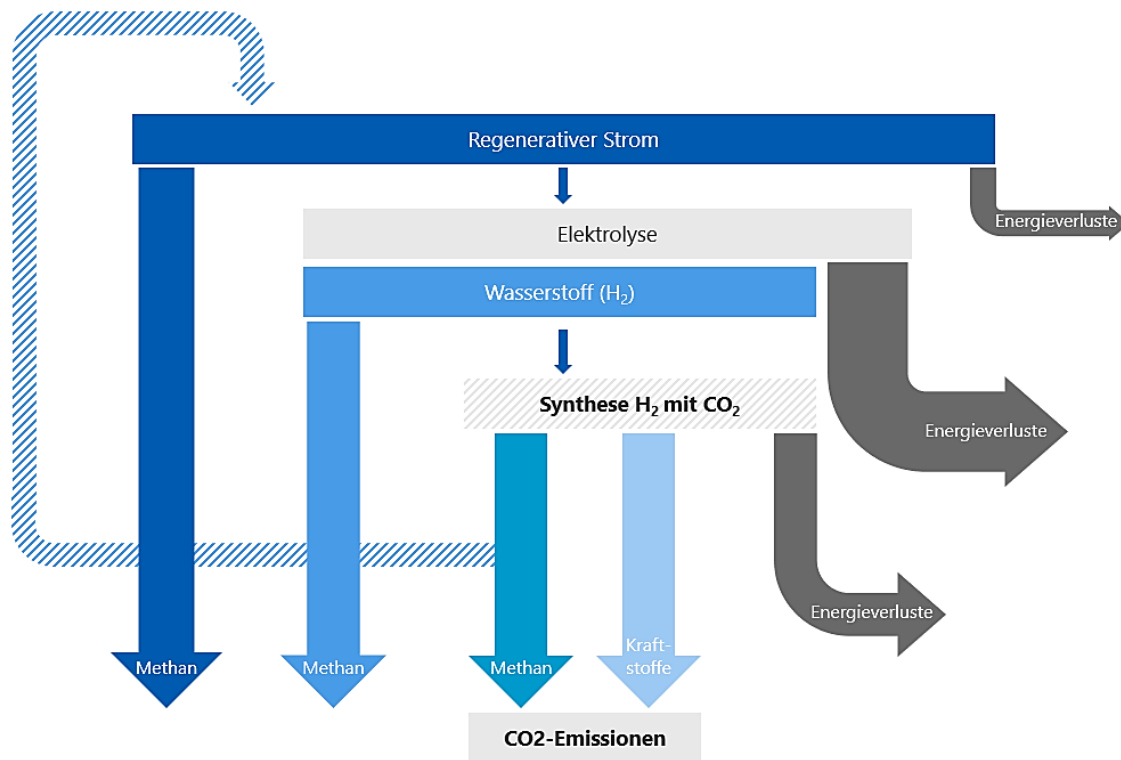


Abbildung 3: Qualitative Darstellung des Energie- und CO<sub>2</sub>-Flusses (adaptierte Darstellung nach UBA, 2014)

### 5.2.2 Tertiäre Öl- und Gas-Fördertechniken

Durch die Injektion von CO<sub>2</sub> in Gas- und Erdölreservoirs kann der Austrag der fossilen Brennstoffe aus dem Reservoir-Gestein signifikant gesteigert werden. Dabei wird zwischen „Enhanced Oil Recovery“ (EOR) und „Enhanced Gas Recovery“ (EGR) unterschieden.

Die etablierteste Technik ist das EOR-Verfahren, bei dem CO<sub>2</sub> in superkritischem Zustand in Ölreservoirs gepresst und so das vorhandene Erdöl im Gebirge verdrängt wird. Das Erdöl gelangt in den Förderstrom und wird an die Erdoberfläche befördert. Durch das CO<sub>2</sub> verringert sich die Viskosität des Erdöls und es kommt zu einer Erhöhung der Fließgeschwindigkeit.

Die EGR-Technik verhält sich ähnlich zur EOR-Technik, wobei hier der Fokus auf der Erdgasausbringung liegt. Das EGR-Verfahren erfährt jedoch aktuell wenig Aufmerksamkeit und wird nur in einem kleinen Maßstab praktiziert, [Ref. 16].

### 5.2.3 Weitere Nutzungsmöglichkeiten

Neben den aufgezeigten Nutzungsmöglichkeiten gibt es diverse Pilotprojekte, die sich mit der alternativen Nutzung von CO<sub>2</sub> beschäftigen. Beispiele:

#### Karbonisierung von Getränken

Um den Erfrischungseffekt beim Trinken zu erhöhen werden Getränke mit Kohlenstoffdioxid versetzt, wobei bei der Reaktion von CO<sub>2</sub> und Wasser Kohlensäure entsteht.

### Schaumstoffherstellung

Bayer Technology Services (seit 2017 Covestro) betreibt eine kleine Anlage zur Herstellung von Schaumstoff aus CO<sub>2</sub>. Dieser soll zukünftig für Matratzen genutzt werden, [Ref. 13].

### Biomasse aus Algen

RWE betreibt aktuell eine Pilotanlage zur Erzeugung von Biomasse aus Algen, [Ref. 13].

### Gestein aus CO<sub>2</sub>

Das isländische Unternehmen Carbfix beschleunigt den Prozess des natürlichen Kohlenstoffkreislaufes. Dabei wird CO<sub>2</sub> in Wasser gelöst und in den Boden geleitet. Dort kommt es in Kontakt mit Basalt und es entsteht ein Karbonat. Dieser Prozess dauert nur ca. zwei Jahre, [Ref. 14].

### Lösungsmittel

Superkritisches CO<sub>2</sub> hat eine wichtige Funktion als Lösungsmittel: Durch die hohe Fließfähigkeit kann es in bestimmte Stoffe eindringen und wird deswegen häufig zur Extraktion und Detraktion genutzt (einem Hybridverfahren aus Destillation und Extraktion), z.B. zum Entkoffeinieren von Kaffee, [Ref. 6], [Ref. 7], [Ref. 8].

## 5.3 Motivation zur Nutzung der Deutschen Nordsee für CCS

Die Speicherung des CO<sub>2</sub> soll in der AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone) der Deutschen Nordsee erfolgen, zwei Standorte kamen in die engere Auswahl für den bevorzugten Standort (siehe Abbildung 6).

Die Ausschließliche Wirtschaftszone eines Staatsgebiets mit Küste kennzeichnet den Festlandsockel des Staates, in dem eine wirtschaftliche Nutzung des See- und Seebodengebietes dem betreffenden Staat zusteht. In der Nordsee und der Ostsee, die beide vergleichsweise enge Seegebiete darstellen, werden die AWZ durch die internationalen Grenzen zu den Nachbarstaaten begrenzt.

Die Deutsche AWZ in der Nordsee ist in Abbildung 4, die AWZ in der Ostsee in Abbildung 5 dargestellt. Die Wassertiefen liegen in beiden AWZ bei max. 50-60 m und auch die Ausdehnungen der AWZ sind derart, dass die resultierenden Techniken zur Entwicklung von Offshore-Standorten für die Einspeisung des CO<sub>2</sub> grundsätzlich mehrere Alternativen ermöglichen.

Zwei Gebiete werden detailliert untersucht, A (West-Schleswig-Block) und B (Entenschnabel), um geeignete Standorte (A1, B1) für die Simulation der großräumigen und dynamischen CO<sub>2</sub>-Speicherung zu identifizieren. Kriterien für die Auswahl der Standorte A1 und B1 sind die Qualität der verfügbaren Daten, die Integrität der Barriereformationen und das statische Volumen der Speicherformation. Bei der finalen Auswahl sollen, soweit dies möglich ist, Gebiete vermieden werden, die bereits für andere Nutzungen (z. B. die Windenergieerzeugung, den Schiffsverkehr) oder als Meeresschutzgebiete, ausgewiesen sind.

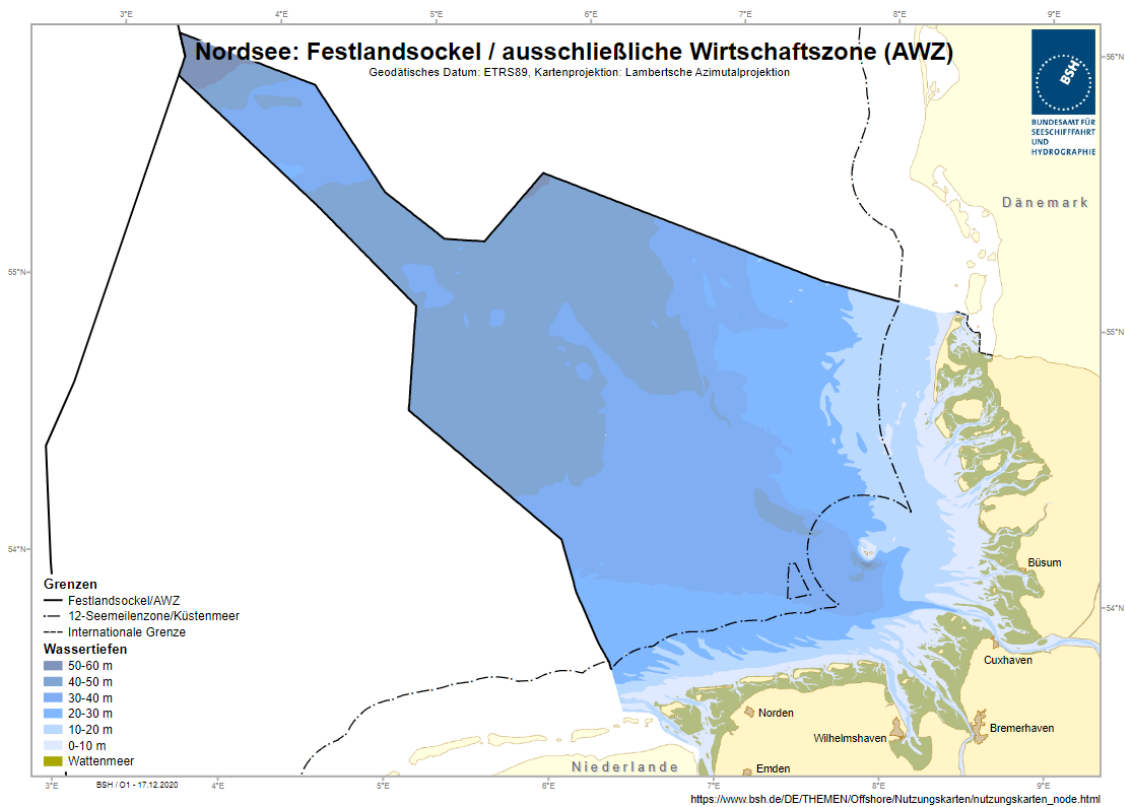


Abbildung 4: Deutsche AWZ in der Nordsee (Quelle: BSH)

Ein wichtiger Aspekt bei der Planung von CO<sub>2</sub>-Transporten von Hub(s) zu (untermeerischen) Speicherstandorten in der (Deutschen) Nordsee und dem beabsichtigten Import von CO<sub>2</sub> zur kostenpflichtigen Speicherung auch aus Drittländern ist die jüngste Anpassung der Europäischen Gesetzgebung zum grenzüberschreitenden Transport von CO<sub>2</sub> (cross-border carbon dioxide transport). Es ist damit nicht nur zulässig, sondern ausdrücklich gewünscht, innerhalb der EU klimaschädliches CO<sub>2</sub> zu Nutzungs- oder Speicherzwecken zur Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen über längere Distanzen zu transportieren - natürlich nur, wenn der Transport selbst nicht noch mehr dazu beiträgt! Es bilden sich daher verstärkt Netzwerke, die genau diese Zielsetzung haben und multinational ausgerichtet sind, z.B. [Ref. 46].

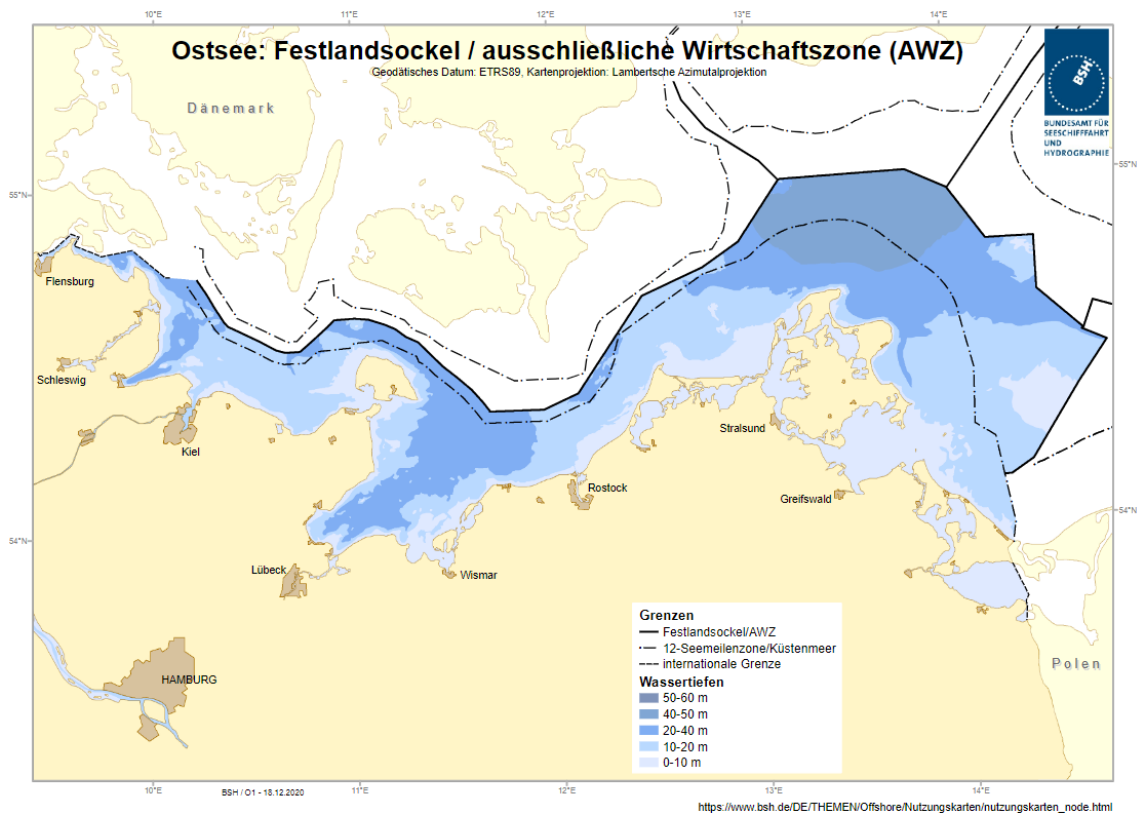


Abbildung 5: Deutsche AWZ in der Ostsee (Quelle: BSH)

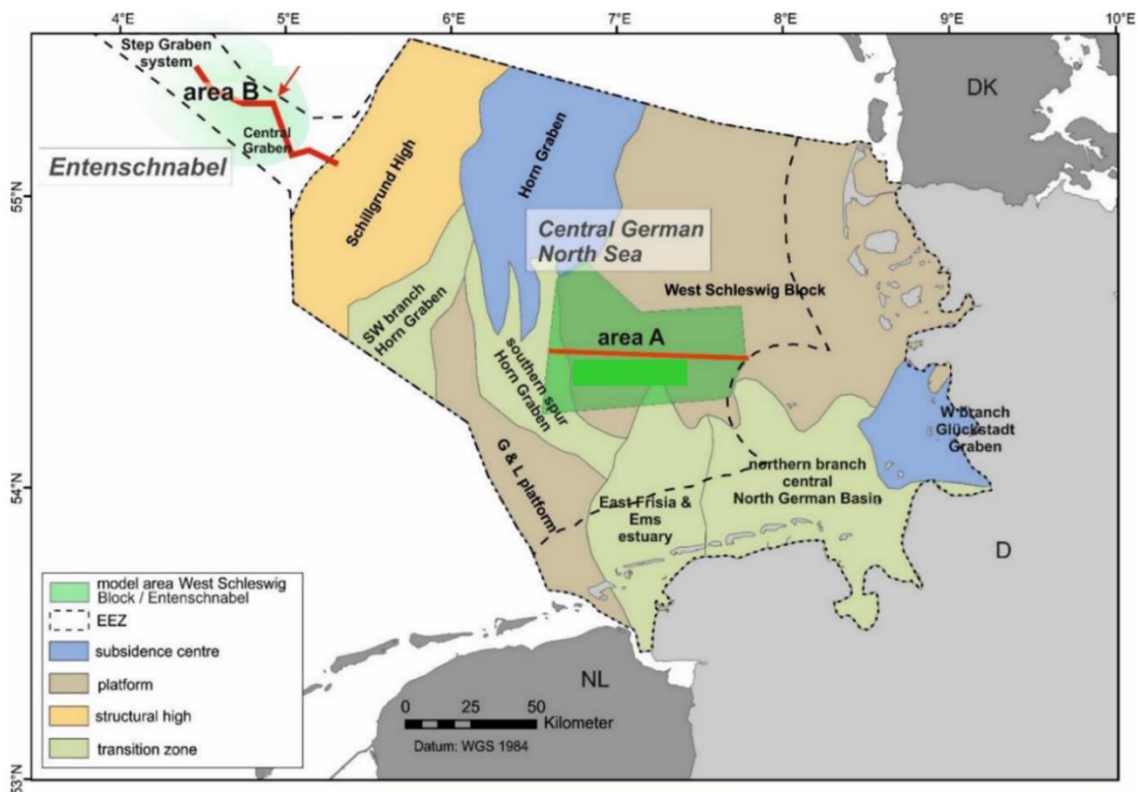


Abbildung 6: Strukturelle Regionen der Deutschen AWZ in der Nordsee, mit Höhen, Plattformen und Senken sowie den vorausgewählten Standorten A (West-Schleswig-Block) und B (Entenschnabel). (Quelle: GEOSTOR)



### 5.3.1 Herausforderungen in der Deutschen Nordsee

Die Nutzung der deutschen Nordsee ist durch zahlreiche bereits vorliegende Nutzungen und Schutzgebiete nur stark eingeschränkt möglich, vgl. Abbildung 7. Nicht nur neue Pipelines, sondern auch Plattformen müssen sich den verbleibenden Raum mit zahlreichen anderen Nutzern des Seegebietes teilen, wovon sicher Offshore-Wind und natürlich auch der kommerzielle Seeverkehr zu den prominentesten und politisch sehr gewünschten gehört.

Durch die notwendigen und vorgeschriebenen Sicherheitsstreifen z.B. um Pipelines und auch die Sicherheitsbereiche um Offshore-Plattformen sind die für andere Nutzer blockierten Bereiche und Korridore deutlich größer, als dies für die Pipelines oder Plattformen alleine vermuten ließe. Jeder Nutzungswunsch für CCS-Zwecke tritt somit in Konkurrenz zu anderen Nutzungen und hat damit die üblichen umfangreichen Genehmigungs- und Gutachterverfahren zu durchlaufen (z.B. UVP, PFV). Behörden wie die WSA der betroffenen Bundesländer und das BSH sind frühzeitig einzubeziehen und geben den geforderten Planungsaufwand vor.

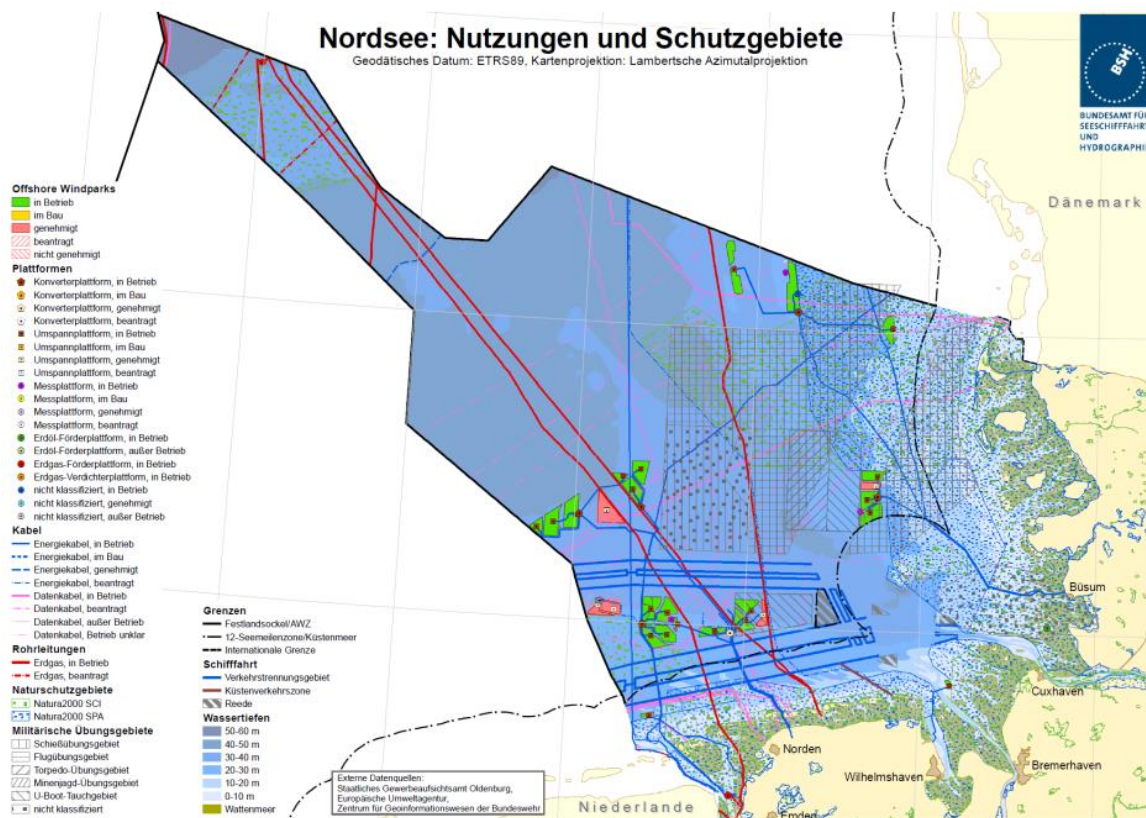


Abbildung 7: Bereits vorliegende Nutzung und Schutzgebiete in der deutschen Nordsee (Quelle: BSH)

### 5.4 Aktuelle Projekte

Eine umfangreiche Zusammenstellung der aktuellen weltweiten CCS-Projekte inklusive der aktuellen politischen Indikatoren, der Speicher-Indikatoren, der legislativen Rahmenbedingungen, der vorhandenen Anlagen und der aktuellen CO<sub>2</sub>-Emissionen ist [Ref. 35] zu entnehmen. Die Webseite bietet einen interaktiven, filterbaren Zugriff auf eine umfangreiche Datenbank zu den angegebenen Aspekten und bestimmt zudem den aktuellen Bedarf der Länder für CCS-Maßnahmen (CCS Requirement Indicator)



sowie einen sogenannten CCS Readiness Index, der in einer Art Zusammenfassung den aktuellen Stand der Vorbereitung in technischer, legislativer und politischer Sicht der einzelnen Länder widerspiegelt.

Eine weitere umfangreiche Recherche unter Zuhilfenahme der Datenbank Statista ist dem Anhang zu entnehmen [Ref. 48].

#### 5.4.1 Europäische Projekte

Es gibt eine Vielzahl laufender und auch bereits beendeter CCS-Projekte in Europa und weltweit. Bei den Europäischen Projekten handelt es sich bisher zumeist um Pilotprojekte und nur selten um kommerziell betriebene Unternehmungen, wie Abbildung 8 zeigt, die die Zero Emissions Platform (ZEP) erstellt hat, [Ref. 34].

Neben diesen bereits laufenden Kampagnen zu CCUS werden aktuell weitere geplant, die mehrheitlich die Diversifizierung der Nutzung von Häfen zum Ziel haben. Zu nennen sind hier beispielhaft die Initiativen Antwerp@C, ([Ref. 41]), bei der das abgeschiedene CO<sub>2</sub> im Hafen von Antwerpen zwischengespeichert und per Pipeline in die Niederlande oder per Schiff nach Norwegen (zum Projekt Northern Lights) transportiert werden soll, sowie die Projekte des Bremer Hafenbetreibers bremenports GmbH & Co. KG, bei denen die Versorgung der Schiffe mit Wasserstoff basierten synthetischen Treibstoffen (Methanol und Ammoniak) im Fokus steht.

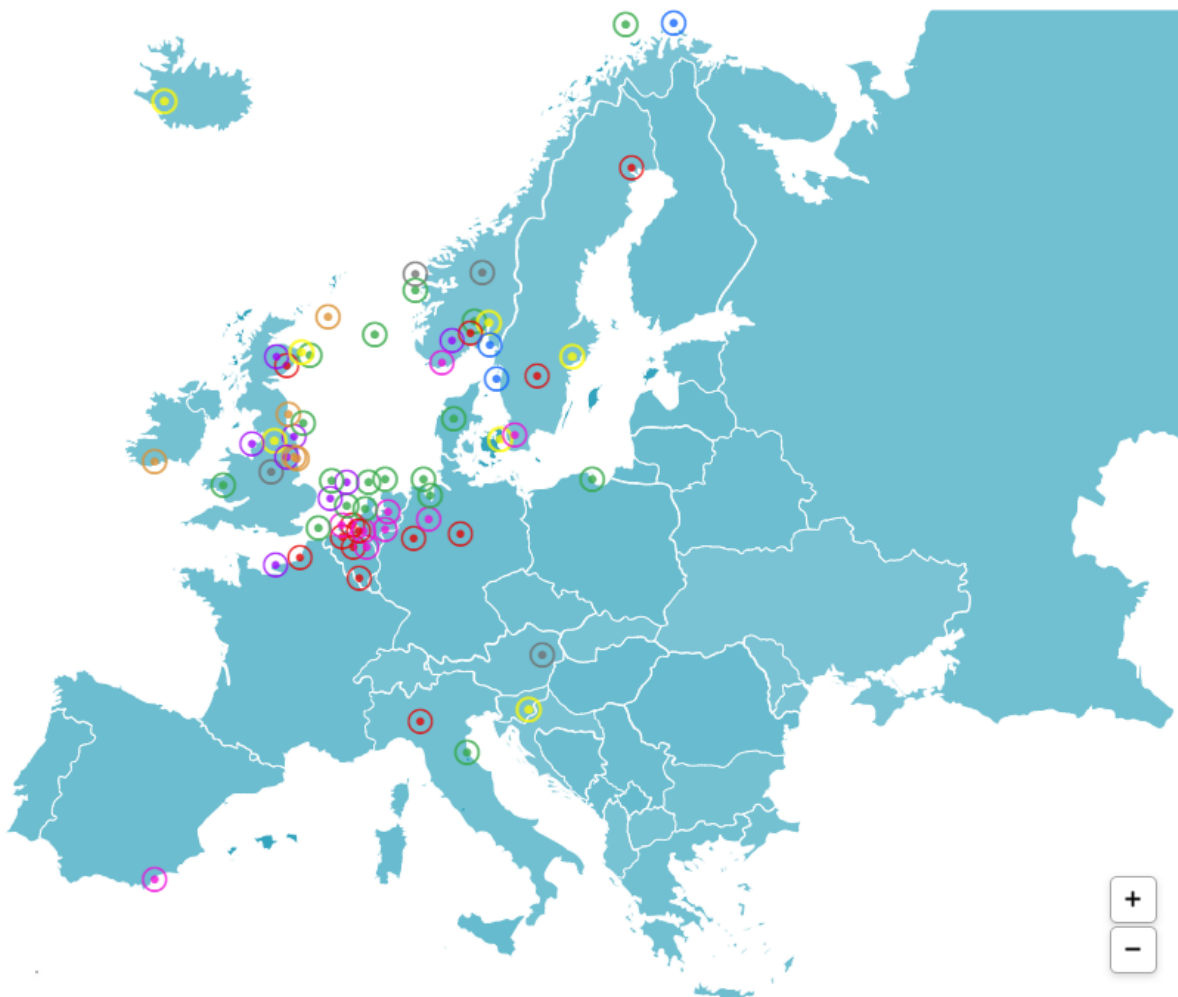


Abbildung 8: Laufende CCS- und CCU-Projekte in Europa, Stand 2021, [Ref. 34]

Die ZEP unterscheidet die dargestellten Projekte nach den folgenden Kriterien:

Projekttyp	Anzahl	Einfärbung in Grafik
CCS mit vollständiger Logistikkette	4	Orange
CO <sub>2</sub> Transport und Speicherung	19	Grün
CCS in der Industrie	12	Rot
CCS in der Energieproduktion	7	Gelb
Wasserstoffproduktion mit geringen CO <sub>2</sub> Emissionen	8	Violett
CCU	9	Rosa
Testzentren	4	Grau
Wenige Informationen vorhanden	3	Blau
Summe (2021)	66	

Tabelle 2: Typ und Anzahl der aktuellen CCS-Projekte in Europa, [Ref. 34]

Man erkennt in der Grafik sehr deutlich den geografischen Schwerpunkt im Bereich der Nordsee, deren Anrainer nicht nur relevante Emittenten, sondern auch relevante untermeerische Speicherstandorte, zumeist in ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten, aufweisen.

Die im Kontext von GEOSTOR besonders relevanten laufenden Projekte sind die folgenden:

Projekt	Staat	Status
Sleipner CO <sub>2</sub> Storage	Norwegen	im Einsatz seit 1996
Northern Lights	Norwegen	im Einsatz ab 2024 bis 2028
Snohvit CO <sub>2</sub> Storage	Norwegen	im Einsatz
Norway Full-Chain CCS - Longship	Norwegen	in Entwicklung
Carbfix	Island	im Einsatz seit 2014
Cos sampling Transport Infrastructure Project	UK	in Entwicklung
Northern Endurance Partnership	UK	in Entwicklung
CCUS South Wales Industrial Cluster	UK	in Entwicklung
Athos	Niederlande	im Einsatz ab 2026
Aramis	Niederlande	im Einsatz ab 2026
Porthos	Niederlande	im Einsatz ab 2026
Dartagnan	Frankreich	Phase 1 von 2025-2026
CO <sub>2</sub> TransPorts	Belgien/Niederlande	Phase 1 ab 2024, Phase 2 ab 2026, Phase 3 ab 2030+
Adriatic Blue CCS	Italien	im Einsatz ab 2022
CO <sub>2</sub> Liquefaction and Storage and Buffer Storage in Wilhelmshaven	Deutschland	im Einsatz ab 2026
Downstream CO <sub>2</sub> Pipeline Hastedt-Bremen	Deutschland	im Einsatz ab 2026

Tabelle 3: Wichtige aktuelle CCS-Projekte in Europa, [Ref. 34]

Die genannten CCS-/CCU-Projekte werden durch überregionale bzw. internationale Projekte flankiert, in denen der aktuell in der EU zulässige (und ausdrücklich gewünschte), grenzüberschreitende Transport

von CO<sub>2</sub> zu Offshore-Speicherstandorten etabliert wird. Die folgenden Projekte werden durch die EU gefördert:

Projekt	Staat	Ziele
CO <sub>2</sub> -Sapling	UK	(CO <sub>2</sub> -Schifffahrt und Rohrleitungsinfrastruktur und Nordsee ReGeneration) als Transportinfrastruktur-komponente des Acorn full-chain CCS-Projekts und seines anschließenden internationalen CO <sub>2</sub> -Transportnetzes zu Speicherstätten im Nordseebecken unter Wiederverwendung bestehender Erdgaspipelines (UK, in weiteren Phasen NL und NO)
CO <sub>2</sub> TransPorts	NL, Belgien	zielt darauf ab, eine Infrastruktur zu errichten, die eine groß angelegte CO <sub>2</sub> -Abscheidung in den Häfen von Rotterdam und Antwerpen sowie im Nordseehafen und den Transport von CO <sub>2</sub> zur Speicherung in den niederländischen P18-Gasfeldern (Phase 1) und anderen Speicherstätten in der Nordsee (Phasen 2 und 3) ermöglicht
Belgium-Norway Trunk Line	Belgien, Norwegen	Es wird ein CO <sub>2</sub> -Transitnetz an Land geben, das am Hafen von Zeebrugge als Sammelpunkt (Hub) dienen wird, um den Weitertransport zur Lagerung in der Nordsee durch die Offshore-Belgien-Norwegen-Trunkline zu erleichtern. Dieses Joint Venture zwischen Equinor und Fluxys, das im Juni 2022 angekündigt wurde, wird eine maximale Transportkapazität von 40 MTPA CO <sub>2</sub> erreichen
Northern Lights	Norwegen	ein kommerzielles Transportverbindungsprojekt zwischen mehreren europäischen Abscheidungs-initiativen (UK, IE, BE, NL, FR, SE), bei dem CO <sub>2</sub> per Schiff zu einer Speicherstätte auf dem norwegischen Kontinentschelf transportiert wird, mit Plänen für eine künftige Erweiterung
Athos	Niederlande	(Amsterdam-IJmuiden CO <sub>2</sub> Transport Hub & Offshore Storage) für die Infrastruktur zum Transport von CO <sub>2</sub> aus Industriegebieten in den Niederlanden, dem europäischen Festland und Irland zu Speicherstätten (erschöpfte Erdgasfelder) im niederländischen Teil der Nordsee
Ervia Cork	IE	Das Projekt schlägt vor, Onshore- und Offshore-Erdgasleitungen umzunutzen, bestehende Erdgaspipelines umzuwidmen und neue CO <sub>2</sub> -Pipeline-zu-Hafen-Anlagen zu bauen für den Transport von CO <sub>2</sub> , das aus der Schwerindustrie und zwei Gaskraftwerken abgeschieden wurde zur Speicherung im Offshore-Gasfeld Kinsale (Phase 1). Das Gesamtziel besteht darin, eine offene, grenzüberschreitende, interoperable und großvolumigen Transportstruktur zu schaffen. Die CO <sub>2</sub> -Speicherung ist in Irland noch nicht zulässig, aber der grenzüberschreitende Transport ist möglich. Ervia unterzeichnete im September 2019 eine Absichtserklärung mit dem Northern Lights-Projekt.

Tabelle 4: Aktuelle Cross-Border Projekte für CO<sub>2</sub> in Europa, [Ref. 34]

Als wesentliches und bahnbrechendes kommerzielles Projekt gilt insbesondere das Slepner Projekt in Norwegen, dessen Begleitforschung auch zur Festlegung der einzuhaltenden Grundlagen der großskaligen CCS-Technik diene.

#### 5.4.1.1 Sleipner CO<sub>2</sub> Storage (CCS)

Als eines der ältesten und bekanntesten CCS-Projekte gilt das Sleipner Projekt, dessen Betreiber Equinor CO<sub>2</sub> in alten Gas- und Kondensatfeldern rund 260 Km westlich der norwegischen Küste speichert.

Den Startschuss setzte die 1991 eingeführte norwegische CO<sub>2</sub>-Steuer (aktuell bei rund 60 US-Dollar pro Tonne CO<sub>2</sub>), welche zu einer Reduzierung der Offshore-Öl- und Gasaktivitäten führen sollte. Um diese für den Konzern zu kompensieren, wurde das Sleipner Projekt realisiert. Aufgrund der damaligen Exklusivität des Projektes und den geringen Kenntnissen über die CO<sub>2</sub>-Speicherung gab es hohe Anforderungen an die Speicherüberwachung zur Wahrung der Reservoir-Integrität. Diese äußerten sich in ‚Zeitraffer-Seismik‘ (4D), Überwachungen des Schwerefelds sowie von Meeres- und Meeresbodenuntersuchungen, um eine verlässliche Langzeitspeicherung sicherzustellen.

Das Sleipner Projekt gilt als kommerzielles Prestigeprojekt in der CO<sub>2</sub>-Speicherung und diente als spätere Grundlage für weitere Projektumsetzungen. Bis 2016 konnten innerhalb von 20 Jahren rund 16 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> in den Gesteinsformationen gespeichert werden. Zudem wurde es als Leitfaden für die Erstellung der EU-Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid verwendet.

#### 5.4.1.2 Northern Lights (CCS)

Das Projekt Northern Lights wird durch die Energiekonzerne Equinor (Norwegen), Shell (UK, Ndl.) und Total (Frankreich) durchgeführt. Ziel ist die Realisierung einer Logistikkette zur permanenten, großskaligen Speicherung von CO<sub>2</sub> in einer ausgeförderten Gaslagerstätte im Norwegischen Kontinentalschelfgebiet.

Das Projekt sieht die Anlieferung von CO<sub>2</sub> in superkritischem Zustand per Schiff von - in der ersten Projektphase - Emittenten im Raum Oslo zu einem Onshore-Hub an der Westküste Norwegens vor (Naturgasparken bei Utsira). Die erste Projektphase wird bis zu 1,5 Mio. Mt/a CO<sub>2</sub> speichern, die zweite bis zu 5 Mio. Mt/a. Die Anlieferung erfolgt anfangs mit zwei Tankschiffen mit je 7.500 m<sup>3</sup> Kapazität bei 13 bis 18 barg und bei Gleichgewichtstemperatur des superkritischen CO<sub>2</sub> (ca. -30°C), später können auch größere Schiffe eingesetzt werden. Wichtig ist, dass die Quellen des CO<sub>2</sub> technologisch offengehalten werden (open-source), d.h. dass eine Annahme auch von ggf. zu konditionierendem CO<sub>2</sub> möglich sein wird.

Das CO<sub>2</sub> wird in geeigneten Tanks zwischengespeichert und geeignet aufbereitet, bevor es per 110 km langer, unisolierter Pipeline mit 12 ¼ Inch Innendurchmesser in superkritischem Zustand zu einem UW-Speicherstandort (Johansen Formation, südlich des Troll-Gasfeldes) in 300 m Wassertiefe gepumpt wird, wo es über ein Bohrlochsystem in die 2000 - 3000 m tiefen Speicherhorizonte eingepresst wird. Der hydrostatische Druck im Speicher ist entsprechend 200-300 bar, die Temperatur um 100°C.

Die UW-Anlage am Seeboden wird komplett fernüberwacht und gesteuert, so dass auch kein Personaltransfer benötigt wird. Die Überwachung und Versorgung der UW-Anlage mit Energie, Datentransfer und Steuerhydraulikflüssigkeit erfolgt über ein Multifunktionskabel (Umbilical) von einer relativ nahen Offshore-Plattform.

Neben den schon festgelegten norwegischen Emittenten ist auch Kapazität für die Annahme von CO<sub>2</sub>-Lieferungen aus Nachbarstaaten vorgesehen, wodurch ein wirtschaftliches Betreibermodell erzielt werden soll.

### 5.4.1.3 Pilotprojekt Schwarze Pumpe (CCS, onshore)

Ein bereits im Jahr 2014 abgeschlossenes Onshore-Pilotprojekt wurde in Brandenburg und Sachsen unter der Leitung von Vattenfall von 2006-2014 durchgeführt. Dabei ging es um die gezielte CO<sub>2</sub>-Abscheidung des braunkohlebefeuerten Kraftwerks mittels des Oxyfuel-Verfahrens. In der Projektlaufzeit wurden innerhalb von 11.760 Betriebsstunden des Oxyfuel-Verfahrens 10.650 Tonnen CO<sub>2</sub> mit einer Reinheit von 99,7 % abgeschieden.

### 5.4.1.4 CO<sub>2</sub>-Startnetz

Der klassische und leistungsstärkste Weg für den Gastransport ist die Nutzung von Pipelines (vgl. Kapitel 6.5.5). So engagiert sich der Fernleitungsnetzbetreiber OGE bereits auf nationaler (deutscher) Ebene im Aufbau eines CO<sub>2</sub>-Startnetzes. In den kommenden Jahren soll so eine Netzstruktur mit einer Länge von 964 km entstehen. Darüber wird der Transport von 18,8 MTPA CO<sub>2</sub> möglich sein. Auch transnationale CO<sub>2</sub>-Transporte werden damit ermöglicht. Die genaue Trassenführung des CO<sub>2</sub>-Startnetzes und der ergänzenden Ausbaurouten wird OGE flexibel mit den späteren Nutzern anhand der Transportbedarfe entwickeln. Das Unternehmen geht aktuell von einem kompletten Neubau der Infrastruktur aus.

Über das Startnetz sollen idealerweise CO<sub>2</sub>-Emittenten mit CO<sub>2</sub>-Verbrauchern kontinuierlich verbunden werden. Im Rahmen einer Kreislaufwirtschaft können z.B. an den Standorten der Zement- und Kalkindustrie abgeschiedene CO<sub>2</sub>-Mengen zu Standorten der Chemieindustrie gelangen, wo sie als Rohstoff für die dortigen Industrieprozesse dienen (CCU). Darüber hinaus ist die Anbindung relevanter Hafenstandorte wie Wilhelmshaven an das CO<sub>2</sub>-Startnetz geplant, um überschüssige CO<sub>2</sub>-Mengen zu geologischen Speicherstätten zu transportieren (CCS).

## OGE CO<sub>2</sub>-Netz

- Idee eines deutschen Pipeline CO<sub>2</sub> Transportsystem
- **Bedarfsgerechte** Planung und Entwicklung vorgesehen
- Integration weitere Pipelinevorhaben
- Anbindung und Verbindung zu **folgenden Ländern** vorgesehen:
  - Norwegen (Export)
  - Belgien (Export)
  - Niederlande (Export)
  - Dänemark (Export)
  - Frankreich (Import / Transit)
  - Schweiz (Import / Transit)
  - Österreich (Import / Transit)
  - Tschechien (Import / Transit)

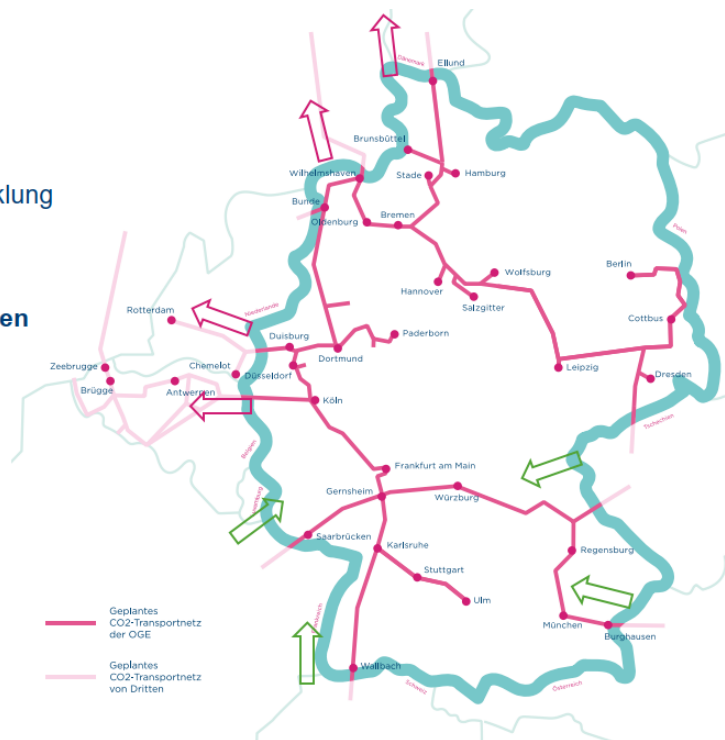


Abbildung 9: Plan für das CO<sub>2</sub>-Startnetz (Quelle: OGE, Stand 06-2024)

## 5.4.2 Außereuropäische Projekte

Die Einordnung der Europäischen CCS-Projekte in den Kontext der weltweiten Aktivitäten zeigt den oft bestehenden Unterschied in der Reife der Projekte. Während in Europa viele Projekte erst in Planung, Vorbereitung oder in einer Pilotphase sind, werden weltweit auch größere kommerzielle Projekte bereits durchgeführt. Neben den oft schon länger bestehenden CCS-Projekten gibt es auch hier bereits eine Vielzahl an CCU-Projekten, welche zumeist kommerziell erprobt sind und sich mit Techniken wie z. B. EOR einen wichtigen Stellenwert in der Ölfördertechnik geschaffen haben. Eine Übersicht der in 2020 aktuellen (weltweiten) Projekte geben Abbildung 10 und Abbildung 11, gefolgt von kurzen Vorstellungen exemplarischer Projekte in den USA. Eine gute Übersicht über den Stand der internationalen Entwicklungen bei CCU/S ist der Webseite des IEA zu entnehmen [Ref. 49].

Die in Abbildung 11 dargestellten Gründe (Schlüsselanreize) für die Durchführung von CCS-/CCU-Projekten geben einen interessanten Blick auf die Förder- und Steuerwerkzeuge in den unterschiedlichen Ländern. Neben der steuerlichen Bevorzugung von CO<sub>2</sub> reduzierten Prozessen, bzw. ansonsten geltender Abstrafung, in den USA und Norwegen (bzw. der gesamten EU), spielen im Wesentlichen praktische Aspekte wie die Erforschung der Optimierung des Transportes und der Speicherung von CO<sub>2</sub> eine entscheidende Rolle bei der Durchführung der Projekte. Auffällig ist bei fast allen aufgeführten Ländern auch die weiterhin wichtige Rolle der CO<sub>2</sub>-Nutzung bei EOR-Verfahren.

### 5.4.2.1 Century Gas Processing Plant (CCU)

Die in der Nähe von Fort Stockton (Texas, USA) stehende Gasaufbereitungsanlage zählt mit einer Kapazität von 8,4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr zu einer der größten CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen der Welt. Die Anlage ist mit einer 160 km langen Pipeline mit dem Kinder Morgan CO<sub>2</sub>-Hub verbunden. Von dort aus wird das CO<sub>2</sub> zu bestehenden Ölfeldern transportiert und in EOR-Projekten verwendet.

### 5.4.2.2 Shute Creek

Shute Creek ist eine von Exxon Mobil betriebene Gasaufbereitungsanlage in der Nähe von La Barge (Wyoming, USA). Mit einer Abscheidungskapazität von ca. 7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr gehört sie ebenfalls zu einer der größten Abscheidungsanlagen weltweit. Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> wird für die EOR-Technik genutzt und dabei im Förderhorizont gespeichert.



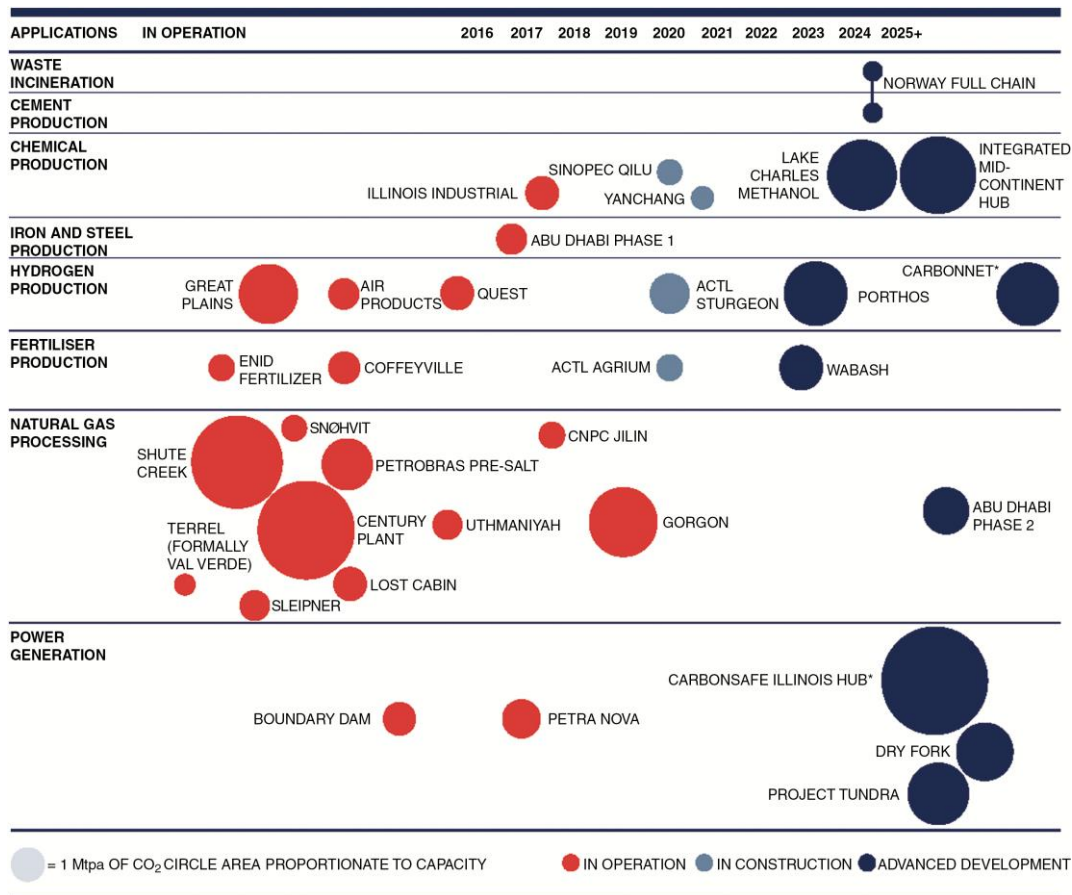


Abbildung 10: Großskalige CCS-Projekte nach Industrie- und Speichertyp, [Ref. 35].

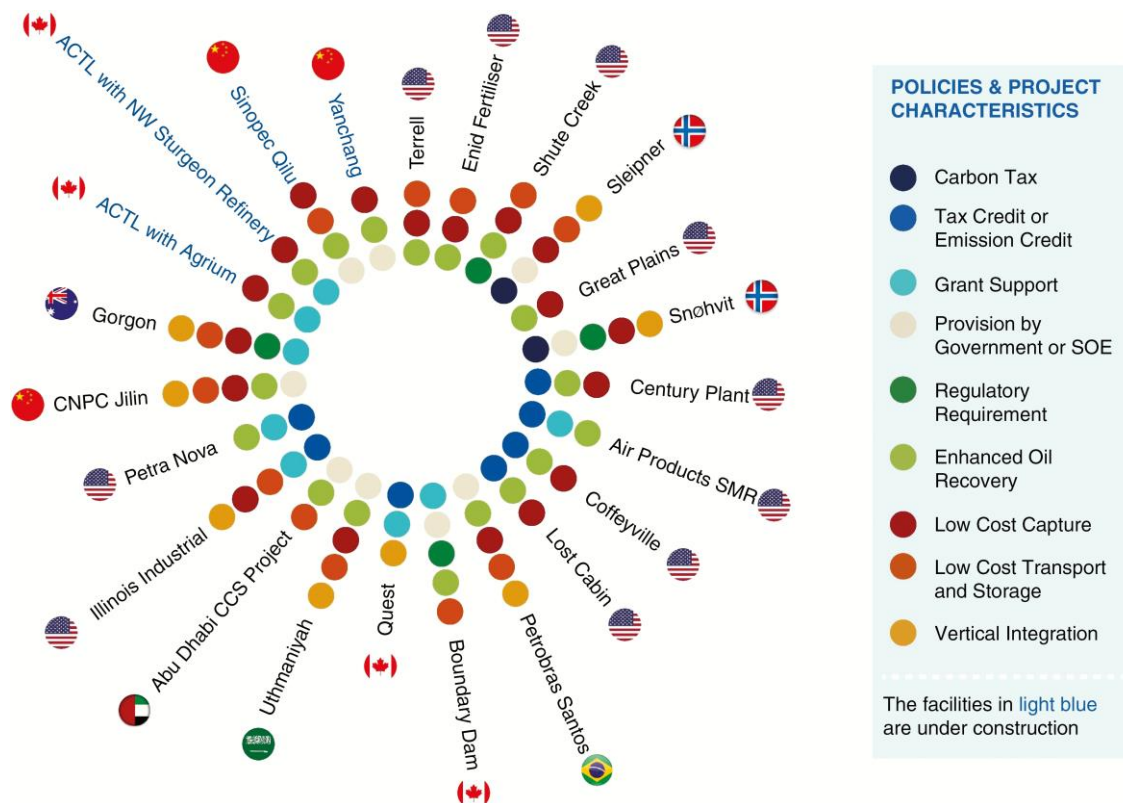


Abbildung 11: Schlüsselanreize und Projektcharakteristiken realisierter, großskaliger CCS-Projekte, [Ref. 36].



## 5.5 Mögliche Quellen für CO<sub>2</sub> in Europa

Die Effizienz der CO<sub>2</sub>-Logistikkette hängt maßgeblich von der Verfügbarkeit des CO<sub>2</sub> und den Orten der wesentlichen CO<sub>2</sub>-Emittenten ab, um Skalierungseffekte nutzen zu können. Im Projekt NORDICCS, [Ref. 38], in dem die Transporte des CO<sub>2</sub> zum vorgesehenen Hub in Süd-Norwegen und die finale Speicherung in Utsira für das Realisierungsprojekt Northern Lights eruiert wurde, wurde eine Karte für den skandinavischen Raum hierfür erstellt, Abbildung 12.

Klassischerweise werden die Kraftstoffherstellung, Zementherstellung und Chemikalienherstellung als Schlüsselindustrien mit CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gigatonnenmaßstab berücksichtigt, aber auch Emittenten mit geringerem CO<sub>2</sub>-Ausstoss (ab 100.000 t CO<sub>2</sub>/a) können für CCS oder auch CCU interessant sein.

Auch andere Europäische Regionen führen / führten Machbarkeitsstudien zu CCS, den potentiellen CO<sub>2</sub>-Quellen und den Transportwegen zu den vorgeschlagenen Speicherstandorten durch. Ein Beispiel ist die schottische Nordseeregion Offshore der Stadt Peterhead, Abbildung 13.

Oft wird auch die Kombination von CCU und (grüner) Wasserstoffherzeugung oder die Erzeugung von synthetischen Treibstoffen (PtX, s.a. Kapitel 5.2) beschrieben, die neue Betätigungsfelder wie z.B. für Häfen als Hubs, eröffnen können, [Ref. 40], [Ref. 41].

Bei allen diesen Studien wird die Anbindung der Offshore-Speicher sowohl mit Schiffen als auch mit Pipelines ermittelt und kostenmäßig abgeschätzt.

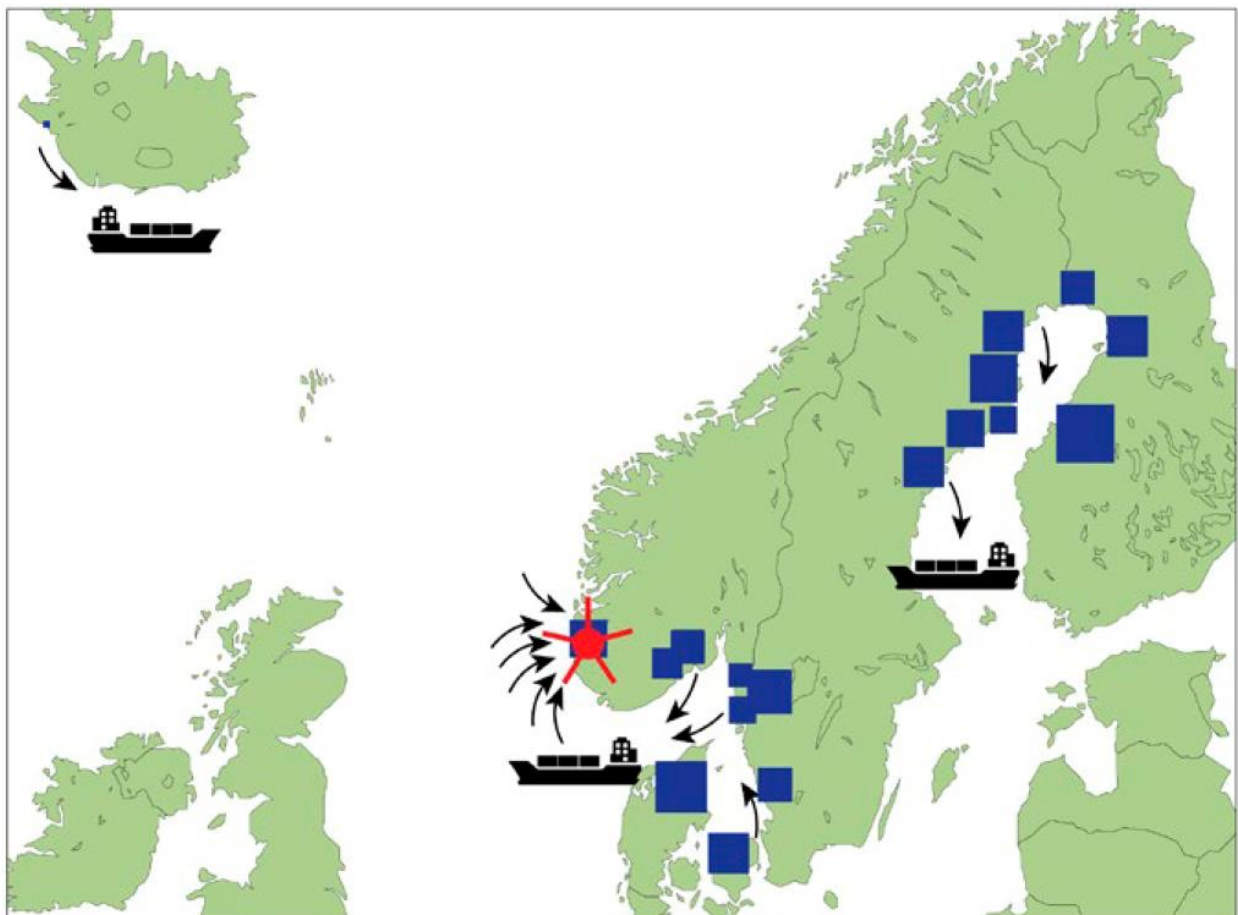


Abbildung 12: Analyse der skandinavischen CO<sub>2</sub>-Quellen für CCS im Northern Lights Projekt, Stand 2016, [Ref. 38]



Abbildung 13: Mögliche Transportrouten zu schottischen CCS-Speichern, Stand 2016, [Ref. 39]

Eine der Internet-Plattformen, die aktuelle CCUS-Aktivitäten und wichtige Teilnehmer der CCUS-Wertschöpfungskette in der EU zusammenfasst, ist das *CCUS Project Network*, das durch die EU gefördert wird, [Ref. 47].

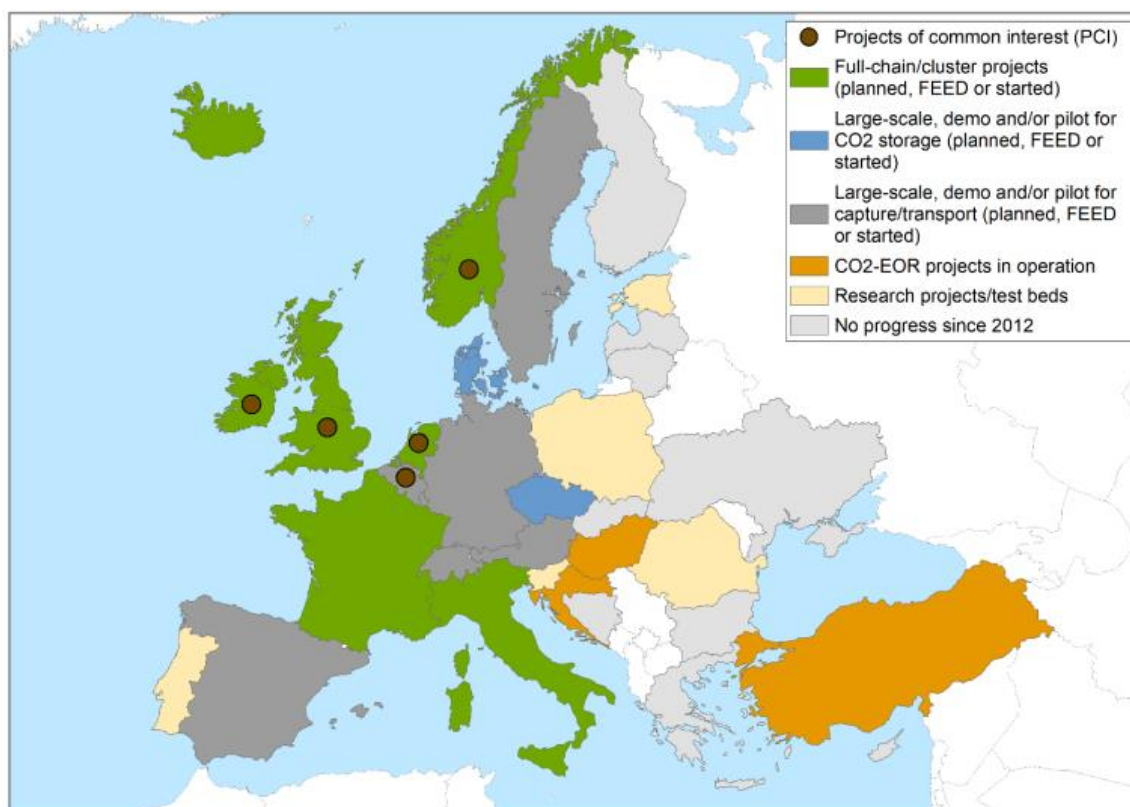


Abbildung 14: Aktuelle Situation der Projekte für CC, Transport und Speicherung in der EU, Stand 06-2021, [Ref. 47]

Standorte relevanter CO<sub>2</sub>-Emittenten in der EU (bzw. Deutschland), auch die heute noch an keinen CO<sub>2</sub>-Abscheidungsprojekten teilnehmen, sind in den folgenden Grafiken zusammengefasst, (Abbildung 15 und Abbildung 16). Wie die diversen ermittelten Emittenten und die sehr unterschiedlichen zugehörigen Industriebereiche verdeutlichen, müssen die resultierenden Transportketten nicht nur die jeweiligen Distanzen zu den an den Küsten liegenden Hubs als auch die jeweiligen Transportvolumen und CO<sub>2</sub>-Qualitäten (Reinheiten) berücksichtigen. Wichtig ist zudem immer, durch den Transport keine weiteren - vermeidbaren - CO<sub>2</sub>-Emissionen zu generieren, um in der Bilanz zur signifikanten Reduzierung des CO<sub>2</sub> beitragen zu können. Aus diesem Grund liegen die aktuellen Demo-Projekte zumeist alle in küstennahen Gebieten, Abbildung 14.

## Europe 1994 facilities 1680 million tons of CO<sub>2</sub>

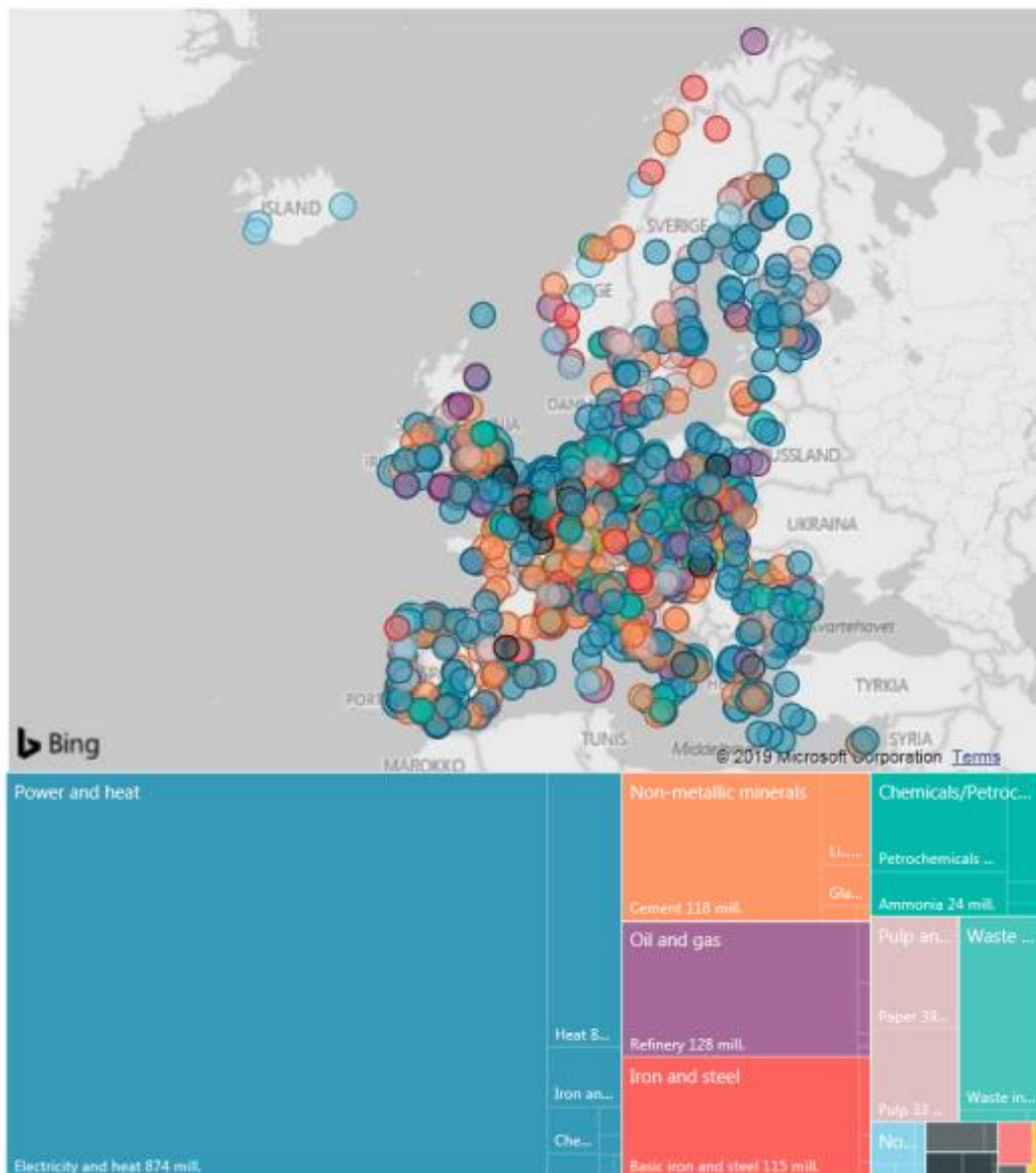


Abbildung 15: Lage und Art größerer CO<sub>2</sub>-Emittenten in der EU, Stand 2021, [Ref. 46]

# Germany

397 facilities

358 million tons of CO<sub>2</sub>

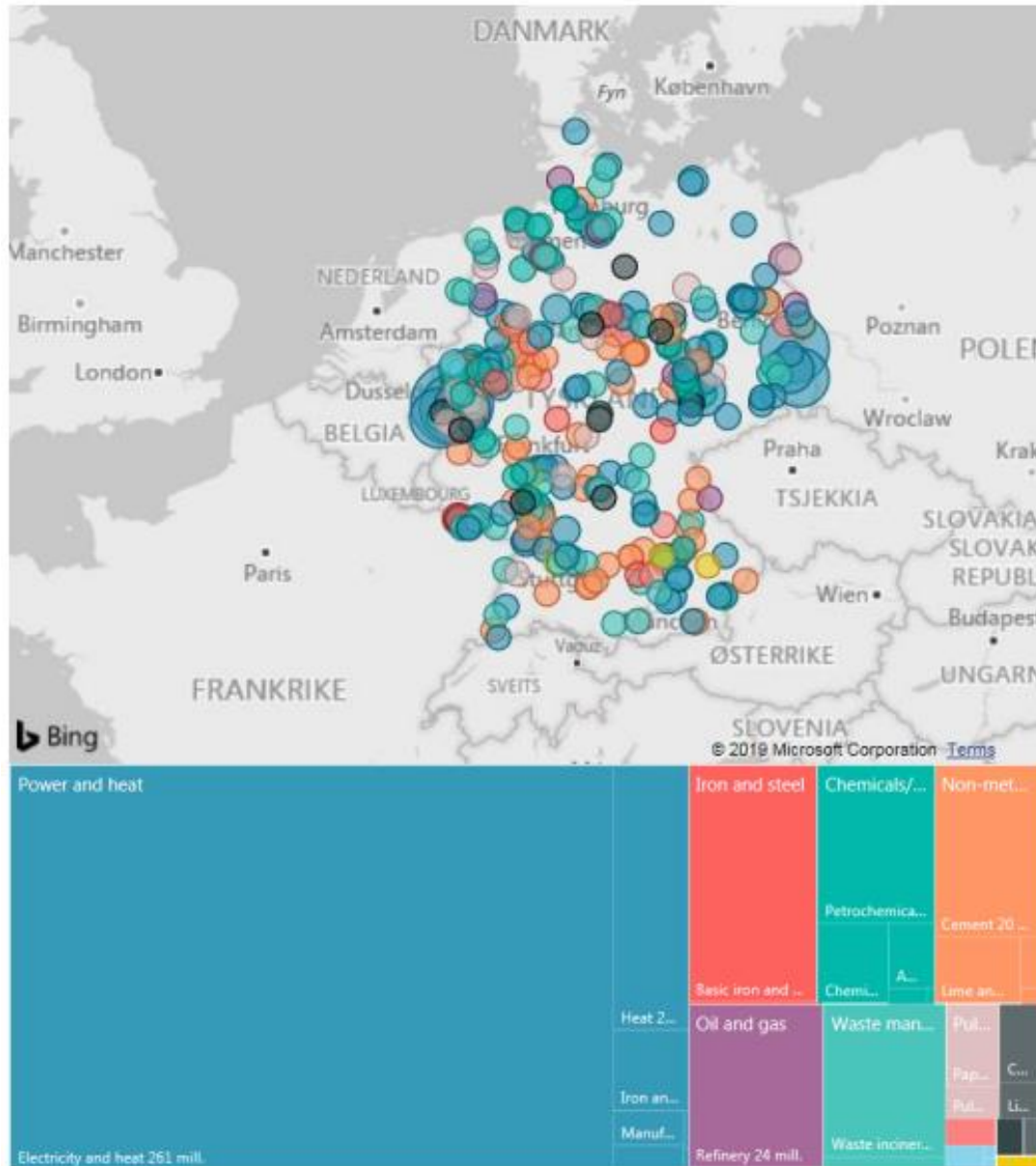


Abbildung 16: Lage und Art größerer CO<sub>2</sub>-Emittenten in Deutschland, Stand 2021, [Ref. 46]



# 6 Stand der Technik

## 6.1 Einführung

Im Folgenden wird der aktuelle Stand der Technik bei den relevanten Teilbereichen des CCS bzw. CCU(S) aufgeführt, auch wenn im vorliegenden Projekt GEOSTOR das Thema Carbon Capture (CC) nicht explizit thematisiert wird. In GEOSTOR wird davon ausgegangen, dass das CO<sub>2</sub> nach der Abscheidung an den jeweiligen Entstehungsorten bereits aufbereitet und in Transporteinheiten verladen wurde, so dass es zu dem oder den Hub(s) an der Küste angeliefert werden kann. Ausgehend von den Hub(s) werden technisch zulässige und effektive Transportwege zu den Offshore-Lagerstätten genutzt, wie sie folgend grundlegend erläutert werden.

Das CCS-Verfahren gliedert sich grundlegend in mehrere Teilprozesse (siehe Abbildung 1 und Abbildung 17). Den Startpunkt setzt die Abscheidung (Carbon Capture - CC), bei dem das CO<sub>2</sub> direkt an der Quelle bzw. aus der Luft abgetrennt wird. Der zweite Schritt ist die temporäre Speicherung und der Transport, für den das CO<sub>2</sub> zunächst in den Transportzustand thermisch und drucktechnisch konditioniert wird, um es entweder per Pipeline oder Schiff zu seiner Ziellokation bringen zu können. Anschließend kann das Kohlenstoffdioxid genutzt (CCU) oder gespeichert (CCS) werden.

Da es eine Vielzahl von Abscheidungs-, Transport-, Verwendungs- oder Speichermöglichkeiten gibt, lohnt es sich einen genauen Blick auf die einzelnen Techniken und deren Eigenschaften zu werfen. In Kombination mit einer Wirtschaftlichkeitsprüfung, lassen sich genauere Aussagen zur Kosten-Nutzen-Struktur der einzelnen Anwendungen machen.

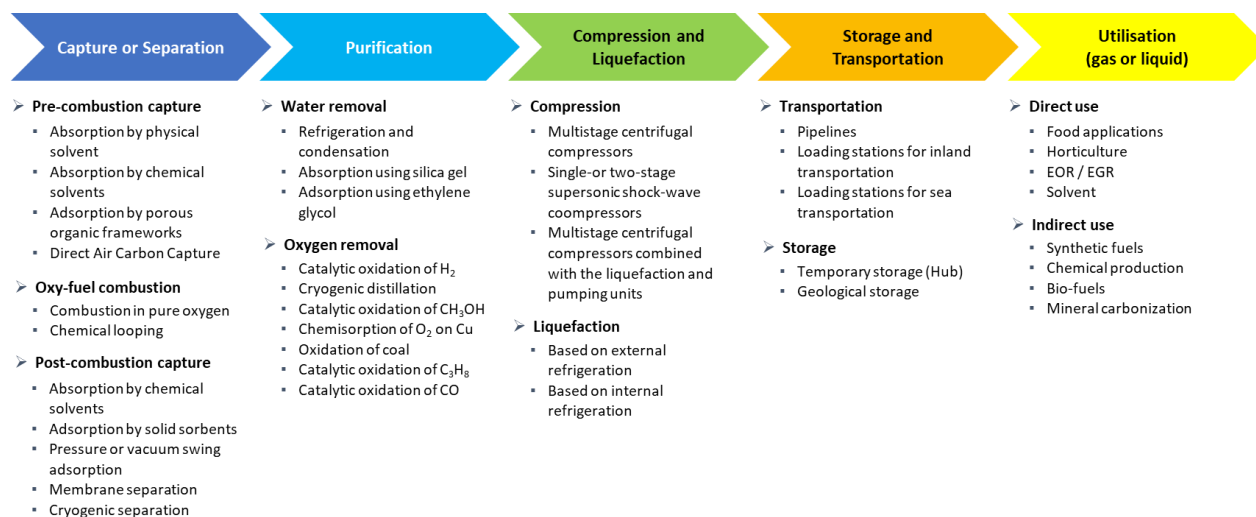


Abbildung 17: Teilprozesse der CCS- und CCUS-Verfahren (adaptiert nach Bilfinger)

## 6.2 Abscheidung von CO<sub>2</sub>

Auch wenn die CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Rahmen dieses Projektes nicht primär betrachtet wird, sollen die wesentlichen drei Verfahren kurz erläutert werden, um einen Überblick der Einflussfaktoren und der zu erwartenden Teilprodukte der unterschiedlichen Verfahren zu vermitteln:

Unterschieden werden die Brenngasdekarbonisierung (Pre-Combustion), die Verbrennung mit Sauerstoff (Oxygen-Combustion oder Oxyfuel-Prozess) sowie die Rauchgasdekarbonisierung (Post-Combustion), die hier kurz vorgestellt werden.

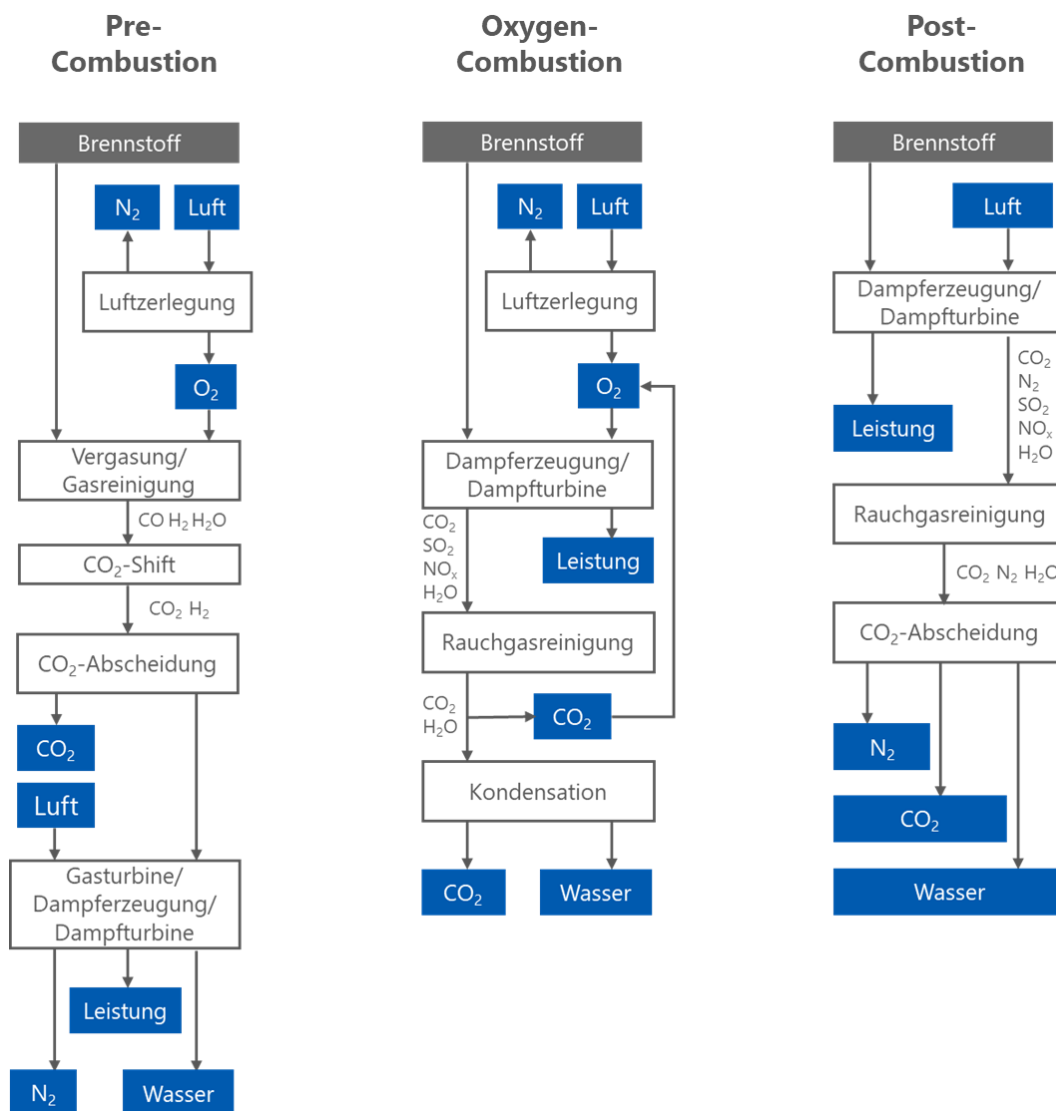


Abbildung 18: Schematische Darstellung der drei Hauptverfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung (adaptierte Darstellung gemäß Umweltbundesamt)

### 6.2.1 Brenngasdekarbonisierung (Pre-Combustion)

Bei der Brenngasdekarbonisierung (Pre-Combustion) erfolgt die physikalische Abscheidung des CO<sub>2</sub> vor dem eigentlichen Kernprozess, weshalb sich eine Nachrüstung schwierig gestaltet und die Integration somit bereits während der Anlagenplanung berücksichtigt werden muss. Die Technik ist kommerziell erprobt und weist einen Technology Readiness Level (TRL) von 9 auf, [Ref. 12].

Bei dieser Technologie wird der Brennstoff vor der Zuführung in die Gasturbine oder Feuerung dekarbonisiert, indem der üblicherweise in Form von unterschiedlichen Kohlenwasserstoffen vorliegende Kohlenstoff über Zwischenreaktionen in  $\text{CO}_2$  umgesetzt, aus dem Gas entfernt und letztlich ein wasserstoffreiches Brenngas erzeugt wird.

Dieser Oxygen-Prozess erfordert zunächst die Umwandlung der Kohlenwasserstoffe in ein Synthesegas, das aus Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) und Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ) besteht, z. B. mit Hilfe eines Dampfreformers oder durch partielle Oxidation bei einem Druck von typischerweise 20 bis 40 barg. Anschließend muss das  $\text{CO}$  zu  $\text{CO}_2$  transformiert werden, z. B. in einem Wassergas-Shift- bzw.  $\text{CO}$ -Shift-Reaktor. Anschließend wird das  $\text{CO}_2$  - wie bei der Post-Combustion-Abscheidung - aus dem Synthesegas entfernt.

Grundlegendes Wirkprinzip dieser Technologie ist die Erzeugung von reinem Wasserstoff oder eines wasserstoffreichen Brenngases aus dem Brennstoff, für den nachfolgenden Einsatz in Gasturbinen und Zusatzfeuerungen. Der Einsatz von wasserstoffreichen Brenngasen sowie von reinem Wasserstoff ist derzeit Gegenstand der Forschung und Entwicklung bei den einschlägigen Gasturbinenlieferanten. Selbst bei modernen Gasturbinen wird derzeit der Wasserstoffanteil im Brenngas noch auf 50% limitiert, so dass die Umrüstung der Gasturbinen bei Anwendung dieser Technologie heute ein technisches Risiko darstellt, [Ref. 29].

Ein großer Vorteil der Technik ist die deutlich kleinere Dimensionierung der Anlage, im Vergleich zur Post-Combustion Methode, zudem wird deutlich weniger Energie für die Regenerierung des Lösemittels benötigt. Ein weiterer positiver Nebeneffekt ist der geringe Ausstoß von Schadstoffen, wie  $\text{SO}_2$  und Schwermetallen, die sonst bei der Nutzung von Kohle anfallen, [Ref. 10].

### 6.2.2 Verbrennung mit Sauerstoff (Oxygen-Combustion)

Unter der Oxyfuel- $\text{CO}_2$ -Abscheidung versteht man die Verbrennung eines Brennstoffs mit reinem Sauerstoff in einer rezyklierten Atmosphäre, die nur aus  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{O}$  besteht.

Der reine Sauerstoff wird je nach Anlagengröße von einer Druckwechselabsorptionsanlage oder einer kryogenen Luftzerlegungsanlage bereitgestellt. Die Abscheidung von  $\text{CO}_2$  erfolgt hier durch Entnahme eines Rauchgas-Teilmassenstroms nach Verbrennung und anschließender Kondensation des Wasserdampfs. Anschließend liegt nahezu reines  $\text{CO}_2$  vor, das nach einer weiteren Feinreinigung noch verdichtet werden muss.

Der Einsatz von reinem Sauerstoff als Oxidator sorgt dafür, dass das Rauchgas nicht mit Stickstoff versetzt wird, das selektiv schwer aus Gasströmen entfernt werden kann. Zur Einhaltung technisch beherrschbarer Temperaturen sowie ähnlicher Bedingungen hinsichtlich der Strömungs- und Wärmeübertragung in z. B. Gasturbinen und Abhitzeesseln wird ein gewisser Anteil des Rauchgases rezirkuliert, [Ref. 29].

Für den Prozess wird in großen Mengen Sauerstoff benötigt. So sind für 1 Kg Steinkohle ca. 2,7 Kg Sauerstoff und für 1 Kg Erdgas sogar mehr als 3,6 Kg Sauerstoff erforderlich.

Ein großer Nachteil ist der hohe Energiebedarf bei der Sauerstofferzeugung und die noch fehlende praktische Erprobung des Verfahrens, [Ref. 10].



### 6.2.3 Rauchgasdekarbonisierung (Post-Combustion)

Die Dekarbonisierung erfolgt hier direkt nach dem eigentlichen Kernprozess und findet am Rauchgas statt, was die Rauchgasdekarbonisierung zu einer „End-of-Pipe-Technologie“ macht und auch eine einfache Nachrüstung an existierenden Prozessanlagen zulässt. Sie ist bereits industriell-kommerziell etabliert und weist damit einen TRL von 9 auf, [Ref. 10], [Ref. 11].

Bei der Post-Combustion-Abscheidung wird das CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas durch chemische Absorption in einem Wäscher bzw. Absorber nahe des Atmosphärendrucks selektiv entfernt. In der großtechnischen Anwendung kann hierzu eine Lösung aus Monoethanolamin (MEA) - einem primären Amin, das großtechnisch bereits über Jahrzehnte in Sauergaswäschen im Einsatz ist - und Wasser verwendet werden. Neben MEA wurden in den vergangenen zwei Jahrzehnten auch abgewandelte Lösungsmittel entwickelt, speziell für die Absorption von CO<sub>2</sub> bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Partialdrücken und geringerem spezifischen Regenerationswärmebedarf im Vergleich zu MEA.

Das CO<sub>2</sub> wird in einer Post-Combustion-Abscheidung in einem Absorber abgetrennt, in dem abgereichertes Lösungsmittel auf strukturierte Packungen gegeben wird, so dass eine große Oberfläche für den Kontakt des Lösungsmittels mit Rauchgas zur Verfügung steht. Das CO<sub>2</sub> wird von der abgereicherten MEA-Lösung durch Bildung einer chemischen Substanz, bestehend aus CO<sub>2</sub> aus dem Rauchgas und Teilen des Lösungsmittels, gebunden und somit aus dem Rauchgas abgeschieden. Das CO<sub>2</sub> im angereicherten Lösungsmittel muss anschließend in einen sogenannten Stripper gegeben werden, in dem durch Zufuhr von Regenerationswärme (Heizdampf) die Reaktion umgekehrt wird und sowohl das Lösungsmittel regeneriert und das CO<sub>2</sub> in Form eines Gas-Dampfgemisches freigesetzt wird. Der Heizdampf für die Regeneration des Lösungsmittels ist dabei aus dem Abhitzekeessel oder der Dampfturbine zu entnehmen, wodurch der Nettowirkungsgrad des Kraftwerks beeinflusst wird, [Ref. 29].

Für die Wäsche des Rauchgases kommen mehrere Lösungsmittel in Frage, wie folgend ausgeführt wird.

#### Aminbasierte Lösungsmittel

Aminbasierte Lösungsmittel sind kostengünstig herzustellen und wurden bereits vielfach großtechnisch eingesetzt. Erfahrungen wurden besonders mit 15-30%igen Lösungen von MEA gemacht, bei denen eine hohe Absorptionsrate festgestellt wurde. Nachteilig dabei ist der hohe Energieaufwand, der für die Regeneration und die hohe Degradierung anfällt. Die Gefährdungsklasse (CAS Nr: 141-43-5) ist gemäß GESTIS-Stoffdatenbank gering ([Ref. 21]). Eine Möglichkeit bietet das Beimischen von Aktivatoren, was ebenfalls Vorteile (Regenerierung) und Nachteile (Degradierung, Korrosion) mit sich bringt, [Ref. 29].

Durch den Absorptionsprozess kommt es zu einer Degradation des Amins (stofflicher Abbau), der das Entsorgen des Amins abschließend nötig macht. Dies ist problematisch bzw. teuer, da Amin als Sondermüll gilt und daher besonders behandelt werden muss, [Ref. 29].

#### Ammoniakbasierte Lösungsmittel

Ammoniak bietet gegenüber Aminen einige Vorteile, wie z.B. der geringe Energieaufwand für die Regeneration, niedrige Korrosionsgefahr, kostengünstigere Herstellung, niedrige Degradierung in der Rauchgasumgebung und toleranteres Verhalten gegenüber Rauchgasverschmutzung.

Die Größe einer nachgeschalteten Post-Combustion-Anlage ist beachtlich und sollte nicht unterschätzt werden. So werden für ein Kohlekraftwerk mit einer Nettoleistung von ca. 400 MW sechs Absorber mit

einer Höhe von jeweils 35 Metern und einem Durchmesser von drei Metern benötigt. Dazu kommen noch gleichwertige Desorber. Demnach ist die Größe der Anlage ein Nachteil der Absorptionsmethode, der umso entscheidender ist, wenn, wie oft üblich, die zur Verfügung stehende Fläche knapp ist.

### Alkalibasierte & ausfällende Lösungsmittel

Die alkalibasierten und ausfällenden Lösungsmittel befinden sich aktuell noch in der Forschungsphase und werden daher noch nicht großflächig angewendet. Ein großer Vorteil von Alkalien ist die niedrige Degradierung. Ausfällende Lösungen könnten den Energieaufwand gegenüber Amininen reduzieren und gelten daher als mögliche Alternativen, [Ref. 29].

## 6.2.4 Vor- und Nachteile der drei Hauptverfahren

	Vorteile	Nachteile
Pre-Combustion	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Physikalische Absorption möglich</li> <li>• Ausnutzung des höheren Partialdrucks des CO<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nur für Kraftwerke mit Vergasungstechnologie</li> <li>• Vergasungstechnologie ist technisch aufwändig und wirtschaftlich unrentabel</li> <li>• Starke Verringerung der Energieeffizienz</li> <li>• <b>Nicht zur Nachrüstung geeignet</b></li> </ul>
Oxyfuel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine zusätzlichen chemischen Einsatzstoffe</li> <li>• Flexible Ausbrandsteuerung möglich durch Steuerung des Sauerstoffgehaltes</li> <li>• Kein Eingriff in Wasser-Dampf-Kreislauf</li> <li>• Geringes gesundheitliches Gefahrenpotential</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Luftzerlegungsanlage kann nicht flexibel betrieben werden</li> <li>• <b>Für Nachrüstung eher ungeeignet (hoher technischer und wirtschaftlicher Aufwand)</b></li> </ul>
Post-Combustion	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Nachrüstung möglich (auch modulare Lösungen)</b></li> <li>• Abscheidegrad kann variiert werden (flexibler Anlagenwirkungsgrad)</li> <li>• Keine energieintensive Luftzerlegung notwendig</li> <li>• Großtechnisch umsetzbar und kommerziell erprobt</li> <li>• Erfolgreiche Erprobung an Kraftwerken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Emissionsgefahr: Amine können krebserregend sein</li> <li>• Dampfenahme oder externe Wärmequelle notwendig zur Regenerierung des Lösungsmittels</li> <li>• Entsorgung der degenerierten Lösungsmittel</li> </ul>

Tabelle 5: Vor- und Nachteile der CC-Haupttechnologien (Fichtner interne Quelle)

Es bleibt festzuhalten, dass die Post-Combustion-Methode aktuell die einzig sinnvolle Technik zur Nachrüstung darstellt. Alle anderen Techniken müssen bereits konkret in die anfängliche Anlagenplanung miteinbezogen werden.

## 6.2.5 Weitere Verfahren

Neben den o.g. drei gängigen Hauptverfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung werden folgende weitere Verfahren mit geringerer Verbreitung genutzt.

- **Carbonate Looping**

Die Carbonate Looping Methode verhält sich ähnlich wie die Post-Combustion-Technologie und ist demnach theoretisch nachrüstbar. Die Technik befindet sich aktuell noch im Forschungsstadium und erfährt deshalb noch keine industrielle Anwendung.

Beim Carbonate Looping wird dem Rauchgas CaO (Calciumoxid) zugeführt, um eine Reaktion mit dem CO<sub>2</sub> zu CaCO<sub>3</sub> hervorzurufen. Anschließend wird in einem Kalzinierofen das CaCO<sub>3</sub> bei hohen Temperaturen wieder zu CaO und CO<sub>2</sub> zerlegt, [Ref. 29].

- **Membran**

Die Membrantechnik ist im Anschluss an die Verbrennung nachrüstbar, wurde bisher jedoch noch nicht großtechnisch umgesetzt.

Bei dieser Technik werden Membranen aus Polymeren, Metall oder Keramik zur Gastrennung bei unterschiedlichen Partialdrücken genutzt, [Ref. 29].

- **Algen**

Die Algenumwandlung stellt ebenfalls eine CO<sub>2</sub>-Abscheidungsvariante dar. Diese Methode ist zwar nachrüstbar, findet bislang jedoch nur Anklang in Forschungsprojekten, da hierbei das CO<sub>2</sub> direkt in Biomasse umgesetzt wird, wofür Algen in lichtdurchlässigen, rauchgasdurchströmten PVC-Rohren gezüchtet werden.

Die Methode hat einen großen Flächenbedarf und benötigt konstanten Lichteinfall, was in der großskaligen Praxis nur unter hohen Kosten zu gewährleisten ist, [Ref. 29].

## 6.2.6 Fazit

Alle drei vorgestellten Hauptabsorptionsmethoden haben ihre Daseinsberechtigung. Demnach ist die Auswahl der anzuwendenden Methode stark abhängig vom Einsatzgebiet. Für die Nachrüstung an Bestandsanlagen kommt jedoch nur die Post-Combustion-Methode in Frage. Die Größe der benötigten Zusatzenergie, die für die Trennung, Regenerierung von Lösemitteln, Kompression und Trocknung benötigt wird, bestimmt den Wirkungsgrad des Kernprozesses.

Je nach angewandter Technik und den vorliegenden Bedingungen ist ein Wirkungsgradverlust von 8-18% zu berücksichtigen, was einen deutlichen Ressourcen-Mehrverbrauch mit sich bringt. Ein wesentliches Auswahlkriterium ist zudem die Abscheidungsrate von CO<sub>2</sub>, die für die einzelnen Methoden unterschiedlich ist. So kommen die Pre- und Post-Combustion-Methoden auf 85-95% während die Oxygen-Combustion-Methode auf rund 98% kommt. Somit wird klar, dass ein komplett emissionsfreies Verfahren hiermit nicht realisierbar ist, [Ref. 10].

## 6.3 Gas-Aufbereitung

Für den Transport des Gases kommen nur der superkritische (unter Druck gesetzte) und der kaltflüssige Zustand in Frage. Beide bedürfen eines hohen Energieaufwands, so dass der weitere Transportweg immer in die Bilanz aufgenommen werden muss. Der gasförmige Transport ist dagegen aufgrund seines großen Volumens nur über eine Pipeline sinnvoll darstellbar.

Der folgenden Grafik kann man die unterschiedlichen Drücke und Temperaturen, die bei der Konditionierung, dem Transport und der Speicherung anfallen, entnehmen.

Prozess	Druck [bar]	Temperatur [°C]
CO <sub>2</sub> -Konditionierung	0 bis 110	-55 bis 150
Primäre Kompression	0 bis 20	20 bis 150
Dehydrierung	10 bis 20	10 bis 30
Purifizierung	20 bis 50	-55 bis -25
Weitere Kompression	50 bis 110	10 bis 30
CO <sub>2</sub> -Transport	6 bis 190	-50 bis 30
Pipeline	75 bis 190	0 bis 30
Kleine Tanks	15 bis 20	-30 bis -25
Große Tanks	6 bis 7	-50 bis -45
CO <sub>2</sub> -Speicherung	1 bis 500	5 bis 150

Abbildung 19: Drücke und Temperaturen, die bei der Konditionierung, dem Transport und der Speicherung von CO<sub>2</sub> anfallen (Fichtner interne Quelle)

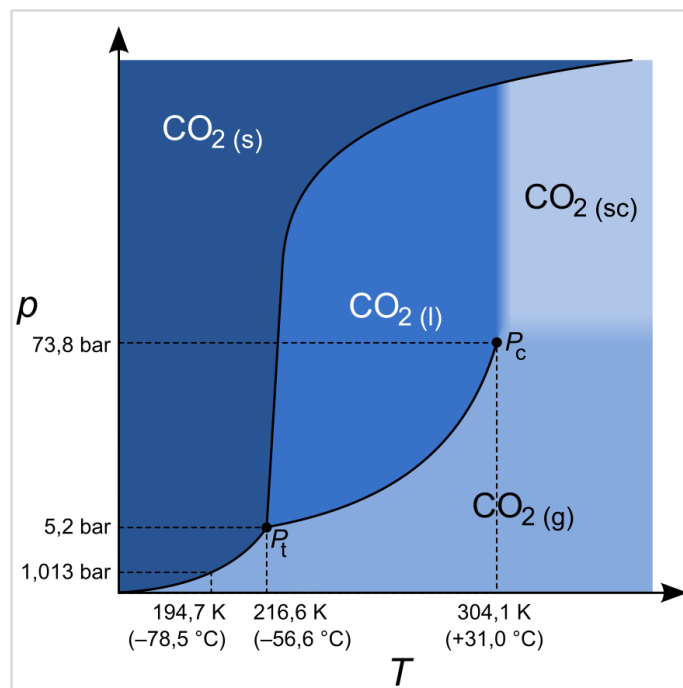


Abbildung 20: p-T-Phasendiagramm für CO<sub>2</sub> (s=solid (fest), l=liquid (flüssig), g=gas (gasförmig), sc=Dichte Phase, t=tripel (Tripelpunkt), c=critical (kritischer Punkt) (Quelle: commons.wikimedia.org)

Die Schritte zur Konditionierung des CO<sub>2</sub>-Stroms werden im Folgenden grob beschrieben.

### 6.3.1 CO<sub>2</sub> in superkritischem Zustand

Ein besonderer Aggregatzustand des Kohlenstoffdioxids ist der superkritische bzw. überkritische Zustand. Er entsteht, wenn CO<sub>2</sub> einem Druck von mehr als 73,75 bar und Temperaturen über 30,98°C ausgesetzt wird. Unter diesen Bedingungen wird es flüssig bei einer Dichte von ca. 600 kg/m<sup>3</sup> und gleichzeitig hat es dieselbe Viskosität wie ein Gas (Tabelle 6). Dazu kommt, dass das Gas ungiftig, leicht verfügbar und

verhältnismäßig unkompliziert abzutrennen ist. Diese Eigenschaften machen eine Verwendung von CO<sub>2</sub> z.B. in der chemischen Industrie besonders attraktiv, [Ref. 5].

Zustand	Dichte [g cm <sup>-3</sup> ]	Viskosität [μPa s]
Gasförmig	0,001	10
Flüssig	1	1000
Überkritisch	0,2 - 0,9	10 - 50

Tabelle 6: Vergleich von CO<sub>2</sub> in gasförmigem, flüssigem und überkritischem Zustand

### 6.3.2 Trocknung

Das CO<sub>2</sub>-Gemisch liegt nach der Abscheidung zumeist sehr feucht, also mit deutlichem Wasseranteil, vor. H<sub>2</sub>O-Gehalte von 1.500-3.000 ppmv können auftreten, was zu Korrosion und damit einhergehenden Schäden z. B. im Bereich der Verdichter oder der Transportwege (z. B. Pipeline) führen kann. Um dem vorzubeugen ist vor der Weiterbehandlung eine Trocknung des CO<sub>2</sub>-Stroms notwendig, so dass ein Richtwert von < 50 ppmv H<sub>2</sub>O erreicht wird.

Die einfachste Variante ist die Trocknung mittels direkter oder indirekter Abkühlung des Gasstroms, wobei das enthaltene Wasser in Form von Wasserdampf kondensiert und anschließend abgeführt wird.

Alternativ kann die Trocknung durch Adsorption erfolgen, wozu stark hygroskopische Stoffe wie Glykol genutzt werden oder durch Verwendung von Molekularsieben. Diese werden in einer wässrigen Lösung in direkten Kontakt mit dem CO<sub>2</sub>-Strom bei der Abscheidung gebracht. Dabei wird der enthaltene Wasserdampf absorbiert und das Gas getrocknet. Die verwendete Lösung wird anschließend unter Wärmezufuhr regeneriert, [Ref. 30].

#### 6.3.2.1 Triethylenglykol-Trocknung (Absorption)

Für das Absorptionsverfahren der Triethylenglykol-Trocknung, können handelsüblich Anlagen aus der Gasindustrie genutzt werden. Dabei sollte der Druckbereich zwischen 3-4 MPa und die Temperatur um 333 K liegen. Bei Abweichungen der Temperatur, kommt es zu Effizienz-Verlusten.

Ein Problem ist der saure Charakter des CO<sub>2</sub>-Stroms, der zu Korrosion führen kann. Daher ist ein Korrosionsschutz, in z. B. Form einer Innenplatinierung der Absorber zu empfehlen.

Zudem kann es bei erhöhten O<sub>2</sub>-Konzentrationen zu einer Degeneration des TEG kommen. Aufgrund dessen, ist der O<sub>2</sub>-Eintrag zu reduzieren.

Das Verfahren gilt nur für gasförmige CO<sub>2</sub>-Ströme.

#### 6.3.2.2 Trocknung mit Molsieben oder Kieselgel (Adsorption)

Die Trocknung mittels Molsieb oder Kieselgel ist ein technologisch einfaches Verfahren, was bereits vermehrte Anwendung in der chemischen Industrie und der Biogasaufbereitung findet. Das Verfahren ist stark Temperatur abhängig und bedarf einer Temperatur unter 303 K. Das Verfahren ist unabhängig vom Aggregatzustand anwendbar.

Beide vorgestellten Verfahren geht es um die Entfernung von H<sub>2</sub>O. Durch den Zusatz von weiteren Adsorptionsmitteln, können weitere Begleitstoffe aus dem CO<sub>2</sub>-Strom gefiltert werden. Um die Effizienz beider Verfahren zu verbessern, bietet sich eine Kraft-Wärme-Kopplung an, die zu eventuellen Wirkungsgradverlusten des Kraftwerkes führen kann.

### 6.3.3 Aufkonzentration und Reinigung

Bei besonderen Anforderungen an den Transport und die Speicherung von CO<sub>2</sub> kann es sein, dass eine Aufkonzentration - insbesondere nach der Oxyfuel-Combustion-Abscheidung - notwendig ist. Dabei kann die Konzentration des CO<sub>2</sub> z. B. durch eine nachgeschaltete Rauchgaswäsche mittels Post-Combustion-Methode erhöht werden.

Ein weiteres Verfahren ist die Anwendung eines Destillationsprozesses, bei dem Verunreinigungen mit Hilfe einer kryogenen Flash-Destillation in einer Kolonne vom CO<sub>2</sub>-Strom getrennt werden. Je nach Anzahl der Böden in der Kolonne können damit Reinheitsgrade von bis zu 99,9% erzielt werden.

Die anzustrebende Reinheit ist abhängig von den Anforderungen des Verdichters, der Rohrleitungen, der Speicher und der gesetzlichen Regelungen, [Ref. 30].

### 6.3.4 Kompression

Die Verdichtung (Kompression) ist der zweite Schritt der Gasaufbereitung und essentiell für den CCS-Prozess. Da das CO<sub>2</sub> nach dem Abscheidungsprozess und anschließender Trocknung meistens drucklos und gasförmig vorliegt, ist eine Konditionierung notwendig. Dabei wird aus Kostengründen, anders als beim Gastransport, ein einmaliges Verdichten angestrebt. In der Regel liegt der Austrittsdruck bei herkömmlichen CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen zwischen 0,9 und 2 bar. Für den Pipelinetransport sind dagegen Drücke in der Größenordnung von 75 - 190 bar notwendig, die in einem mehrstufigen Verdichtungsprozess erzeugt werden.

Es wird zwischen zwei Techniken unterschieden:

#### 1. Kompression im gasförmigen Zustand

Die Kompression von CO<sub>2</sub> ist ein gängiges Verfahren, das allgemein kommerziell genutzt wird. Dabei wird das CO<sub>2</sub> im gasförmigen Zustand mit Hilfe von Axial- und Radialmaschinen - bzw. bei großen Volumen mit Zentrifugalkompressoren - stark verdichtet, bei kleineren Anlagen sind z.B. auch Kolbenkompressoren üblich.

Um den Wirkungsgrad bei der Kompression möglichst hochzuhalten, ist eine Zwischen- und Nachkühlung notwendig. Nur so können die Temperaturen bei ca. 30°C gehalten werden.

Ein weiterer entscheidender Faktor für einen hohen Wirkungsgrad ist die Anzahl der Verdichtungsstufen, die in der Regel zwischen 4 bis 8 liegt. Bei geringer Stufenanzahl erhöht sich die Antriebsenergie und es kommt zu einer Abnahme des Wirkungsgrads. Demnach muss, je nach Prozess, eine individuelle Auslegung des Verdichters und eine anschließende Integration in den Gesamtprozess erfolgen. Bekannte Hersteller sind z.B. MAN, Siemens oder Atlas Copco.

## 2. Verdichtung im flüssigen Zustand mittels Pumpen

Hierbei wird das CO<sub>2</sub> zunächst vorverdichtet und anschließend abgekühlt, um es zu verflüssigen. In weiteren Schritten wird das CO<sub>2</sub> auf ein höheres Druckniveau komprimiert. Der Energiebedarf für die Pumpen liegt dabei deutlich unter dem des Kompressors. Diese Energievorteile egalisieren sich jedoch durch die benötigten Kältemaschinen, die das CO<sub>2</sub> konstant unter 30°C (je nach Druckstufe sind auch Temperaturen unter 0°C notwendig) halten müssen, [Ref. 30].

## 6.4 Material

CO<sub>2</sub>-Transport, -Entladung, -Umschlag und -Speicherung erfolgen unter hohem Druck und niedrigen Temperaturen, weshalb bei der Konstruktion eine sorgfältige Materialauswahl und -spezifikation erforderlich ist, um eine sichere und lange Lebensdauer der Anlagen zu gewährleisten. Je nach dem Gehalt an (freiem) Wasser kann LCO<sub>2</sub> korrosiv sein, und die Verunreinigungen im CO<sub>2</sub> können nichtmetallische Komponenten wie Ventildichtungen beschädigen. Auch die Bildung von Hydraten muss verhindert werden, indem der zulässige Wassergehalt im gelieferten LCO<sub>2</sub> klar auf unter 200 ppmv (nach DVGW C260) definiert wird. Dies ist besonders wichtig, wenn die Quellen des LCO<sub>2</sub> im Laufe des Lebenszyklus der Hub-Anlage variieren oder gewechselt werden sollen.

Die verwendeten Materialien müssen eine Kerbschlagzähigkeit von mindestens 100 J (Joule) aufweisen. Durch den Druckabbau können Temperaturen bis zu -78,5°C auftreten.

Hinsichtlich des Materials der Offshore-Pipeline qualifiziert DNV-RP-F104 Kohlenstoff-Mangan-Stahl (über 1,2% Mn-Gehalt) als geeignet, wenn der Wassergehalt angemessen überwacht und kontrolliert wird, um das Vorhandensein von freiem Wasser zu vermeiden. Dies wird auch in der DVGW C463 bekräftigt, da Stähle nach DIN EN ISO 3183 oder gleichwertig nur dann als geeignet angesehen werden, wenn die Betriebsbedingungen nicht korrosiv sind (kein freies Wasser vorhanden).

Darüber hinaus schreiben beide Referenzen vor, dass der Rohrwerkstoff für die niedrigen Drücke, die bei der Druckentlastung auftreten können, geeignet sein muss. Infolgedessen wird API 5L X60, vorbehaltlich der Temperaturbewertung, als geeignet für den CO<sub>2</sub>-Betrieb mit strenger Entwässerung angesehen.

Da Kohlendioxid als Lösungsmittel für nichtmetallische Werkstoffe (Beschichtungen, Dichtungen, etc.) wirken kann, müssen diese beständig gegen CO<sub>2</sub>-bedingte Verschlechterung und für den gesamten Betriebstemperaturbereich geeignet sein. Gemäß DNV-RP-F104 müssen nicht-metallische Dichtungen qualifiziert werden gemäß:

- NORSOK M-710 Edition 3, 2014, Qualification of non-metallic materials and manufacturers
- NACE TM 0297-2008, Effects of High-Temperature, High Pressure Carbon dioxide Decompression in Elastomeric Materials.

### 6.4.1 Korrosionsschutz

Innenkorrosion ist ein großes Problem für Kohlendioxid-Rohrleitungssysteme, aber dieses Phänomen kann nur in Gegenwart von freiem Wasser auftreten, wie bereits erwähnt, um Kohlensäure zu bilden, die zu schweren Korrosionsraten führt. Beide Normen betonen daher die Notwendigkeit und Bedeutung einer strengen Entwässerung des CO<sub>2</sub>-Stroms. Ein Wassergehalt von weniger als 50 ppmv, wie er in BHN-COH-0-GFEK-PE-RT-204001 angegeben ist, wird als deutlich unter dem in DVGW C260 angegebenen



Grenzwert von 200 ppmv angesehen. Andere Unreinheiten wie NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> und O<sub>2</sub> müssen begrenzt werden, da sie ebenfalls Säuren bilden und selbst bei sehr geringem Wassergehalt ein hohes Korrosionsniveau verursachen können.

Um dem Korrosionsproblem bei Riser-Systemen (Steigleitungen) entgegenzuwirken werden hier seit einigen Jahren auch so genannte TCP (thermoplastic composite pipe) eingesetzt. Innendrucke bis zu 10.000 psi (~690 barg), Temperaturen bis zu 121°C, Wassertiefen bis zu 3.000 m und Innendurchmesser bis zu 8-inch sind bereits zertifiziert (z.B. durch den DNV, ein erster Design-Standard ist DNVGL-ST-F119). TCP-Riser haben eine solide Rohrwand, die aus Glas- oder kohlenstoffverstärkten Fasern und thermoplastischen polymeren Materialien (PVDF - polyvinylidene difluorid) hergestellt ist. Dadurch wird nicht nur das Gewicht in Wasser, sondern besonders auch die Kosten gegenüber herkömmlichen flexiblen Stahl-Risern herabgesetzt. Besonders wichtig im hier betrachteten Kontext ist allerdings, dass TCP-Riser sehr beständig gegenüber korrosiven Medien sind, wie dies CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>S, besonders bei höheren Wassergehalten sind.

Zusätzlich ist die Außenkorrosion der Pipeline gemäß DNV-RP-F104, einer Kombination aus Außenbeschichtung und kathodischem Schutz, nach den typischen Pipeline-Standards ausgelegt. Die Beschichtung muss auch in der Lage sein, dem Temperaturabfall während der Druckentlastung standzuhalten.

## 6.5 CO<sub>2</sub>-Transport

### 6.5.1 Einführung

Für den CO<sub>2</sub>-Transport ist zunächst eine Aufbereitung des Gases notwendig. Je nach Transportart unterscheidet sich diese in Ihrem Zielzustand. Zum Transport wird das CO<sub>2</sub> auf einen Druck zwischen 13 und 18 bar gebracht sowie auf <-30°C abgekühlt. Für den Transport kleinerer Volumina stehen Tankkraftwagen (TKW) oder spezielle Eisenbahn-Kesselwagen zur Verfügung, für große Volumen ist der Transport flüssig per Tankschiff oder im superkritischen Zustand per Pipeline sinnvoll. Oft werden auch Kombinationen der Transportmittel in einem so genannten multimodalen Ansatz mit TKW, Zügen und Schiffe für die Logistikketten vorgesehen, da hierdurch der benötigte physikalische Zustand des CO<sub>2</sub> optimal und über die gesamte Transportkette geplant, effizient genutzt und überwacht werden kann. Über die multimodalen Möglichkeiten lässt sich das passende Transportmittel zur jeweiligen Menge wählen. Hierbei entsprechen eine Million Tonnen über eine Pipeline transportiertes CO<sub>2</sub> etwa 50 marinen Schiffsladungen, 250 Binnenschiffsladungen, der Kapazität von 1.000 Güterzügen bzw. von 50.000 (!) Tankwagen auf der Straße.

### 6.5.2 Transport per Tankkraftwagen

Tankkraftwagen müssen Dimensionen aufweisen, die die Fahrt auf öffentlichen Straßen zulassen. Typische Tankwagen für den Transport von Flüssiggas (LPG oder LCO<sub>2</sub>) haben daher eine max. Behälterkapazität von ca. 35 m<sup>3</sup> (TKW) bzw. bis zu ca. 57 m<sup>3</sup> (Auflieger). Sie benötigen bei der Be- und Entladung explosions sichere Pumpen (weniger wichtig bei CO<sub>2</sub>), Motoren und Abfüllwaagen.

Die folgenden Entwurfsgrundlagen sind einzuhalten:

- Vorschriften: EN 12493, ADR, IMO, RID, ASME, EAC-TR (GOST)

- Auslegungsdruck: 15 bar bis 27 bar
- Auslegungstemperatur: -50 °C bis +60 °C
- Isolierung: Schaum oder Vakuum
- Material des Behälters: Duplexstahl
- Prüfungen und Tests: in Übereinstimmung mit den Vorschriften
- Fahrzeugdimensionen (TKW) ca. (L/B/H): 8.175 mm / 2.500 mm / 3.250 mm
- Eigengewicht (Truck): ~
- Fahrzeugdimensionen (Auflieger) ca. (L/B/H): 13.150 mm / 2.550 mm / 4.000 mm
- Eigengewicht (Auflieger): ~

### 6.5.3 Transport per Eisenbahn-Kesselwagen

Der Transport von Flüssiggasen erfolgt an Land oft mit Flüssiggas-Kesselwagen mit Einzelbehälterkapazitäten bis zu 123 m<sup>3</sup>.

Charakteristische technische Daten lauten beispielhaft wie folgt:

- Vorschriften: Tank-Code P25BH
- Auslegungsdruck: 15 bar bis 27 bar (TBC)
- Auslegungstemperatur: -40 °C bis +50 °C
- Isolierung: Schaum oder Vakuum
- Verladung über Bodenventile
- Material des Behälters: Feinkornbaustahl (P460NL2)
- Prüfungen und Tests: in Übereinstimmung mit den Vorschriften
- Fahrzeuglänge: ~20 m
- Eigengewicht: ~33,5 t

Standardisiertes Design und auf dem Markt verfügbare Produkte sind wünschenswert, daher schlagen wir verfügbare Flüssiggaskesselwagen (RTC) vor, die speziell für den Transport von tiefkaltem Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) eingesetzt werden.

Drei beispielhafte potentielle Kesselwagenhersteller/-betreiber wurden identifiziert: VTG, GATX und Wascosa, die vergleichbare Eisenbahnkesselwagentypen mit den in Tabelle 5 aufgeführten Hauptmerkmalen anbieten. Eine Alternative wird von der Deutschen Bahn (DB Cargo) mit einer deutlich erhöhten Kapazität vorgestellt.





Abbildung 22: Kesselwagen (Beispiel der Fa. VTG)

### 6.5.3.1 Entladearme

Hauptbestandteile der CO<sub>2</sub>-Entladestation sind die Entladearme mit den dazugehörigen Rohrleitungen, die die Arme mit den Lagertanks verbinden. Die CO<sub>2</sub>-Entladung erfolgt über einen Satz von zwei Armen, von denen einer für die Entladung der Flüssigkeit und der andere für die Rückführung des Dampfes (Gaspandel) in den Eisenbahnkesselwagen zuständig ist, um zu verhindern, dass der Eisenbahnkesselwagen in eine Unterdrucksituation gerät. Die Arme müssen auf das CO<sub>2</sub>-Material und die prozessbedingten Temperatur- und Druckbedingungen abgestimmt sein, während es aus betrieblicher Sicht möglich sein muss, die Armverbindungen manuell an leicht unterschiedliche Entladepositionen des Zuges / Eisenbahnkesselwagens anzupassen, wenn dieser zum Entladen angehalten wird.

Ein Beispiel für einen geeigneten Satz von Entladearmen wurde vom Hersteller SVT zur Verfügung gestellt und ist in den nächsten Kapiteln dargestellt.

Die CO<sub>2</sub>-Entlade- und Dampfückführungsarme sind in Bezug auf Druck, Temperatur und Betriebsweise mit Entladearmen für Flüssiggas vergleichbar, wie sie heute im Einsatz sind (siehe Abbildung 23 und Abbildung 24).





Abbildung 23: Flüssiggas-Entladearm (Fa. SVT)



Abbildung 24: Gas-Pendelarm (Fa. SVT)



Abbildung 25: Starre und flexible Entladeleitungen im Einsatz am TKW (Fa. ACP)

Vorgeschlagen wird eine Entladung mit unten und seitlich verbundenen Verladearmen, die über Drehgelenke verfügen, um eine schnelle und flexible Verbindung und Bedienung durch den Bediener zu ermöglichen.

Drei solcher von Emco Wheaton, SVT und JLA ISO TC265 hergestellten Bodenverladearme wurden in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

<b>Railcar Loading Arm</b>	<b>Emco Wheaton: Bottom Transfer Loading Arm</b>	<b>SVT: TERRA MAX</b>	<b>JLA: Bottom Loading Arm</b>
Contact	<a href="https://www.gardnerdenver.com/en-de/emcowheaton/modals/contact">https://www.gardnerdenver.com/en-de/emcowheaton/modals/contact</a>	<a href="https://www.svt-gmbh.com/en/contact/">https://www.svt-gmbh.com/en/contact/</a>	<a href="https://jla-loadingarms.com/contact/">https://jla-loadingarms.com/contact/</a>
Maximum pressure [bar]	16 to 40	Up to 50	-
Pressure rating (ASME)	-	-	150# and 300#
Temperature [°C]	-50 to 250	-196 to 300	-196 to 200
Nominal diameter	2"/3"/4"	2" to 8"	2" to 6"
Material	Carbon steel, European materials, Stainless steel, Low temp carbon steel	Carbon steel, Low temperature steel, stainless steel	Carbon steel, Stainless steel
Design Standards	-	-	TA Luft VDI 2440, CE (PED & ATEX)

Tabelle 8: RTC-Entladearme - beispielhafte Anbieter (Quelle: Internet (siehe unter Kontakt))

### 6.5.3.2 Anzahl der Entladestationen und Entladearme

Die Anzahl der Entladestationen und Entladearme bestimmt die folgenden wesentlichen Konstruktionsfaktoren:

- Platzbedarf an der Entladeeinrichtung
- Geschätzte maximale tägliche (oder stündliche) Entladekapazität
- Kosten für das Entladen und die dazugehörige Verrohrung
- erforderliche Anzahl von Mitarbeitern für den Betrieb (An- und Abkuppeln der Flansche)
- Zeit für die Bedienung eines Zuges
- Redundanzbedarf (z. B. N+1)

Die Entladearme werden immer in Verbindung mit Gaspendelarmen betrieben, die in kombinierten Aufbauten angeordnet werden können. Das Hinzufügen von Entlade-/Gaspendelarmen kann in einem modularen Ansatz erfolgen, der z. B. einen schrittweisen Kapazitätsaufbau ermöglicht und den Austausch von defekten Armen erleichtert.

Die in STORTEC benötigten Entladestationen / Arme werden über eine Morphologische Matrix ermittelt, auf die im Technik-Report ([Ref. 1]) ausführlicher eingegangen wird.

### 6.5.4 Transport per Tankschiff

Beim Transport per Tankschiff muss das CO<sub>2</sub> in den kaltflüssigen Zustand (z. B. -48°C, 7 bar) überführt werden, um ein möglichst geringes Frachtvolumen zu erhalten. Dafür bedarf es im Schritt „Gas-Aufbereitung“ Anlagen zur Verflüssigung des Kohlenstoffdioxids (vgl. Kapitel 6.3). Für einen reibungslosen Ablauf des Transports ist eine Bereitstellung mehrerer Speicher und Transportschiffe notwendig, um Stoßzeiten und unvorhergesehene Ereignisse wie Schlechtwetter kompensieren zu können. Da nicht direkt vom Transportschiff in den Speicher transferiert werden kann wird zudem ein vor-Ort verankerter Zwischenspeicher für einen CO<sub>2</sub>-Umschlag und ggf. auch eine Plattform für die anschließende Injektion benötigt, [Ref. 13].

Eine Überlegung für die Auslegung des Frachthafens wäre die Möglichkeit der Zusammenführung mehrerer CO<sub>2</sub>-Ströme in zentralen Sammelanlagen, sogenannten Hubs, in denen das CO<sub>2</sub> zwischengelagert, aufbereitet und bei Bedarf exportiert wird, [Ref. 30].



Abbildung 26: LCO<sub>2</sub> Tankschiffe und Marine Loading Arms für große Volumen (Quellen: MHI, SVT)



Abbildung 27: Transport begrenzter Mengen LCO<sub>2</sub> per Tankcontainer mit Schiffen (Quelle: gas.info)

Zu beachten ist, dass CO<sub>2</sub> in siedendem Zustand ständig in kleinen Mengen verdampfen muss, um den Wärmeeintrag aus der Umgebung auszugleichen und einen Druckanstieg in den Tanks zu verhindern. Dabei wird eine geringe Menge, ca. 1-2% des gelagerten CO<sub>2</sub> pro 1.000 km Transportstrecke aus dem Tankschiff in die Atmosphäre entlassen, [Ref. 32]. Zusätzlich darf der Füllstand im Tank nicht unter die Grenze von 10% fallen, um ein mögliches überproportionales Aufheizen des Tanks zu verhindern und den benötigten Kopfdruck für die korrekte Funktion der Entladepumpen sicherzustellen, [Ref. 30].

Aktuelle Tankschiffe für den Transport von CO<sub>2</sub> haben Transportvolumen zwischen ca. 2.000 t und 7.500 t, [Ref. 31], doch wurde im Sept. 2021 bereits ein Tankschiffdesign für LCO<sub>2</sub> mit einer Kapazität bis zu 40.000 m<sup>3</sup> vom DNV mit einem AiP bestätigt. Tankschiffe dieser Größenordnung haben eine Gesamtlänge von ca. 240 m, eine Breite von 30 m und eine Seitenhöhe von ca. 21 m. Die Erfahrung lehrt, dass mit Anwachsen des Marktes in naher Zukunft auch größere Tankschiffe entwickelt und angefragt werden, um den wachsenden Transportbedarf bedienen zu können.

Die folgende Grafik bietet eine Übersicht über die Vor- und Nachteile des Schiffstransports von CO<sub>2</sub>.

Vorteile	Nachteile
Quell- und Speicherorte können variieren	Für große Volumen werden ggf. mehrere Schiffe notwendig
Leicht erweiterbar	Wetterabhängig
Hohe CO <sub>2</sub> -Reinheit durch Verflüssigung	hoher Aufwand zur Verflüssigung
Schnell verfügbar	Höhere Unfallrisiken
Unabhängigkeit vom Terrain (On-/Offshore)	Gilt ab ca. 2.500 km Distanz als wirtschaftlich darstellbar

Tabelle 9: Vor- und Nachteile von CO<sub>2</sub>-Schiffstransporten (adaptierte Darstellung von Nimtz, M.)

Ein erstes Projekt wurde im Jahr 2023 mit dem Greensand-Projekt in dänischen Gewässern realisiert. Hier wird bis zu 1,5 MTPA (2025/2026) und ab 2030 bis zu 8 MTPA flüssiges CO<sub>2</sub> per Schiff vom Hub Antwerpen in Belgien zur konvertierten bestehenden Nini-Plattform eines Offshore-Feldes transportiert und hier in bis zu 1.800 m Tiefe im Sandstein dauerhaft sequestriert.



## 6.5.5 Transport per Pipeline

Mit einem TRL von 9 gilt die Pipeline als kommerziell voll etablierte Technik für den Transport von CO<sub>2</sub>. So wurde beispielsweise in Nordamerika in den letzten 40 Jahren eine CO<sub>2</sub>-Pipelineinfrastruktur zur Versorgung von Öl- und Gasförderstätten für EGR- und EOR-Maßnahmen geschaffen. Für dieses so genannte tertiäre Förderverfahren muss das CO<sub>2</sub>, anders als bei den CO<sub>2</sub>-Fluidströmen, die aus den Kraftwerksgasen entstehen, eine besonders hohe Reinheit aufweisen. Bei Kraftwerksgasen ergibt sich eine geringe Reinheit und dementsprechend ein höherer Anteil an Begleitstoffen im Gas-Gemisch. Um die Pipelineintegrität zu gewährleisten, wurden Richtwerte für den Anteil an Begleitgasen festgelegt (siehe Tabelle 4). Auch die Internationale Energie-Agentur (IEA) hat bestätigt, dass der Transport per Pipeline bis zu einer Entfernung von ca. 1.000 km die wirtschaftlich zu bevorzugende Transportform ist.

Für den Transport in einer Pipeline bietet sich der superkritische Zustand des CO<sub>2</sub> an (>31°C, >73 bar). Idealerweise wird ein Druck von >150 bar am Eingang erzeugt, um einen Phasenübergang ins gasförmige zu verhindern (d.h. den superkritischen Zustand auch bei Druckverlusten zu erhalten) und damit einen günstigen Reibwiderstand in der Pipeline zu erreichen. Bei der Leerung der Pipeline (im Wartungsfall) sollten niedrige Temperaturen vermieden werden, um eine ‚Verunreinigung‘ durch z. B. Sauerstoff oder Stickstoff zu verhindern.

Aktuell gibt es noch vereinzelte Schwierigkeiten bei der Modellierung einer CO<sub>2</sub>-Pipeline mit Softwaresystemen, was die angelegten Temperaturen und die Verhinderung von Brüchen anbelangt. Um die Gefahren auf ein Minimum zu reduzieren, laufen zurzeit mehrere Forschungsprojekte, die sich z. B. mit den technischen Anforderungen an die Transportinfrastruktur bei verunreinigten CO<sub>2</sub>-Strömen beschäftigen, [Ref. 13].

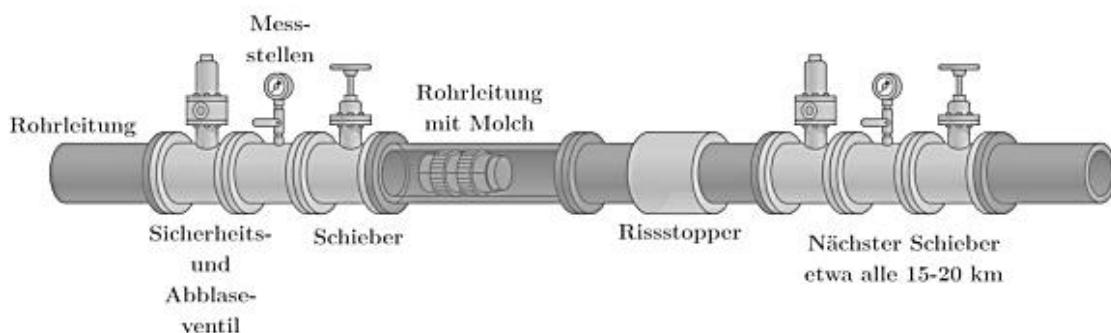


Abbildung 28: Schematische Darstellung einer CO<sub>2</sub>-Pipeline (Darstellung von Nimtz, M.)

### 6.5.5.1 CO<sub>2</sub>-Reinheitsanforderungen für den Pipelinetransport

Durch die unterschiedlichen Kraftwerksprozesse und Abscheidungsverfahren von Kohlenstoffdioxid (siehe Tabelle 11) kann es zu einer Verunreinigung des CO<sub>2</sub> durch Fremdstoffe kommen. Diese können bei zu hoher Konzentration einen größeren Energieaufwand bei der Aufbereitung des CO<sub>2</sub> für den Ferntransport und eine Beeinflussung der Pipeline-Sicherheit hervorrufen. Um dieses zu verhindern ist es wichtig, das CO<sub>2</sub> in einem trockenen und möglichst ‚reinen‘ Zustand zu halten, bevor es in die Pipeline eingespeist wird.

Es muss jedoch grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass CO<sub>2</sub> aus unterschiedlichen Quellen und mit entsprechend unterschiedlicher Zusammensetzung bzw. Reinheit zum Einspeiseort der Pipeline angeliefert wird. Neben Empfehlungswerten, die z.B. im Rahmen des EU-Projektes „DYNAMIS“ formuliert wurden (siehe Tabelle 11) und auch konkreten Vorgaben von Projekten (vgl. Tabelle 12), gibt es aktuell dafür jedoch keine generischen Reinheits- oder Qualitätsanforderungen.

Um die Forschung über die Anforderungen an die CO<sub>2</sub>-Reinheit beim Pipeline-Transport voranzutreiben, fördert das BMWi aktuell ein Verbundprojekt mit dem Namen „COORAL“, [Ref. 18]. Darin betrachtet ein Betrachtungsfeld die mögliche Auswirkung von unterschiedlichen Bedingungen wie Temperatur, Druck, pH-Wert, Strömungsgeschwindigkeiten usw. auf den Transport von CO<sub>2</sub> durch Pipelines. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Korrosionsanfälligkeit einzelner Stähle, die genaustens überprüft werden muss, um mögliche Gefahren beim Transport auszuschließen.

Verfahrensrout	Komponente	Anteil in Vol-Prozent:
Post-Combustion	SO <sub>2</sub>	< 0,01
	NO <sub>x</sub>	< 0,01
	N <sub>2</sub> /Ar/O <sub>2</sub>	0,01
Pre-Combustion	H <sub>2</sub> S	0,01 - 0,6
	H <sub>2</sub>	0,8 - 2,0
	CO	0,03 - 0,4
	CH <sub>4</sub>	0,01
Oxyfuel	SO <sub>2</sub>	0,5
	NO <sub>x</sub>	0,01
	N <sub>2</sub> / Ar / O <sub>2</sub>	3,7

Tabelle 10: Typische CO<sub>2</sub>-Verunreinigungen nach der Abscheidung (adaptierte Darstellung nach [Ref. 18])

Für den CO<sub>2</sub>-Transport per Pipeline hat sich die Material-Rohrklasse API 5L X60 als geeignet erwiesen.

Komponente	Konzentration	Grund für Begrenzung
H <sub>2</sub> O	500 ppm	Unterhalb der Löslichkeitsgrenze in CO <sub>2</sub> . Keine Wechselwirkungen mit H <sub>2</sub> S, geringe Wechselwirkungen mit CH <sub>4</sub>
H <sub>2</sub> S	200 ppm	Gesundheit, Sicherheit
CO	2.000 ppm	Gesundheit, Sicherheit
O <sub>2</sub>	Aquifer <4 Vol.-Prozent, EOR 100 bis 1.000 ppm	Aquifer: zu wenig Kenntnis über Wechselwirkung mit Speicherumgebung
CH <sub>4</sub>	Aquifer <4 Vol.-Prozent, EOR <2 Vol.-Prozent	Vorschlag ENCAP
Ar	4 Vol.-Prozent, alle Gase ohne Mehrphasengemisch	Vorschlag ENCAP
H <sub>2</sub>	4 Vol.-Prozent, alle Gase ohne Mehrphasengemisch	Vorschlag ENCAP. Möglichst gering wg. Energieverlusten
SO <sub>x</sub>	100 ppm	Gesundheit, Sicherheit
NO <sub>x</sub>	100 ppm	Gesundheit, Sicherheit
CO <sub>2</sub>	>95,5 Prozent	Resultierend aus den Reinheitsanforderungen der obigen Komponenten

Tabelle 11: Empfohlene CO<sub>2</sub>-Reinheit für den Pipelinetransport (adaptierte Darstellung nach [Ref. 18])

Die im Projekt Northern Lights vorgegebene Qualität des verflüssigten CO<sub>2</sub> führt dort zu folgender Spezifikation (Quelle: <https://norlights.com/>):

Komponente	Konzentration [ppm, mol]
Water (H <sub>2</sub> O)	≤ 30
Oxygen (O <sub>2</sub> )	≤ 10
Sulphur oxides (SO <sub>x</sub> )	≤ 10
Nitrogen dioxide (NO <sub>x</sub> )	≤ 10
Hydrogen sulphide (H <sub>2</sub> S)	≤ 9
Carbon monoxide (CO)	≤ 100
Amine	≤ 10
Ammonia (NH <sub>3</sub> )	≤ 10
Hydrogen (H <sub>2</sub> )	≤ 50
Formaldehyde	≤ 20
Acetaldehyde	≤ 20
Mercury (Hg)	≤ 0.03
Cadmium (Cd), Thallium (Tl)	Sum ≤ 0.03

Tabelle 12: Vorgegebene Reinheit für flüssiges CO<sub>2</sub> im Northern Lights Projekt ([https://norlights.com](https://norlights.com/))

### 6.5.5.2 Pipeline-Wandstärke

Relevanter Parameter für die Auslegung von CO<sub>2</sub>-Transportpipelines ist die minimale Wandstärke ( $T_{\min}$ ). Sie wird bestimmt durch den Innendruck (DP), den Widerstand gegen hydraulischen Stoß (HS) (water hammer effect) resultierend aus dem vollständigen Schließen bei Notbetätigung von Sicherheitsventilen und das Rissarrest-Vermögen (CA), das wiederum von der CO<sub>2</sub>-Zusammensetzung abhängt.

$$T_{\min} = \max(T_{\min DP}, T_{\min HS}, T_{\min CA})$$

Die Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Fluidstroms bestimmt somit die benötigte Wanddicke, die wiederum ausschlaggebend für die Auslegung und z.B. die Wahl der Verlegetechnik bei UW-Anwendung ist und natürlich den Betriebsbereich der Pipeline festlegt.

Als relevante Auslegungsgrundlage wird die in der Industrie weit verbreitete DNV-RP-F104 empfohlen. Wird die für den CO<sub>2</sub>-Transport geeignete Material-Rohrklasse API 5L X60 gewählt, dann hängt die Wandstärke maßgeblich von der Druckstufe (dem Innendruck) des CO<sub>2</sub>-Stroms ab.

Verunreinigungen im CO<sub>2</sub>-Fluidstrom haben Einfluss auf die thermodynamischen Eigenschaften und können chemische Reaktionen hervorrufen, die wiederum zu Korrosion führen können. Auch die Fließeigenschaften können durch sich ändernde Viskositäten (negativ) beeinflusst werden.

Bei Unterwasser-Pipelines wird durch Betonummantelung der benötigte Abtrieb der Leitungen erzeugt, da die stabile Lage der Rohre bei Gasfüllung gefährdet oder diese sogar vom Seeboden abheben könnten.

### 6.5.5.3 Pipeline-Dimensionierung

Ein wesentlicher Parameter für die Auslegung von CO<sub>2</sub>-Transportpipelines ist der Innendurchmesser, der durch die geforderte Transferleistung bestimmt wird. Unterschiedliche Dimensionen müssen analysiert werden, um die finale Kapazität mit zulässigen Fließeigenschaften erreichen zu können. Variiert werden die Fließgeschwindigkeit, der Druck und die Temperatur des CO<sub>2</sub>-Stroms.

Je nach finaler Dimension der Pipeline in Länge und Durchmesser wird auch das Installationsverfahren und die Einbettung in den Seeboden festzulegen sein, die beide direkten Einfluss auf die Kosten des Transportsystems Pipeline und damit des gesamten CCS-Systems haben.

### 6.5.5.4 Absperrstationen

Absperrventile sind notwendige Komponenten eines jeden Rohrleitungssystems, um die Sicherheit sowohl während des Betriebs als auch während der Instandhaltung zu erhöhen. Sie dienen dazu, die Pipeline zu kontrollieren und in kleinere Segmente zu unterteilen, um die Mengen zu begrenzen, die beabsichtigt oder im Notfall z.B. durch Druckabfall oder durch ein Leck, freigesetzt werden können.

Die in dieser Studie verwendete Norm DNV-RP-F104 bezieht sich auf die lokalen gesetzlichen Anforderungen sowie auf die kanadische Pipeline-Norm CSA-Z-662-7 über Leitlinien für die Abstände der Absperrventile. Letztere empfiehlt einen Abstand von 15 km zwischen den Absperrventilen. Da die Länge der hier geplanten Pipeline geringer sein wird, kann diese Empfehlung außer Acht gelassen werden. DNV-RP-F104 schlägt außerdem die Installation eines Rückschlagventils zwischen den Absperrventilen und ggf. betroffenen dicht besiedelten Gebieten vor, um aus Sicherheitsgründen den Rückfluss zu stoppen und somit die CO<sub>2</sub>-Menge zu reduzieren, sollte das Containment versagen und CO<sub>2</sub> entweichen.

Die deutsche Norm DVGW C 463(A) gibt keine konkreten Abstände für den Abstand der Absperrventile vor, sondern stellt folgende Forderungen:

- Die Hauptabsperrarmatur muss mindestens mit einem Antrieb fernbedient werden.
- Die Öffnungs-/Schließzeiten der Ventile müssen so ausgelegt sein, dass die Gefahr hoher Druckstöße vermieden wird. Die DVGW-Regelwerke für Wasserversorgungssysteme DVGW W 400-1 und W 303 sind in diesem Fall zu beachten.
- Bei Vorhandensein von Tiefpunkten und nicht molchbaren Leitungen muss die Konstruktion eine vollständige Entleerung insbesondere des für die Druckprüfung verwendeten Wassers gewährleisten.

### 6.5.5.5 (Fiskalische) Durchfluss-, Druckmess- und Regelstation

Der Transport des CO<sub>2</sub> erfolgt nach exakter Durchflussmessung mit Hilfe eines sog. Metering Systems bei dem Transfer in die Transportbehälter. Besonders relevant sind die Fluidströme, die von der Speicherstation (Hub) zu den Schiffen oder der Pipeline transferiert werden. Hierbei ist es wichtig, die regulativen und steuerlichen, aber auch kommerziellen Anforderungen und Aspekte der Volumenströme genau einzuhalten, weshalb hochgenaue, kalibrierte sog. Fiskal Metering Systeme benötigt werden. Es geht darum, steuerliche Vorteile bei der sicheren Speicherung von CO<sub>2</sub> und in Rechnung zu stellende Transfervolumen und Qualitäten (Reinheit) exakt zu ermitteln und an die Behörden und Emittenten zu übermitteln.

Die folgenden Systemkomponenten werden benötigt:

- Das Volumen (oder die Masse) wird vom Betreiber der Speicherstation (Hub) gemessen, während das CO<sub>2</sub> für den Transport auf das Schiff geladen wird.
- Füllstandsmessung in den Schiffstanks zur Messung der am Speicherstandort entladenen CO<sub>2</sub>-Mengen.
- Online-Analysen von O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S und Probenahmen des empfangenen CO<sub>2</sub> werden am Einlass zur Speicherstation durchgeführt, zum einen, um die Materialqualität in den Anlagen zu schützen und zum anderen, um die Zusammensetzung der eingespeicherten Mengen zu dokumentieren.
- Die in die Luft abgegebenen (abgeblasenen) Mengen und die flüchtigen Emissionen werden geschätzt oder basieren auf der Messung des Tankvolumens, wo dies relevant ist.
- Ein Durchflussmesser wird an der Offshore-Speicherlokation (z.B. der Unterwasseranlage) installiert, um das Volumen und die Rate direkt an der Injektionsbohrung zu messen.

Zur Messung des Massenstroms müssen Messgeräte folgende Eigenschaften aufweisen (Emissions Trading System; EC 2017), ([Ref. 2]):

- sie müssen sich besonders zur Messung von Fluiden mit hoher Dichte eignen, z.B. flüssiges CO<sub>2</sub>,
- sie dürfen nicht durch evtl. vorhandene Begleitstoffe beeinflusst werden und
- sie müssen eine Messungengenauigkeit von  $\pm 1\%$  aufweisen.

Coriolis-Messgeräte weisen diese Eigenschaften auf und werden daher vorrangig eingesetzt, wenn Dichteschwankungen als vernachlässigbar angenommen werden können (Angabe von Fa. KROHNE Messtechnik GmbH, Duisburg, für reines CO<sub>2</sub>).

Zusätzlich ist es wichtig, auch die Anlieferungen der CO<sub>2</sub>-Fluidströme zur Speicherstation durch Tankschiffe, Tankwaggons und TKWs exakt zu messen, im Volumenstrom als auch in der Qualität des CO<sub>2</sub>. Auch hierfür wird Platz an der Speicherstation vorzusehen sein.

#### 6.5.5.6 Molchschleuse

Gemäß DNV-RP-F104 müssen die Werkstoffe für Molchsysteme und Rückflussverhinderer so ausgewählt werden, dass sie für die Verwendung von CO<sub>2</sub> geeignet sind. Es wird verwiesen auf den Abschnitt über Blockventile zur Auswahl von CO<sub>2</sub>-Materialien.

Ein zusätzliches Mandat ist in der DVGW C463 festgelegt, um ein Molchsystem zu gewährleisten, das ein sicheres Einsetzen und Entfernen des Molches ermöglicht, während die erforderlichen CO<sub>2</sub>-Mengen sicher abgeleitet werden. Die Konstruktion muss daher Anschlüsse für das Einsetzen/Entnehmen der Molche (Molchschleusen) sowie Anschlüsse für das Umfüllen, Befüllen und Entleeren des Systems enthalten.



Abbildung 29: Pipeline Molchschleuse (Quelle: Fa. Kempe)

#### 6.5.5.7 Rohrleitungsüberwachungssystem

DNV-RP-F104 empfiehlt den Einsatz von Computational Pipeline Monitoring (CPM), das Durchfluss, Druck, Temperatur und andere Daten aus dem SCADA-System verwendet. Die Technologie überwacht die Pipeline anhand der folgenden Aspekte:

- Durchfluss- oder Druckänderung
- Massen- oder Volumenbilanz
- dynamisches modellbasiertes System
- Druckpunktanalyse

Zusätzlich zum CPM können die folgenden Funktionen genutzt werden:

- statistische Modelle zur Validierung der Rohrleitungsdaten und zur Erkennung von Strömungsungleichgewichten.
- Gasdetektoren an bestimmten Stellen als Teil der Risikomanagement-Strategie für die Pipeline.

Auch die DVGW C463 fordert die Überwachung und Aufzeichnung der Betriebsdrücke und -temperaturen an geeigneten Stellen. Empfohlen werden zusätzlich stationäre Gaswarngeräte nach DGUV 110-007 an Tiefpunkten mit automatischer Warnung vor Ort und in der Leitstelle. Des Weiteren müssen Einrichtungen zur Verhinderung unzulässiger Betriebszustände (z.B. Überdruck) vorgesehen werden.

## 6.5.6 Fazit

Die zu wählende Transporttechnik ist stark abhängig vom Transportvolumen. Bei kleineren Offshore CCS-Projekten kann demnach ein Transport via Schiff sinnvoll und - trotz der hierbei benötigten Offshore-Zwischenspeicherlösung - kostengünstiger gegenüber einer Pipeline sein. Pipelines gewinnen vor allem durch ihre Skaleneffekte bei hohen Transportvolumen an Attraktivität, wobei heute Distanzen bis 2.500 km als sinnvoll für den Einsatz von Onshore-Pipelines angesehen werden, Offshore bzw. UW-Pipelines werden heute (2021) bis ca. 1.200 km Länge betrieben.

Aufgrund der aktuell noch geringen kommerziellen Nutzung von CCS spielt der Transport per LKW, Bahn oder Binnenschiff derzeit nur eine Rolle bei der Anlieferung des LCO<sub>2</sub> zum Hub.

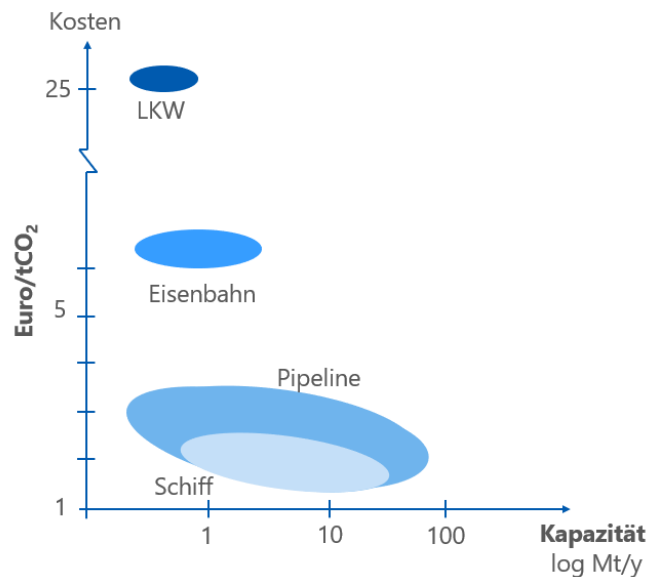


Abbildung 30: Kosten im Verhältnis zur Transportkapazität (adaptierte Grafik nach [Ref. 16])

## 6.6 Temporäre CO<sub>2</sub>-Speicherung

### 6.6.1 Einführung

Für die temporäre Speicherung des LCO<sub>2</sub> beim Emittenten oder am Hub werden geeignete Speichertanks benötigt. Wie auch beim Transport wird das CO<sub>2</sub> für die temporäre Speicherung auf einem Druck zwischen 13 und 18 bar gehalten sowie auf <-30°C. Wichtig ist auf die notwendige Reinheit des angelieferten CO<sub>2</sub> zu achten, da dies die BoG-Rate bestimmt und Einfluss auf die Korrosivität des CO<sub>2</sub> hat. Nachdem also die Übereinstimmung des angelieferten CO<sub>2</sub> mit der Spezifikation überprüft wurde kann es in flüssiger Form in die Tanks gepumpt werden. Sollte es jedoch nicht der Spezifikation entsprechen, sog. off-spec, dann muss es in einen hierfür bestimmten Tank geleitet werden, wo es nachbehandelt wird, bevor es in den Export zum ‚Endkunden‘ (Offshore-Speicherung oder Utilization) gehen darf.

Für die Speicherung kleinerer Volumina, wie es z.B. in einer Projekt-Anlaufphase benötigt wird, stehen zylindrische Tanks (aufrecht oder liegend aufgestellt) bis ~ 700 m<sup>3</sup> Kapazität am Markt zur Verfügung. Für größere oder große Volumina werden kugelförmige Tanks (Kugeltanks) benötigt, da diese eine optimale



Verhältnis zwischen Volumen, Oberfläche und Druckfestigkeit bieten. Kugeltanks werden am Aufstellort hergestellt, können demnach in Kapazitäten bis zu 25.000 m<sup>3</sup> oder größer eingeplant werden.



Abbildung 31: Tanktypen für LCO<sub>2</sub> (Quellen: Linde, Air Liquide)

## 6.7 Offshore-Technik

Hierbei erfolgt die Einlagerung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> nach geeignetem Transport per Schiff oder Pipeline am Offshore- Zielort. Wie unter Kapitel 5.2 ausgeführt, werden im vorliegenden Projekt zwei Offshore-Standorte auf geotechnische Machbarkeit hin untersucht und nach ausführlicher Abwägung einem der beiden Speicherorte der Vorrang gegeben. Neben der geologischen Eignung spielen bei der Abwägung Aspekte des Transportwegs in Komplexität und Länge bzw. Fahrtdauer, die Wassertiefe und die sonstigen Umweltbedingungen am Standort eine Rolle bei der Kostenermittlung und der Festlegung der bestgeeigneten Transportkette.

### 6.7.1 Druckgas-/ Flüssiggas-Transfer

Werden Schiffe zum Transport des CO<sub>2</sub> genutzt, so ist es essentiell ein geeignetes, größtmögliches Transportvolumen herzustellen, um Kostenvorteile durch die so genannte economy of scale nutzen zu können. Besonders hohe Dichten werden durch Kompression des Gases oder durch Kombination von Druck und Abkühlung und den Übergang zur superkritischen Flüssigkeit LCO<sub>2</sub> erreicht. Schiffe für den Transport von Druckgas bei 18 bar sind verfügbar, Flüssiggastransporte bis zu -162°C (Flüssig-Erdgas (LNG)) sind gängige Praxis und sogar Flüssig-Wasserstoff (LH<sub>2</sub>) wird heute bereits bei -253°C Lagertemperatur per Schiff transportiert.

Der Transfer der tiefkalten bzw. superkritischen kalten Druckgase von Land zum Schiff ist somit ebenfalls gängige Praxis, ohne den der effiziente, großskalige Schiffstransport nicht möglich wäre.

### 6.7.2 Unterwasser-Pipeline

#### 6.7.2.1 Trassierung

Eine geeignete Trassierung der Pipeline, also die Verlegeroute, ist der Schlüssel für den sicheren Betrieb der Pipeline. Im Projekt GEOSTOR wird die Nutzung einer Offshore-Pipeline (Unterwasser - UW) in Betracht gezogen, bei der das Verlegeverfahren von der Wassertiefe und den Umweltbedingungen bei der Verlegung abhängt.

Die Vorab-Erkundung der Trasse am Seeboden stellt hohe Anforderungen an die genutzten UW-Sensoren wie Side-Scan oder Multibeam-Sonare, die zumeist mit autonomen Drohnen (AUV -

Autonomous Underwater Vehicles) oder so genannten Schleppfischen eingesetzt werden. Bei Pipelineverlegung in der Nordsee ist es wichtig, nicht nur die Bathymetrie und Topologie des Seebodens zu erfassen, sondern, da Pipelines oft im Seeboden in Gräben (Trenches) eingebettet werden, auch die oberen Meter des Sediments, in denen sich oft noch sedimentierte Kampfmittel (UXO - Unexploded Ordnance) oder auch schützenswerte Wracks befinden.

Um Brüche zu vermeiden, darf die Trasse keine starken Gradienten im Höhen- und Seitenprofil aufweisen und der Boden muss eine ausreichende Scherfestigkeit aufweisen, um das Absacken der Leitung im Betrieb zu verhindern.

Das Einbetten in Gräben, die nach der Verlegung wieder verfüllt werden, reduziert die Gefahr der Unterspülung (Auskolkung) der Pipeline, doch aus Kostengründen werden längere Segmente der Pipeline oft auch nur auf den Seeboden gelegt, wo sie genau diesem Phänomen ausgesetzt sind:

Tidewasserströmungen können zu Unterspülungen größerer Bereiche der Pipeline führen, so dass diese Bereiche frei zwischen den nicht-unterspülten Auflagerpunkten hängen (free spans), was bis zum Bruch der Pipeline führen kann. Um dies zu verhindern, müssen offen verlegte UW-Pipelines regelmäßig und besonders auch nach Sturmereignissen visuell inspiziert werden, um Auskolkungen frühzeitig erkennen und ggf. beheben zu können.

### 6.7.2.2 Pipeline-Verlegung

UW-Pipelines werden durch Verlegeschiffe installiert, die je nach Wassertiefe und Dimension der Pipeline spezialisiert ausgeführt sind. Gängig sind das S-Lay und das J-Lay-Verfahren, bei denen Einzelsegmente an Bord zum Strang verschweißt werden, sowie das R-Lay-Verfahren, bei dem die Pipeline (meist geringerer Dimension) an Land gefertigt und auf eine Trommel im Schiff verladen wird. Im GEOSTOR-Projekt werden Wassertiefen bis max. 60 m erreicht, weshalb das S-Lay-Verfahren genutzt werden kann. Die Pipeline wird in Segmenten von 12 m Länge zum Verlegeschiff per Barge angeliefert, dort zu längeren Segmenten von z.B. 36 m verschweißt und am Heck des Verlegers über einen sogenannten Stinger in einer S-Kurve sanft zum Seeboden abgelassen. Die Ablegestrecke muss exakt der zuvor erkundeten Trasse bzw. dem Graben entsprechen, was durch ferngesteuerte Roboter (ROV - Remotely Operated Vehicle) permanent überwacht wird.

Nach erfolgreicher Druckprüfung der Pipeline (meist mit Stickstoff oder Wasser) wird sie durch Rückverfüllung im Graben abgedeckt oder durch Steinschüttungen gegen Anker oder Fischereiausrüstung (Grundfischen) am Seeboden geschützt. Bei Leitungskreuzungen werden dagegen oft Betonmatten genutzt, die eine gleichmäßige Lastverteilung auf der gekreuzten Leitung ermöglicht.

*urheberrechtlich geschützte Abbildungen: Pipeline-, Kabel-Installationsschiff, Pipeline Pull-in, Pipeline Landfall*

Abbildung 32: Wesentliche Techniken für die Offshore Pipelineinstallation

### 6.7.3 Plattformen und Unterwasser-Technik

Die Einlagerung am Speicherort benötigt lokale ‚Unterstützung‘ durch eine ‚konventionelle‘ Plattform, die schwimmend am Seeboden verankert oder direkt auf dem Seeboden steht oder alternativ auch eine Unterwasser-Installation, bei der keine die Wasseroberfläche durchstoßende Plattform benötigt wird.



FSU (Sevan Marine)



Ladeboje (SBM)



Stahlplattform

Abbildung 33: Relevante Offshore-Plattformtypen

#### 6.7.3.1 Schwimmende Plattformen

Schwimmende Plattformen oder auch Floating Storage and Offloading (FSO) Einheiten können als konvertierte oder neu erstellte Tankschiffe oder auch in Form von Großbojen ausgeführt sein (Abbildung 33). Beide zeichnen sich durch große Speicherkapazitäten aus, die die benötigte Zwischenpufferung der angelieferten CO<sub>2</sub>-Mengen zur kontinuierlichen Einpressung in die Speicherhorizonte ermöglichen. Durch eine eigene Energieversorgung der Pumpen/Kompressoren und die weiter benötigte Prozesstechnik stellen FSO ideale Übergangslösungen bis zur Inbetriebnahme einer Pipeline dar, die dann langfristig mit sehr günstigen OPEX betrieben werden kann.

Eine schwimmende Plattform hat den Vorteil der vollständigen Fertigung in einer geschützten Umgebung in einer Bauwerft. Der komplette Stahlbau sowie die Einrichtung und Ausrüstung der Plattform erfolgt wie bei einem Schiff, so dass auch der Transport mit Hilfe eines Transportschiffes (Dockschiff) oder sogar selbstschwimmend im Schlepp erfolgen kann.

Am Einsatzort wird vor dem Verschleppen die Verankerung der Plattform vorbereitet, die entweder aus einer sternförmigen Anker-Ketten-Konfiguration besteht (Spread Mooring) oder über eine drehbare Verankerung (Turret Mooring), die im Prinzip in einem Punkt auf der Plattform fixiert ist. Die benötigten Anker werden durch spezielle Installationsschiffe (Anchor Handling Tugs) auf den berechneten Positionen am Seeboden gesetzt. Daran werden die Ankerketten oder -Trossen befestigt, die am oberen Ende z.B. durch Auftriebskörper an der Wasseroberfläche gehalten werden, bis die schwimmende Plattform zur Befestigung einschwimmt und befestigt wird.

Bei der nicht-drehbaren Verankerung besteht der Vorteil, dass keine teure Drehkupplung (Turret) benötigt wird und die flexible Einspeiseleitung für das CO<sub>2</sub> zum Erdboden (Riser) direkt an einem festen Flansch an der Plattform befestigt werden kann. Die Ankertrossen müssen für alle statistisch auftretenden Lasten aus Wind, Wellen und Strömung aus allen relevanten Richtungen ausgelegt sein, was sie u.U. vergleichsweise teuer macht.

Bei der drehbaren Verankerung wird auch der Riser durch das Turret geführt. Vorteil hierbei ist, dass sich die Plattform je nach Wind- und Wellenrichtung in die Position des geringsten Widerstands passiv ausrichtet, so dass die Ankerkräfte gut beherrschbar bleiben. Nachteil hierbei ist, dass der Riser drehbare (teure) Gelenke im Turret benötigt, die jedoch eine erprobte Technik der Öl- und Gasindustrie sind. Zudem erfahren schwimmende Plattformen generell vergleichsweise hohe Eigenbewegungen, die durch ein geschicktes Design u.U. reduziert werden müssen, um die Arbeit auf den Plattformen für die Mannschaft möglich zu machen.

Weitere Aspekte sind, dass schwimmende Plattformen vergleichsweise schnell zu installieren und zurückzubauen sind und auch gut für die Mannschaft für den Betrieb und z.B. Wartungsarbeiten erreichbar sind.

### 6.7.3.2 Stehende Plattformen

Am Einsatzort am Seeboden stehende Plattformen werden ebenfalls in einer geschützten Umgebung in einer Bauwerft erstellt. Hier werden jedoch zwei Teile benötigt, die Decksaufbauten (Topside) und die Fundamentstruktur. Der komplette Stahlbau und die Einrichtung und Ausrüstung der Decksaufbauten erfolgen derart, dass die Topside per Schwerlastkran (Schwimmkran) auf ein Dockschiff oder Transportponton verladen werden kann.

Die Fundamentstruktur kann, je nach Wassertiefe und Belastung aus Wind, Wellen und Strömung, als Stahlgittermast oder meist zylindrischer Betonturm ausgeführt werden. Die Fundamentstruktur wird ebenfalls per Dockschiff, Ponton oder aber ballastiert selbst schwimmend zum Einsatzort gebracht. Auf der richtigen Position werden Ankerpfähle gerammt (Stahlgittermast) oder es wird de-ballastiert, um den gewünschten Abtrieb bzw. die dauerhafte Standfestigkeit zu erreichen. Bei Bedarf können zusätzlich noch schwere Ketten zu Bodenankern geführt werden. Vorteil sind die geringen Eigenbewegungen dieser Art von Plattformen, Nachteile sind die von der Wassertiefe abhängigen hohen Kosten des Baus und für den Rückbau.

Der Betrieb kann durch permanent vorhandenes Personal oder teilweise auch ferngesteuert oder automatisiert erfolgen. Die zugehörigen hohen Kosten sind als nachteilig anzusehen, auch wenn die Wartung der Überwassereinrichtungen günstig und daher vorteilhaft sind.

### 6.7.3.3 Unterwasser-Installationen

Je nach den am Einsatzort vorliegenden Umweltbedingungen können auch vollständig unter Wasser (UW) installierte und betriebene Installationen vorgesehen werden, die auch bei Niedrigwasser nicht die Wasseroberfläche durchstoßen. Auch wenn diese Technik vorrangig in großen Wassertiefen oder bei sehr rauen Wind- und Wellenbedingungen genutzt werden, kann es effizient sein auf den permanenten Einsatz von Personal am Offshore-Einsatzort mit den zugehörigen Kosten und Risiken zu verzichten und stattdessen voll auf moderne Automatisierungstechnik zu bauen.

*urheberrechtlich geschützte Abbildungen: Subsea Manifold, Subsea Xtree, Subsea Riser und Pipelines*

Abbildung 34: Wesentliche UW-Module

Beispiele aus der Öl- und Gas-Produktionstechnik gibt es zahlreiche, auch in der Nordsee sind UW-Installationen bereits seit vielen Jahren im Einsatz, siehe [Ref. 22] oder [Ref. 23]. Besonders bei der Snöhvit-Anlage wird bereits heute neben 21 Gas-Produktionsbohrungen auch eine Bohrung zur Re-Injektion von CO<sub>2</sub> in die Förderhorizonte zum EGR (vgl. Kapitel 5.2.2) und zur Speicherung genutzt.

UW-Installationen werden in geschützten Umgebungen wie Werften gefertigt und auf Pontons bzw. mit Schwimmkränen zum Einsatzort gebracht. Dort angelangt erfolgt die Installation durch Schwimmkrane oder teilweise auch durch Ballastieren von Auftriebskörpern, die direkt an der UW-Anlage befestigt werden. Das exakte Aufsetzen und Ausrichten von Modulen auf vorher installierten Rahmen (Templates) wird durch Stangen (Guide Posts) an den Strukturecken unterstützt. Die Templates werden, je nach Struktur des Seebodens, entweder mit langen gerammten Pfählen oder über das Eigengewicht (Betonfundamente) oder saugkraftverankerte Standzylinder (Suction Cans) unverrückbar befestigt.

UW-Installation umfassen überschlüssig die folgenden Komponenten:

- Onshore-Kontrollstation
- Pipeline Landfall mit Sicherheitsventilen und Molch-Schleuse
- Pipeline, verlegt teilweise unter dem Seeboden in einem Graben (Trench), teilweise auf dem Seeboden mit Sicherung durch z.B. Steinschüttungen
- PLET (Pipeline End Terminal) als Endposition der Pipeline an der Lokation
- Manifold zum Anschluss der Pipeline und ggf. zur Verteilung des CO<sub>2</sub>- Fluidstroms auf mehrere Bohrlöcher und zur Aufnahme des UW-Kompressors und der Sicherheitsventile
- Jumper zur Verbindung von PLET und Manifold
- Bohrlochkomplettierungen mit Druck- und Temperaturlauslegung zur Re-Injektion des CO<sub>2</sub>- Fluidstroms
- Umbilical (multifunktionale Steuerleitung) vom Landfall zu einem UTA (Umbilical Termination Assembly) zur Energieversorgung der UW-Anlage und zum bi-direktionalen Datentransfer zwischen UW-Anlage und Onshore-Kontrollstation
- Verteilerleitungen vom UTA zu den einzelnen Energieverbrauchern bzw. Steuersystemen
- Verteiltes (dezentrales) UW-Steuersystem mit redundanten SPS und Sensoren, angeschlossen über das Umbilical an die Onshore-Kontrollstation
- Ventile können elektro-hydraulisch oder voll-elektrisch betätigt werden  
Die Drehzahl des Kompressors kann über Frequenzumrichter gesteuert werden. Dieser kann Onshore oder auch UW installiert werden.

UW-Installationen werden üblicherweise mit Wartungsintervallen  $\geq 5$  Jahre konzipiert. Dies reduziert die sehr kostspieligen Einsatzfahrten der Spezialwartungsschiffe und damit die Betriebskosten der Gesamtanlage erheblich, erhöht aber auch den Druck auf die Lieferanten und die Beständigkeit des Materials.

#### 6.7.4 Bohrtechnik

Die Einpressung des CO<sub>2</sub> erfolgt durch Bohrungen, die nach geologischer Erkundung des Untergrunds ausgelegt werden. Je nach Struktur der Speicherhorizonte können Bohrungen rein vertikal aber auch gerichtet horizontal verlaufen, auch die Anzahl der Bohrungen passt sich der Aufnahmekapazität der

Speicherhorizonte an, bei Beachtung der Verhinderung von Überdruck- und Spannungsrisseignissen (Fracking). Zumindest die oberen Abschnitte der Bohrungen werden gemäß Abbildung 35 aufgebaut.

Anforderungen an die CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen:

- Einfacher Verrohrungsaufbau (um Schädigungen an nicht erforderlichen Bohrungsausrüstungen zu vermeiden)
- CO<sub>2</sub>-feste Bohrausrüstung (Haltbarkeit von 20-50 Jahren)
- Möglichkeit der Wartung/Austauschbarkeit

Es können für die Verrohrung niedrig legierte Stähle verwendet werden. Dabei ist jedoch wichtig, dass der Ringraum gut von dem CO<sub>2</sub>-Strom abgedichtet ist. Deshalb ist eine Injektionsstrang-Packer-Ausrüstung und der Einsatz einer Ringraum-Schutzflüssigkeit (antikorrosiv) notwendig.

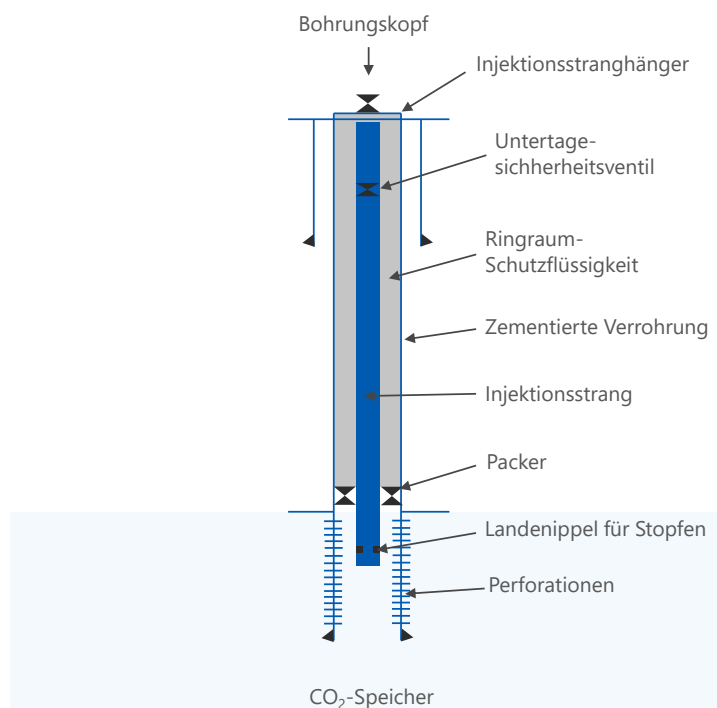


Abbildung 35: Bohrungsstandard für CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen (adaptierte Grafik vom BGR)

#### 6.7.4.1 Injektionsstrang

Der Injektionsstrang hat, ähnlich wie die Pipeline, ständigen und direkten Kontakt zum CO<sub>2</sub>-Strom. Daher sind die Anforderungen an das Material hier besonders hoch. Um eine Korrosion in unkontrolliertem Ausmaß zu verhindern, wird eine Ausführung in 13 Gew. % Cr- oder 42CrMo4-Qualität empfohlen. Wenn es zu einer möglichen Rückströmung von Formationswasser kommen sollte, ist eine Ausführung in Duplex-Stahl oder in Austenit-Stahl notwendig.

Der Injektionsstrang sollte zudem eine ausreichende Auslegung beinhalten, damit eine Kontrolle durch z. B. einen Molch durchgeführt werden kann.



#### 6.7.4.2 Packer, Landenippel und Untertagesicherheitsventil

Der Packer und die Landenippel sind beide dem CO<sub>2</sub>-Strom ausgesetzt. Beim Packer ist es wichtig, dass auf eine rückströmungssichere und formationswasserfeste Ausführung geachtet wird. Die verwendeten Stahlelemente müssen aufgrund der vorherrschenden Anforderungen in Duplex- oder Austenit-Stahl ausgeführt werden. Alle verwendeten Gummielemente müssen CO<sub>2</sub>-beständig sein und z. B. aus Buna-N bestehen. Um einen reibungslosen Austausch zu ermöglichen, sollten die Packer zudem entfernbar sein.

Das Untertagesicherheitsventil muss wie der Injektionsstrang ausgeführt werden.

#### 6.7.4.3 Bohrlochkopf

Der Bohrlochkopf inkl. seiner Einzelkomponenten sollte, wie der Injektionsstrang, in 13 Gew. % Cr- oder 42CrMo4-Qualität ausgeführt werden.

Eine besondere Qualität der Ausführung ist nur dann notwendig, wenn der H<sub>2</sub>O-Gehalt im CO<sub>2</sub>-Strom zu hoch ist, bzw. wenn es zu einer Rückdiffusion aus dem Speicher kommt.

Die Auslegung des zu verwendenden Materials ist stark abhängig vom Korrosionsverhalten des CO<sub>2</sub>-Stroms, vgl. Kapitel 6.4.

#### 6.7.5 Offshore-Kompressortechnik

Kompressoren werden seit langem auch auf Offshore-Plattformen und aber auch in UW-Installationen genutzt.

Offshore-Gaskompressoren werden zumeist zur Rückgewinnung des anfallenden assoziierten (Begleit-) Gases bei der Ölproduktion und damit zur Verringerung des ansonsten abzufackelnden Gases eingesetzt. Auch zur Dampf-Rückgewinnung und zur Weiternutzung des Abblasegases werden Kompressoren genutzt. Beispiele sind bei Fa. Garo einzusehen, [Ref. 28].

UW-Gaskompressoren zeichnen sich durch eine höhere Sicherheit und Umweltfreundlichkeit gegenüber Überwasser-Systemen aus, da hier eine vollständige Fernsteuerung genutzt wird und Personal im Schadenfall daher nicht beeinflusst wird. Zu den wichtigsten Vorteilen gehört jedoch der Wegfall der Überwasser-Plattform, wodurch signifikant CO<sub>2</sub> bei der Herstellung eingespart wird.

UW- Gaskompressoren werden im industriellen Maßstab seit 2015 eingesetzt. Das System der Fa. Aker Solutions (Norwegen) wird z.B. im UW-Feld Asgard des Betreibers equinor genutzt, [Ref. 24]. Zwei parallel betriebene Kompressoren wurden derart konzipiert, dass die benötigte Wartung auf ein Minimum reduziert werden konnte. So wurden z.B. kontaktlose magnetische Lager genutzt, die durch das Prozessgas gekühlt werden, anstatt der sonst üblichen geschmierten Lager. Nach Aussage der Firmenwebseite konnte seit Installation damit eine Verfügbarkeit der Kompressoren von mehr als 99 % erreicht werden.

#### 6.7.6 Druckregel- und Messtechnik

Die Gas-Druckregelung über Ventile oder Blenden wird oft mit einer Messeinrichtung für die Bestimmung des Durchflussvolumens kombiniert (GDRMA). Für Gasanlagen haben sich unterschiedliche Messprinzipien, wie USM (Ultraschall-Messungen), Coriolis, Turbinen oder Differenzdruck, etabliert, deren

Ergebnisse auch steuerrechtlichen Ansprüchen genügen. Hersteller wie beispielhaft Krohne [Ref. 25], Endress+Hauser [Ref. 26] oder Thyson [Ref. 27] liefern entsprechende Systeme.

Auch für UW-Installationen wäre die Nutzung von z.B. USM-Durchflussmesstechnik von Vorteil, da sie geringen Platzbedarf hat, keinen Druckverlust verursacht und eine geringe Beeinflussung durch umgebende Anlagentechnik aufweist. Hier bestehen heute jedoch noch Lücken, die z.B. durch F+E-Projekte in den kommenden Jahren geschlossen werden sollen, [Ref. 33].

Die hier zu nutzenden GDRMA müssen den Vorschriften der DIN EN 12186 bzw. auch der Richtlinie 2014/68/EU, (Druckgeräterichtlinie) genügen.

### 6.7.7 Installation, Wartung und Rückbau

Die Installation von Offshore-Ausrüstung ist besonders herausfordernd, da nicht nur die erheblichen Anlagengewichte, sondern auch die geeigneten Wetterbedingungen (Wind, Wellen, Strömung) weit im Voraus geplant werden müssen. Das sogenannte Wetterfenster wird durch die jeweilige Installationsaufgabe und das gewählte Installationsschiff definiert. Es beschreibt die günstige Kombination aus Umweltbedingung und Systemantwortverhalten des Installationsschiffes mit der getragenen Last. Schließt sich dieses Wetterfenster, so ist eine sichere Installation mit dem gewählten Installationsschiff nicht mehr gewährleistet. Man muss dann kurzfristig ein anderes, größeres Installationsschiff beschaffen, was selten möglich ist, oder den Einsatz bis zum nächsten Wetterfenster verschieben, was enorme Stand-by Kosten erzeugt.

*urheberrechtlich geschützte Abbildungen: Jack-up Schiff, Pipeline Landfall, ROV für Monitoring, Survey, Wartung und Rückbau*

Abbildung 36: Installationsgerät und Techniken für die Offshore-Anlagen

Die Wartung von UW-Anlagen erfolgt entweder über ferngesteuerte Roboter (Remotely Operated Vehicles - ROV) oder frei tauchende Drohnen (Autonomous Underwater Vehicles - AUV). Bei geringen Wassertiefen bis 100 m werden jedoch auch heute noch Taucher eingesetzt, besonders wenn komplizierte Arbeiten ausgeführt werden müssen oder wenn die Tauchroboter keinen freien Zugriff oder kein freies Sichtfeld für den Bediener haben.

Da ROV durch eine permanente Traglast-, Glasfaser- und Stromkabelverbindung zum Einsatzschiff hohe Leistung haben und zudem gut durch den Bediener kontrolliert werden können, werden sie meist im Nahbereich zu visueller Kontrolle und auch für Interventionen mittels mehrachsiger Greifer eingesetzt. Demgegenüber haben AUV hohe Reichweite und genügend Energie, um auch optische Kameras oder weit reichende akustische Sensoren zur Tiefenerkundung z.B. vergrabener Pipelines einzusetzen. Datenspeicher sammeln die Ergebnisse der Erkundungen oder übermitteln einfache Statusdatensätze an vorher verankerte Bojen mit UW-Transpondern, die sie weiter über Satelliten an Einsatzschiffe oder Landstationen übermitteln.

Pipelines werden auch regelmäßig im Inneren inspiziert, wozu sogenannte Molche (engl. PIGs - Pipeline Inspection Gauges) eingesetzt und mit dem Transportstrom durch die Rohre geschickt werden. Die PIGs sind mit Sensoren und Datenspeichern ausgestattet (Intelligent PIGs), die schadhafte Rohrbereiche exakt identifizieren und lokalisieren können. Andere PIGs sind nur mit Drahtbürsten zur Reinigung der

Innenwände ausgestattet und kosten entsprechend weniger. PIGs werden an PIG-Launchern eingesetzt und an PIG-Receivern entnommen, die sowohl an Land als auch UW installiert werden können.

Nach IMO-Konvention (Annex 11.1 der Resolution A.672(16) vom 19. Oktober 1989) muss jede Offshore-Installation mit weniger als 4000 t Gewicht und in weniger als 100 m Wassertiefe installiert nach der Nutzung so weit wie möglich vollständig zurückgebaut werden. Hierfür werden ebenfalls ROV z.B. mit Diamantsägen eingesetzt, die die Strukturen trennen, während sie von Schwimmkränen gehalten, anschließend auf Transportbargen verladen und zur Verwertung an der Küste verbracht werden.

## 6.8 Speicherung (Sequestrierung)

Der finale Teilprozess der CCS-Methode ist die Speicherung, oder Sequestrierung, bei der verschiedene Speichermöglichkeiten in Frage kommen.

### 6.8.1 Injektion von CO<sub>2</sub> in geologischen Speicherhorizonten

Das CO<sub>2</sub> wird mit Hilfe von Injektionsanlagen über Bohrlöcher in die Erde gepresst. Die Injektionsanlage besteht aus den Komponenten Bohrlochverrohrung, CO<sub>2</sub>-Einspeisestation inkl. Kompressoren bzw. Pumpen, Absperr- und Gasdruckregel- und Messstation sowie Leck-Überwachungseinrichtung.

Um den Vorgang der Injektion bzw. Speicherung so sicher wie möglich zu gestalten, stehen folgende Maßnahmen zur Verfügung:

- ständige Überprüfung der Einhaltung der Reinheitsanforderungen an die CO<sub>2</sub>-Gasgemische (siehe Kapitel 6.5),
- die ständige Druckmessung im CO<sub>2</sub>-Speicher,
- die ständige CO<sub>2</sub>-Temperaturmessung im Bohrloch und an bohrlochnahen Bereichen,
- die Überwachung der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Bereich der Injektionsanlage und
- die Druckabsicherung der CO<sub>2</sub>-Injektion.

Aktuell läuft Forschung zu dem Thema, um das Gefahrenpotential auf ein Minimum zu senken.

Die CO<sub>2</sub>-Injektion kann über einen langen Zeitraum (Jahrzehnte) andauern. Nachdem der Speicher gefüllt wurde, werden die Bohrlöcher mit Zement versiegelt, um eine mögliche Migration des CO<sub>2</sub> zu verhindern.

Um die Speicherstätte vor plötzlichen CO<sub>2</sub>-Ausbrüchen zu schützen, wird ein ganzheitliches Monitoring-System benötigt, [Ref. 18].

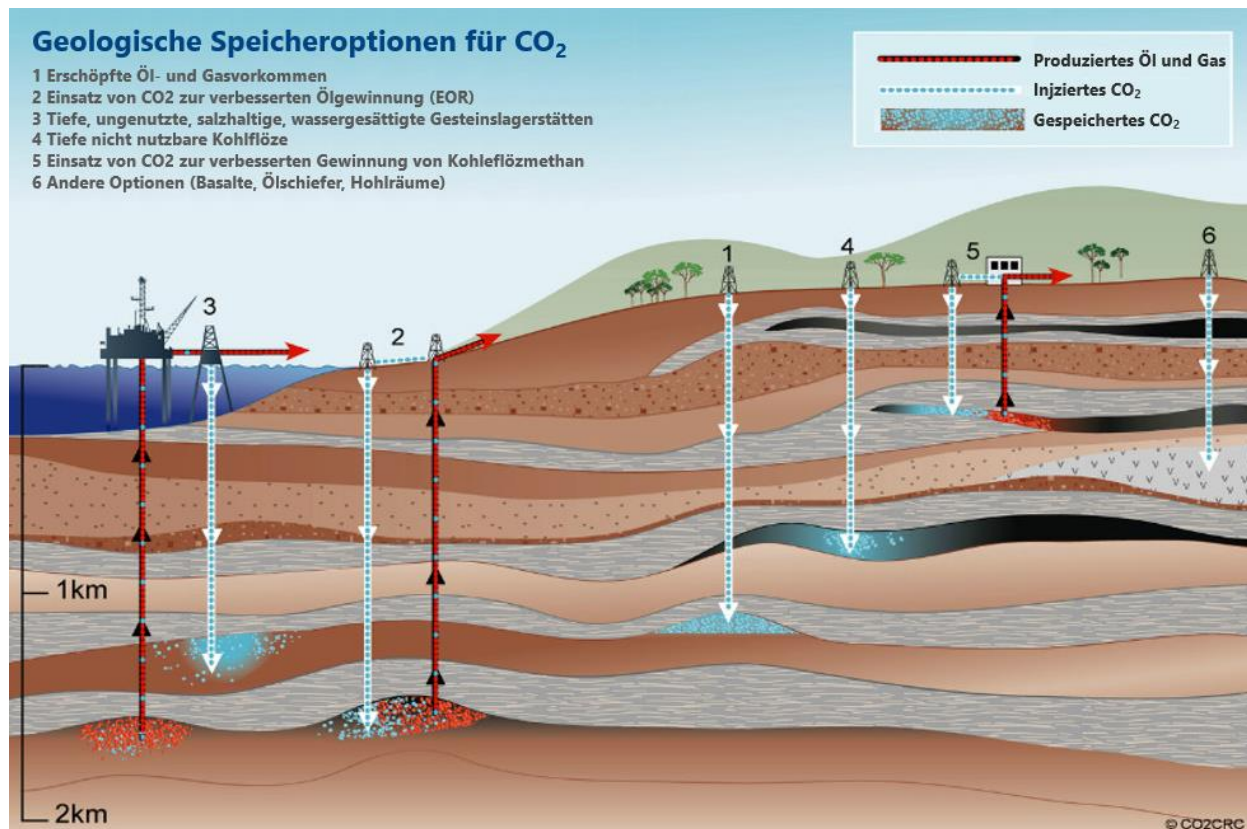


Abbildung 37: Veranschaulichung der geologischen Speicheroptionen für CCS (Darstellung von IPCC 2005 nach der Vorlage in CO2RC 2005)

#### 6.8.1.1 Ausgeförderte Öl- und Gasreservoirs

Durch die langjährige Exploitation (Förderung) von Öl- und Gas gibt es genügend Informationen über die Struktur und Zusammensetzung der Reservoirs, die eine dauerhafte Dichtigkeit über einen Zeitraum von Millionen Jahren aufgewiesen haben. Auch könnten wichtige Teile der vorhandenen Infrastruktur, die für die Exploitation genutzt wurden, auch für die Re-Injektion des CO<sub>2</sub> in die Reservoirs genutzt werden.

Probleme bei der Nutzung stellen alte Bohrlöcher dar, die Unterwasser wieder aufgefunden und im Anschluss versiegelt werden müssen, [Ref. 19]. Auch die Gefahr des z. B. Absinkens des Deckgesteins ist aufgrund der Exploitation nicht auszuschließen und muss ausgiebig überprüft werden. Hinzu kommt, dass bei der Reaktion von Wasser und CO<sub>2</sub> Kohlensäure entsteht, die bestimmte Gesteine auflösen kann.

In Deutschland gibt es zahlreiche Gasfelder, die sich in der Endphase ihrer Förderkampagne befinden. Demnach wäre eine Speicherung in diesen Speicherhorizonten zu prüfen und ggf. in naher Zukunft denkbar, [Ref. 10].

#### 6.8.1.2 Saline Aquifere

Aquifere sind permeable poröse Gesteinskörper, die in ihren Hohlräumen Wasser speichern und leiten können. Sie werden daher häufig auch als Wasserleiter bezeichnet und sind essenziell für die Grundwasserförderung. Eine andere Art der Aquifere stellen die salinen Aquifere dar. Diese liegen zumeist in großen Tiefen und sind aufgrund ihres hohen Salzgehaltes unbrauchbar für Trinkwasser. Sie

eigenen sich ideal als Speicherort für CO<sub>2</sub>. Dabei ist es wichtig, dass die Aquifere in einer Tiefe von mindestens 800 Metern liegen, um einen Phasenübergang des superkritischen CO<sub>2</sub> zu vermeiden. Zudem ist es wichtig, dass die Aquifere durch eine darüberliegende impermeable Schicht abgedichtet werden, um ein Entweichen des CO<sub>2</sub> auszuschließen.

Durch das im salinen Aquifer enthaltene Wasser kann es über einen langen Zeitraum zu einer Reaktion mit dem CO<sub>2</sub> und einer anschließenden Mineralisierung kommen. Es entsteht ein Karbonat, welches sich in den Hohlräumen des Gesteins ansammelt, [Ref. 16].

### 6.8.1.3 Nichtabbaubare Kohleflöze

In nicht abbaubaren Flözen weist Kohle eine ähnliche Porenstruktur auf, wie bei Aquiferen. Diese Struktur bietet eine mögliche Option der CO<sub>2</sub>-Speicherung. Um das CO<sub>2</sub> in die Flöze einzubringen, muss zuerst adsorbiertes Methan ausgebracht werden. Dieses Verfahren nennt sich auch „Enhanced Coal Bed Methane Recovery“ (ECBM).

Ein Vorteil ist die direkte Nähe von Industrie- und Kraftwerksanlagen. Somit könnte man das CO<sub>2</sub> ohne große Transportaufwendungen zum Speicherort bringen. Zudem kann das Methan weiter genutzt werden, was die Wirtschaftlichkeit des Prozesses steigert.

Ein noch zu klärendes Problem ist die Quelleigenschaft von Kohle, die eine Injektion von CO<sub>2</sub> erschwert, [Ref. 16].

Aufgrund der Lage und der Eigenschaften der Kohleflöze wird das Verfahren in Deutschland wahrscheinlich keine Anwendung finden, [Ref. 10].

## 6.8.2 Ozeanspeicherung (mCDR)

Bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Ozean gibt es zwei unterschiedliche Ansätze, die direkte und die indirekte Ozeanspeicherung (mCDR - marine Carbon Dioxide Removal).

### 6.8.2.1 Direkte Ozeanspeicherung

Bei der direkten Speicherung wird beabsichtigt, CO<sub>2</sub> für einen Zeitraum von einigen Jahrzehnten bis zu Jahrhunderten von der Atmosphäre fernzuhalten. Dafür wird CO<sub>2</sub> in superkritischem Zustand in geeigneten Horizonten (Tiefen) direkt in die Wassersäule des Ozeans eingebracht.

Das Prinzip sieht vor, dass das CO<sub>2</sub> zu großen Anteilen in Lösung mit dem Ozeanwasser geht, wobei sich jedoch auch regelrechte ‚CO<sub>2</sub>-Seen‘, also Bereiche mit hoch angereichertem CO<sub>2</sub> bilden können, die durch den Wasserdruck in Position gehalten werden (müssen), da ansonsten die Gefahr des unkontrollierbaren Aufstiegs zur Wasseroberfläche besteht. Dieses Phänomen des eruptiven Aufstiegs aus natürlichen CO<sub>2</sub>-Unterwasserakkumulationen kann z.B. durch Erdbeben auftreten, was zu Katastrophen in Ufernähe führen kann, siehe [Ref. 37].

Die direkte Speicherung wird in der Fachwelt kritisch gesehen, da Langzeituntersuchungen und Erkenntnisse über eventuelle Auswirkungen auch auf die Flora und Fauna noch nicht vorliegen, [Ref. 16].

### 6.8.2.2 Indirekte Ozeanspeicherung (CDR)

Gleich mehrere Verfahren werden unter dem Oberbegriff CDR (Carbon Dioxide Removal) zusammengefasst. Ziel des CDR ist es, Verfahren anzuwenden, bei denen CO<sub>2</sub> nicht direkt an der Emissionsquelle abgeschieden und entfernt wird, sondern bei dem bereits in der Atmosphäre befindliches CO<sub>2</sub> durch natürliche Senken aufgenommen wird, wodurch eine Netto-Reduzierung des CO<sub>2</sub> erreicht werden soll. Marine CDR-Verfahren setzen z.B. auf die verstärkte Einbettung von CO<sub>2</sub> in die marine Nahrungskette. Hierbei wird das CO<sub>2</sub> nicht in einem Speicherort gelagert, sondern es wird so in das Meer eingebracht, dass es, stark vereinfacht, als Düngemittel zur Steigerung des Wachstums von Plankton im Meer dienen kann. Plankton (genauer ‚Phytoplankton‘, bestehend aus Kieselalgen, Grünalgen, Goldalgen und anderen Algen sowie Dinoflagellaten und Cyanobakterien) setzt über Photosynthese das CO<sub>2</sub> der Umgebung mit weiteren Nährstoffen zum Aufbau seiner Körpersubstanz (Biomasse) um. Es steht damit am Anfang der marinen Nahrungskette, da es von höheren Meereslebewesen aufgenommen wird, an deren Ende der Fisch essende Mensch steht. Wird es nicht aufgenommen, so stirbt es ab und sinkt zu Boden, wo es als Biomasse inklusive dem gespeicherten CO<sub>2</sub> abgelagert wird.

Die Verfahren zur indirekten Speicherung werden zurzeit intensiv erforscht, da Abschätzungen ein großes Aufnahmepotential der Ozeane für weiteres CO<sub>2</sub> versprechen, [Ref. 16] und [Ref. 17].

### 6.8.3 Fazit

Es gibt eine Vielzahl möglicher Speicherstätten für CO<sub>2</sub>. Die letztendliche Auswahl ist jedoch stark von den vorherrschenden gesetzlichen Rahmenbedingungen, dem möglichen Speichervolumen und dem Speicherzeitraum abhängig.

Als kurzfristiger Speicher bietet sich zum Beispiel die Variante der CO<sub>2</sub>-Injektion in die Wassersäule des Ozeans an.

Als Langzeitspeicherorte bieten sich saline Aquifere, ausgeförderte Öl-/Gasreservoirs aber auch Basalt- und Buntsandsteingebirge an.

Bei allen Speichermethoden gibt es unterschiedliche Forschungsstände, so dass eine endgültige Aussage über mögliche Umweltauswirkungen und -gefahren noch nicht möglich ist.

## 6.9 Umweltauswirkungen und Gefahren

Wie bei fast jeder Technik gibt es mögliche Gefahren und Auswirkungen, die es einzudämmen gilt. Demnach ist es wichtig, passende Präventionsmaßnahmen zu ergreifen, um einen reibungslosen Prozessablauf zu gewährleisten.

Charakteristische Eigenschaften von CO<sub>2</sub> mit Einfluss auf die Sicherheit:

- CO<sub>2</sub> ist nicht brennbar oder explosiv
- CO<sub>2</sub> ist schwerer als Luft und wirkt erstickend
- CO<sub>2</sub> aus Leckagen kann sich in Senken sammeln, ein Betreten der Senken ohne Atemgerät kann zu Ohnmacht und Tod führen



- Es wurden bisher jedoch keine Todesfälle durch CO<sub>2</sub>-Pipelineunfälle verzeichnet

CO<sub>2</sub> ist ein Treibhausgas, das ca. 100 Jahre in der Atmosphäre verbleibt, weshalb der ungehinderte Abgang in die Atmosphäre prozedural ausgeschlossen bzw. so gering wie möglich sein muss. Bekannte Probleme liegen heute noch teilweise beim Öffnen von Leitungskupplungen nach Inertisierung mit CO<sub>2</sub> und auch beim sogenannten Methanschleup bei unvollständiger Verbrennung kohlenstoffhaltiger Treibstoffe wie CH<sub>4</sub>. Forschung und Entwicklung läuft bei Herstellern und Prozesstechnikern, aber auch bei der Entwicklung gering Methan erzeugenden Viehfutters, um vermeidbare CO<sub>2</sub>-Emissionen auf ein Minimum zu reduzieren.

### 6.9.1 CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung bilden die eingesetzten Substanzen das größte Gefahrenpotential, wobei sich die einzelnen Verfahren bezüglich ihrer eingesetzten Lösungsmittel und den daraus folgenden Umweltauswirkungen unterscheiden.

Die Aminwäsche ist eines der besterprobten und bewährtesten Verfahren, bei dem die Risiken und Gefahren klar definiert werden können. Dabei konzentrieren sich die Untersuchungen auf die Amin-Emissionen im CO<sub>2</sub>-Strom nach dem Abscheideprozess. Hierbei kann es vereinzelt zu einem Aminschlupf kommen, welcher beim Entweichen in die Luft Nitramine und Nitrosamine bilden kann. Ein weiterer Punkt ist die Entsorgung der verbrauchten Aminlösung. Im Jahre 2013 betrug diese ca. 3.500 bis 4.000 Tonnen pro 1 Mio. Tonnen abgediehem CO<sub>2</sub>, [Ref. 13].

### 6.9.2 CO<sub>2</sub>-Transport

#### 6.9.2.1 Transport per Tankkraftwagen

Relevante Auswirkungen auf die Umwelt sind bei der Verladung des superkritischen CO<sub>2</sub> an den Ladestellen nicht zu erwarten. Die geringen Mengen, die beim Lösen der Kupplungen an den Ladeflanschen freigesetzt werden, können wohl vernachlässigt werden.

Der Transport vergleichsweise geringer Volumina per TKW ist, auch wenn diese bereits mit Treibstoffen fahren, die aus erneuerbaren Energien erzeugt wurden, kritisch zu sehen. Die Inanspruchnahme von Straßenraum, Lärmentwicklung und große Mengen Nanoteilchen durch Reifenabrieb ist nur dann zu rechtfertigen, wenn die Adressaten im Binnenland mit anderen Mitteln, wie z.B. Binnenschiffe, nicht sinnvoll erreicht werden können.

#### 6.9.2.2 Transport per Eisenbahn-Kesselwagen

Relevante Auswirkungen auf die Umwelt sind bei der Verladung von superkritischem CO<sub>2</sub> an den Ladestellen nicht zu erwarten. Die geringen Mengen, die beim Lösen der Kupplungen an den Ladeflanschen freigesetzt werden, können wohl vernachlässigt werden.

Der Transport per Bahn ist deutlich effizienter und, bei Nutzung von Treibstoffen, die aus erneuerbaren Energien erzeugt wurden (Stichwort Wasserstoff-Züge, Fa. Alstom), auch nur gering umweltbelastend.



### 6.9.2.3 Transport per Tankschiff

Schiffe übernehmen ca. 90 Prozent des weltweiten Warenhandels. Das verursacht etwa eine Milliarde Tonnen CO<sub>2</sub> jährlich, was aktuell noch rund 2,5 Prozent der weltweiten Treibhausgas-Emissionen bedeutet. Die Reduzierung dieser Emissionen ist ein wichtiges Ziel der Schifffahrt, um den Forderungen nach Klimaneutralität nachkommen zu können und daher wird die verstärkte Nutzung regenerativer Treibstoff-Alternativen zum heute noch oft genutzten Schweröl - wie z. B. synthetisch gewonnenem Methanol oder Ammoniak - eingeplant und schrittweise umgesetzt. Für küstennahe Shuttle-Verkehre werden vereinzelt auch bereits batteriegetriebene Schiffe vorgesehen, die im Betrieb als emissionsfrei eingestuft werden, [Ref. 45].

Eine sinnvolle Alternative für vergleichsweise ineffiziente TKW-Transporte können im Binnenland auch Binnenschiffe darstellen, die besonders auf dem gut ausgebauten Binnenwasserstraßennetz Deutschlands (und oft auch Europas) Containerisierte Ladung von Küsten-Hubs zu Binnen-Hubs (Verteilzentren) bringen können. Werden die Binnenschiffe ebenfalls mit Treibstoffen aus erneuerbaren Quellen angetrieben, so ist die Umweltbelastung pro transportierter Ladungseinheit und Strecke entsprechend gering.

### 6.9.2.4 Transport per Pipeline

Beim Transport per Pipeline gibt es mehrere Aspekte, die Umweltauswirkung haben (können).

Neben der Herstellung des Kohlenstoffstahls, bei dem viel Energie benötigt wird und heute noch viel CO<sub>2</sub> anfällt hat die Erstellung der Pipeline eine wesentliche Umweltauswirkung. Hierbei werden Arbeitsstreifen geplant (onshore, z.T. auch offshore) und zumeist die Verlegung in einem Graben (Trench) mit einem Trencher vorbereitet. Nach der Pipelineverlegung im Trench erfolgt die Verfüllung des Grabens möglichst mit dem vorher entnommen und sorgfältig gelagerten Aushub, so dass die Trasse im Idealfall mit demselben Habitat wieder besiedelt wird. Ziel der Maßnahmen ist es, dass Schutzgüter wie Flora und Fauna nur während der Bauphase und nur im unbedingt notwendigen Umfang betroffen sind.

Ein weiterer Aspekt sind mögliche Leckagen oder Brüche, die durch vibrierende Leitungen, Druckstöße bzw. sogenannten Wasserschlag-Effekt bei Notabschaltung der Pumpen (water hammer effect) oder auch Freispülungen (free spans) bei UW-Pipelines auftreten können. Das mögliche Ausmaß ist dabei abhängig vom Abstand der Sicherheitsventile zur Schadstelle und der Geschwindigkeit des Druckverlusts in der Pipeline. Aufgrund der höheren Dichte von CO<sub>2</sub> im Vergleich zur Luft ist eine Ansammlung in Bodennähe und Senken möglich. Hierbei kann es temporär zu einer so hohen CO<sub>2</sub>-Konzentration kommen, das anwesende Lebewesen ersticken können. Dabei spielt auch der Anteil von Begleitstoffen, die sich im CO<sub>2</sub>-Gemisch vorfinden lassen, eine große Rolle. Um dem entgegenzuwirken ist ein Sicherheitsabstand von Pipelines zu Lebensräumen (Siedlung/Wohngebäuden) einzuhalten, der je nach Berechnungsweg stark variiert. In den letzten Jahren gab es daher vermehrt Anstrengungen, einen standardisierten Abstand festzulegen. Als Vergleichswert könnte der Sicherheitsabstand von Erdgas-Pipelines dienen, der zwischen 15 m und 30 m liegt, [Ref. 13].

#### Exkurs: Sicherheitsanforderungen an Erdgasleitungen

Da die Transport-Infrastruktur von Erdgas schon seit Jahrzehnten besteht, weiterentwickelt und intensiv erforscht wird, gibt es deutlich mehr Informationen und definierte Sicherheitsbestimmungen als zu CO<sub>2</sub>-

Pipelines. Um Überlegungen, die Infrastruktur für den CO<sub>2</sub>-Transport nahtlos zu verwenden, in Zukunft Wirklichkeit werden zu lassen, ist eine genauere Betrachtung der Sicherheitsanforderungen von Vorteil.

Auszug der Anforderungen aus dem DVGW-Regelwerk

- **Werkstoffanforderungen**
  - niedriges Streckgrenzenverhältnis
  - ausreichend hohe Bruchdehnung
  - hohe Kerbschlagzähigkeit
  - Wanddicke abhängig von maximalem Betriebsdruck, Werkstoff, Rohrdurchmesser und dem erforderlichen Ausnutzungsfaktor der ertragbaren Spannung
- **Zusätzliche Sicherheitsmaßnahmen**
  - Absperrarmaturen zur Begrenzung von Austrittsmengen im Schadensfall
  - Erdüberdeckung von mind. 80 cm
  - Wasserdruckprüfung vor Inbetriebnahme

Um eine nahtlose und sichere Verwendung zu gewährleisten, müssen die oben genannten Anforderungen für den Transport von CO<sub>2</sub> geprüft und legitimiert werden.

#### 6.9.2.5 Korrosion

Rohrleitung und Tanks bestehen in der Regel aus unlegiertem Stahl. Wenn dieser in Kontakt mit Wasser kommt, findet eine Korrosion statt. Um diesen Prozess zu verhindern, ist es wichtig das Kohlendioxid im trockenen Zustand zu halten. Ein Feuchte von < 10 ppm H<sub>2</sub>O hat sich hier als Grenzwert etabliert.

Problematisch wird es bei einem CO<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetz, wo von mehreren Standorten CO<sub>2</sub> mit unterschiedlicher Zusammensetzung eingespeist wird (open-source oder multi-source), denn es kann zu einer Reaktion zwischen den Verunreinigungen (SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S und O<sub>2</sub>) kommen, sobald unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Ströme aufeinandertreffen, wobei der CO<sub>2</sub>-Strom feucht wird. Zudem kann elementarer Schwefel oder Säuren mit hohen Konzentrationen von Schwefelsäure (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) und Salpetersäure (HNO<sub>3</sub>) entstehen, was bereits bei niedrigen Wasser- und Verunreinigungskonzentrationen (< 100 ppmv) erfolgt.

Um einen sicheren Betrieb ohne Korrosion zu ermöglichen, muss eine Anzahl an möglichen Verunreinigungskombinationen und Betriebsbedingungen (Druck, Temperatur, Strömungsgeschwindigkeiten), die bei Vermischung von verschiedenen CO<sub>2</sub>-Strömen auftreten, zuerst geprüft und ggf. Grenzwerte für die jeweiligen Einspeisungen festgelegt werden.<sup>1</sup> Bei befürchtigtem Auftreten von H<sub>2</sub>S ist daher unbedingt Edelstahl in den Verrohrungen und den Kompressoren zu nutzen.

### 6.9.3 CO<sub>2</sub>-Speicherung

#### 6.9.3.1 Geologische Speicherung

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> ist nicht vollständig gefahrlos. Durch die Einbringung von CO<sub>2</sub> in tiefliegende Gesteinsschichten kann es zu einer Beeinflussung der physikalischen und chemischen Gesteinsbedingungen kommen. Neben der Verdrängung von salinem Formationswasser kann es zudem

zu Hebungen des Deckgebirges kommen. Des Weiteren hat die Injektion von CO<sub>2</sub> einen Einfluss auf die Spannungsgleichgewicht im Gebirge, was zu seismischen Ereignissen führen kann (vgl. dem bei der Öl- und Gasproduktion gewollten Frackens). Eine weitere Problematik sind mögliche Leckagen, die bei Eindringen von CO<sub>2</sub> in oberhalb liegende Grundwasser-Aquifere oder in salines Grundwasser verunreinigt werden. Da CO<sub>2</sub> ein höheres Gewicht als Luft aufweist, kann es zudem bei Leckagen zu Ansammlung und demnach erhöhter CO<sub>2</sub>-Konzentration kommen. Dieses kann besonders in Senken oder geschlossenen Räumen gefährliche Auswirkungen (Verdrängung von Luftsauerstoff, Erstickungsgefahr) auf Lebewesen haben.

### 6.9.3.2 Ozeanspeicherung

Aufgrund der geringen Forschungslage bzw. auch der bei jedem geologischen Speichergestein unterschiedlichen Konstellation können die Risiken für die direkte und indirekte Ozeanspeicherung jeweils nur Annahmen getroffen werden. So könnte der pH-Wert durch eine CO<sub>2</sub> Injektion in die Wassersäule des Ozeans zumindest lokal derart absinken (Wasser wird sauer), so dass ein spürbarer Effekt auf die Ozeanchemie in der Nähe der Injektionsstelle festzustellen ist. Wie stark dabei die Auswirkungen auf das vorhandene Ökosystem sind, ist jedoch noch unklar und Gegenstand umfangreicher Forschung, z.B. [Ref. 16].

### 6.9.4 Fazit

Die Abwägung der Gefahrenpotentiale gestaltet sich vor allem durch die noch geringe Erfahrung mit der CCS-Technik als schwierig. Eines der größten Probleme stellen Leckagen beim Transport durch Boil-Off Gas, der Ladungsübergabe an Leitungskupplungen oder der Speicherung dar. Durch die stringente Durchführung von Risikoanalysen (z.B. HAZID bzw. HAZOP) sowie konsequente Umsetzung der ermittelten Risikominderungsmaßnahmen ist die Minimierung des Risikos in einen akzeptablen Bereich möglich. Weiter zu beobachten und zu erforschen sind mögliche Langzeitauswirkungen auf z. B. naheliegende Ökosysteme.

## 7 Risikoanalyse

Gefahren, die potenziell während des Transports, beim Be- und Entladen, beim Speichern und z. B. durch Leckagen bestehen, müssen, wie der Pipelinetransport und die CO<sub>2</sub>-Speicherung, im Rahmen einer Risikoanalyse (HAZID bzw. HAZOP) vor der Umsetzung bewertet und durch geeignete Maßnahmen gemindert werden, s.a. Kapitel 4 und [Ref. 13]. Da es für CO<sub>2</sub>-Terminals noch keine expliziten Vorschriftenwerke gibt werden HAZID und das spätere HAZOP gemäß ISO/TS 16901:2022 und ISO 17776:2016 durchgeführt, die für Risikoanalysen für LNG-Terminals bzw. Offshore-Installationen der Öl- und Gasindustrie entwickelt wurden.

Im Rahmen von GEOSTOR bzw. dem Teilvorhaben STORTEC erstellt Fichtner ein vorläufiges, vereinfachtes Risk Register als Basis für eine spätere HAZID Studie zusammen. Hierin werden Risiken der Projektumsetzung, technische Risiken und mögliche Umweltauswirkungen (auf die technische Anlage und umgekehrt) aufgelistet und mit initialen Maßnahmen beantwortet. Es gilt hier jedoch zu betonen, dass die Einträge erst nach Durchführung eines Workshops unter Teilnahme relevanter Fachpersonen verifiziert und abgeschlossen werden können. Das Risk Register zeigt somit aktuell nur den Weg auf, den die Risikoanalyse gehen wird, um die mit dem CO<sub>2</sub>-Hub verbundenen Risiken zu erkennen und vertretbar zu halten.

## 8 Literatur und Quellen

- [Ref. 1] Fichtner, Technik für CCS in der Nordsee, Bericht im Teilprojekt STORTEC des Verbundprojektes GEOSTOR
- [Ref. 2] Fichtner, Kosten für CCS in der Nordsee, Bericht im Teilprojekt STORTEC des Verbundprojektes GEOSTOR
- [Ref. 3] CDRmare, Forschungsmission der Deutschen Allianz Meeresforschung (DAM) »Marine Kohlenstoffspeicher als Weg zur Dekarbonisierung«, <https://cdrmare.de/>
- [Ref. 4] Piria, R., Naims, H., & Lorente Lafuente, A. M. (2016). Carbon Capture and Utilization (CCU): Klimapolitische Einordnung und innovationspolitische Bewertung.
- [Ref. 5] Atkins, P. W., & De Paula, J. (2019). Kurzlehrbuch Physikalische Chemie für natur- und ingenieurwissenschaftliche Studiengänge, John Wiley & Sons.
- [Ref. 6] o. V.. Messzelle spart Energie: Einsatz bei der Extraktion von Naturstoffen und Reinigung (2009). Auf <https://www.bionity.com/de/news/105121/messzelle-spart-energie.html> aufgerufen.
- [Ref. 7] Scharnhop, H. (2007). Anwendung der High-Speed Countercurrent Chromatography zur Fraktionierung und Isolierung von Koffeinhaltstoffen. Cuvillier Verlag.
- [Ref. 8] Wells, S. L., & DeSimone, J. M. (2001). Die CO<sub>2</sub>-Technologie: ein wichtiges Instrument für die Lösung von Umweltproblemen. *Angewandte Chemie*, 113(3), 534-544.
- [Ref. 9] Piria, R., Naims, H., & Lorente Lafuente, A. M. (2016). Carbon Capture and Utilization (CCU): Klimapolitische Einordnung und innovationspolitische Bewertung.
- [Ref. 10] FhG-ISI/BGR (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) (2006): Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung. Abschlussbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes (Autoren: Radgen, P., Cremer, C., Warkentin, S., Gerling, P., May, F., Knopf, S.). Dessau
- [Ref. 11] Bhadola, A., Patel, V., Potdar, S., & Mallick, S. (2020). Technology Scouting—Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies. Concawe Group.
- [Ref. 12] Trofaier, N. (2010). Planung, Aufbau und Inbetriebnahme eines - Sprühwaschers zur Kohlendioxid-Abscheidung. AE&E GesmbH & Co. KG
- [Ref. 13] Bundesregierung, Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS-Technologie (2018).
- [Ref. 14] Raufmann, T. (2021), Dieses Unternehmen verwandelt CO<sub>2</sub> in Stein, Handelsblatt. <https://www.handelsblatt.com/technik/thespark/green-tech-dieses-istaendische-unternehmen-verwandelt-co2-in-stein/27147650.html?ticket=ST-8964423-izwKOHjo64SIWgqXYTNg-ap6>
- [Ref. 15] C. Bergins, K.-C. Tran et.al, POWER-GEN Europe 2015, Amsterdam, 9-11 June 2015, Power to Methanol Solutions, MITSUBISHI HITACHI POWER SYSTEMS EUROPE, CARBON RECYCLING INTERNATIONAL

- [Ref. 16] Grünwald, R. (2007). CO<sub>2</sub>-Abscheidung und - Lagerung bei Kraftwerken. TAB, Berlin.
- [Ref. 17] National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine 2021. A Research Strategy for Ocean-based Carbon Dioxide Removal and Sequestration. Washington, DC: The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/26278>.
- [Ref. 18] Suchplattform Enargus, Projektträger Forschungszentrum Jülich GmbH. [www.enargus.de](http://www.enargus.de)
- [Ref. 19] Ide, T., Friedmann, S.J., Herzog, H. (2006): »CO<sub>2</sub> Leakage through Existing Wells: Current Technology and Regulations«. Presented at the 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, [http://sequestration.mit.edu/pdf/GHGT8\\_Ide.pdf](http://sequestration.mit.edu/pdf/GHGT8_Ide.pdf)
- [Ref. 20] Webseite der Bundesregierung, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/co2-bepreisung-1673008>
- [Ref. 21] GESTIS Stoffdatenbank, <https://gestis.dguv.de/>
- [Ref. 22] equinor, Subsea Field Snøhvit, [Snøhvit - equinor.com](http://Snøhvit - equinor.com)
- [Ref. 23] Shell, Ormen lange, <https://www.shell.com/about-us/major-projects/ormen-lange.html>
- [Ref. 24] Aker Solutions, Subsea Compression Systems, <https://www.akersolutions.com/what-we-do/subsea-production-systems-and-lifecycle-services/subsea-compression-systems/#:~:text=Subsea%20compression%20has%20a%20long%20list%20of%20merits%3A,cost%20of%20building%20and%20operating%20an%20offshore%20platform>
- [Ref. 25] Krohne Group, Custody transfer metering systems for gases, <https://krohne.com/en/solutions/flow-metering-solutions/metering-systems/custody-transfer-metering-systems-gases/>
- [Ref. 26] Endress+Hauser, Flow measurements for liquids, gases and steam, <https://www.de.endress.com/en/field-instruments-overview/flow-measurement-product-overview>
- [Ref. 27] Thyson Technology, Fiscal Metering, <https://www.thyson.com/solutions/fiscal-metering/>
- [Ref. 28] Garo, Offshore Gas Compressors and Compression Packages, <https://www.gardnerdenver.com/en-de/garo/applications/offshore-gas-compressors>
- [Ref. 29] Fichtner interne Quelle
- [Ref. 30] Nimtz, M. (2016). Modellierung des Pipelinetransportes von CO<sub>2</sub>-reichen Fluiden. Dissertation. Dresden.
- [Ref. 31] Neele, F., Haugen, H. A., Skagestad, R.: Ship transport of CO<sub>2</sub> - breaking the CO<sub>2</sub>-EOR deadlock. Energy Procedia 63, 2638-2644 (2014)
- [Ref. 32] IPCC, Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H. C., Loos, M. and Meyer, L. A. (Ed.): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. Cambridge, United Kingdom and New York, USA (2005)

- [Ref. 33] NORCE, Subsea gas energy and quality measurement using ultrasonic flow meters, <https://www.norceresearch.no/en/projects/subsea-gas-energy-and-quality-measurement-using-ultrasonic-flow-meters>
- [Ref. 34] European Zero Emissions Technology & Innovation Platform, <https://zeroemissionsplatform.eu/>
- [Ref. 35] Global CCS Institute analysis of its CO2RE database. CO2RE Facilities Database. Global CCS Institute. <https://co2re.co/FacilityData> (9 October 2019, date last accessed).
- [Ref. 36] Zapanti A, Townsend A, Rassool D. Policy Priorities to Incentivise Large Scale Deployment of CCS. The Global CCS Institute. 2019. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/04/TL-Report-Policy-priorities-to-incentivise-the-large-scale-deployment-of-CCS-digital-final-2019-1.pdf> (7 October 2019, date last accessed).
- [Ref. 37] Spiegel online, <https://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/killer-seen-lautloser-tod-aus-der-tiefe-a-540201.html>, zuletzt gesichtet am 09.12.2021
- [Ref. 38] SINTEF, Building Nordic Excellence in CCS, NORDICCS-The Nordic CCS Competence Centre, ISSN 1504-8640, 2016, Oslo, Norwegen
- [Ref. 39] Scottish Carbon Capture & Storage (SCCS), <https://www.sccs.org.uk/>, Scottish CO2 Hub - A unique opportunity for the UK, 2016, Edinburgh, Schottland
- [Ref. 40] Bremenports, Bremerhaven port as a maritime test field for hydrogen technologies, presentation at Hydrogen and CCS 2021 Expo, Bremen
- [Ref. 41] Port of Antwerp, Antwerp@C CCUS Project, presentation at Hydrogen and CCS 2021 Expo, Bremen
- [Ref. 42] R. Chauvy, N. Meunier, D. Thomas, G. De Weireld, Appl. Energy 2019, 236, 662.
- [Ref. 43] S. Inoue, H. Koinuma, T. Tsuruta, J. Polym. Sci. Part B Polym. Lett. 1969, 7, 287.
- [Ref. 44] International Energy Agency (IEA), Carbon capture, utilisation and storage - Fuels & Technologies - IEA
- [Ref. 45] YARA Birkeland, batteriebetriebenes Schiff, [Meet the world's first electric autonomous container ship - Electrek](#)
- [Ref. 46] Emil Yde Aasen, Northern Lights, A European CO2 transport and storage network, presentation at Baltic Carbon Forum 2019, [Northern Lights Project \(bcforum.net\)](#)
- [Ref. 47] CCUS Projects Network, <https://www.ccusnetwork.eu/>
- [Ref. 48] Fichtner, Statista Report on Carbon Capture and Storage worldwide, 13-09-2023
- [Ref. 49] [CO2 Transport and Storage - Energy System - IEA](#)