

Kapitel 4

Übersicht über die CCS-Prozesskette

Die CO₂-Abtrennung und Speicherung knüpft aufgrund der mit ihr verbundenen hohen Kosten und infrastrukturellen Aufwendungen zwangsläufig primär an einer zentralisierten Großkraftwerksstruktur an. CO₂ kann im Prinzip aus allen Punktquellen, d.h. vor allem aus Kraftwerken oder Industriebetrieben, abgetrennt werden. Mit der Stromerzeugung, die einen Anteil von etwa einem Drittel an den weltweiten CO₂-Emissionen einnimmt, ist hierdurch die größte Quelle erfasst. Zumindest prinzipiell kann CO₂ auch direkt aus der Atmosphäre herausgefiltert werden, was hier nur am Rande betrachtet wird. Praxisrelevante Verfahren stehen für die Vielzahl kleinerer Emittenten (z.B. Kraftfahrzeuge¹) bisher nicht zur Verfügung.

Die Einbeziehung von CCS in dezentrale Strukturen ist zumindest indirekt über die Verknüpfung mit dem Einstieg in eine Wasserstoffenergiewirtschaft möglich. Der Wasserstoff würde dabei zentral hergestellt und mit CO₂-Abtrennung verbunden (z.B. bei der Kohlevergasung oder Erdgas-Dampfreformierung). Über neu zu errichtende Rohrleitungssysteme² verteilt, könnte er dann dezentral beispielsweise zur Strom- und/oder Wärmebereitstellung oder in mobilen Energieverbrauchern Anwendung finden. Auf der einen Seite würde hierdurch die Prozesskette ausgeweitet und damit zusätzliche Energieverluste induziert. Andererseits ermöglichen gerade (reine) Wasserstoffanwendungen hohe Umsetzungswirkungsgrade, z.B. in Brennstoffzellenanlagen. Neben der Anwendung von CCS im Bereich der Stromerzeugung bleibt demnach zu prüfen, inwieweit und in welchen Applikationen und Zeiträumen der Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft über CCS sinnvoll ist und zu einer vertretbaren Energiebilanz führt.

Die CCS-Prozesskette umfasst verschiedene Schritte von der CO₂-Abtrennung über die Phasenumwandlung des abgetrennten CO₂, den Transport bis hin zur dauerhaften Speicherung. Für die Wiedergabe einer vollständig abgebildeten Prozesskette sind prinzipiell Differenzierungen nach folgenden Aspekten notwendig:

- Art der Brennstoffe (im Wesentlichen Erdgas/Kohle)

1 Die Abtrennung im Fahrzeug selber ist schon vor dem Hintergrund des mehr als drei mal so hohen Gewichtes des Verbrennungsrückstandes CO₂ im Vergleich zum Kohlenstoff im Mineralöl problematisch und wirkt sich zwangsläufig deutlich negativ auf die Energiebilanz aus.

2 Gegebenenfalls könnten dabei bestehende Trassen (z.B. des Erdgasnetzes) genutzt bzw. ausgebaut werden.

- Ort der Abscheidung (Pre-/Post Combustion)
- Art der Stromerzeugungsanlage (Dampfturbinen (DT)/ Gasturbinen (GT)/Gas- und Dampfturbinen (GuD)/ Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle: IGCC)/Brennstoffzellen (BZ)/Kombiprozesse und Hybridvarianten/neue Kreisprozesse und Verfahren etc.)
- Art der Abscheidetechnik (z.B. chemische Absorption, physikalische Absorption, Membrantrennverfahren, Adsorption an Festkörpern, Tieftemperaturverfahren)
- Art des Transportes (z.B. Pipeline, Binnenschiff bzw. flüssig, fest, gasförmig) und
- Art der Einspeicherung (z.B. geologisch, maritim etc.).

Allein die Differenzierung in dem ersten Prozessschritt, der CO₂-Abspaltung, nach verschiedenen Kraftwerkstechnologien (Abbildung 4-1) und nach verschiedenen CO₂-Abscheidungsverfahren (Abbildung 4-2) macht deutlich, wie komplex die gesamte CCS-Prozesskette ist.

Die Abbildung 4-3 fokussiert die Möglichkeiten der Abtrennung und Speicherung auf die derzeit in der Diskussion befindlichen Optionen, zunächst ungeachtet der Tatsache, wie deren Umsetzung zu beurteilen ist, welche Hindernisse zu erwarten sind und welche Restriktionen (inkl. ökologischer Auswirkungen) ihnen entgegen stehen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die einzelnen Teile der Stoffstromketten detaillierter dargestellt und diskutiert. Dies umfasst u. a. auch eine Analyse der Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten, die mit der CO₂-Abtrennung und Speicherung verbunden sind. Dabei werden – im Sinne einer Relevanzanalyse - diejenigen Optionen herausgearbeitet, deren Umsetzungschancen aus heutiger Sicht besonders groß sind bzw. bei denen am ehesten eine Markteinführung zu erwarten ist. Die Analyse greift dabei zurück auf Studien und Berichte von BMWA (BMA 2003), ECOFYS (ECOFYS 2004), Germanwatch (Germanwatch 2004), IEA (Gielen 2003, IEA 2003, 2004), IPCC (IPCC 2002, 2005) und WGBU (Ploetz 2003, WGBU 2003) und ergänzt diese durch eigene Erfahrungen.

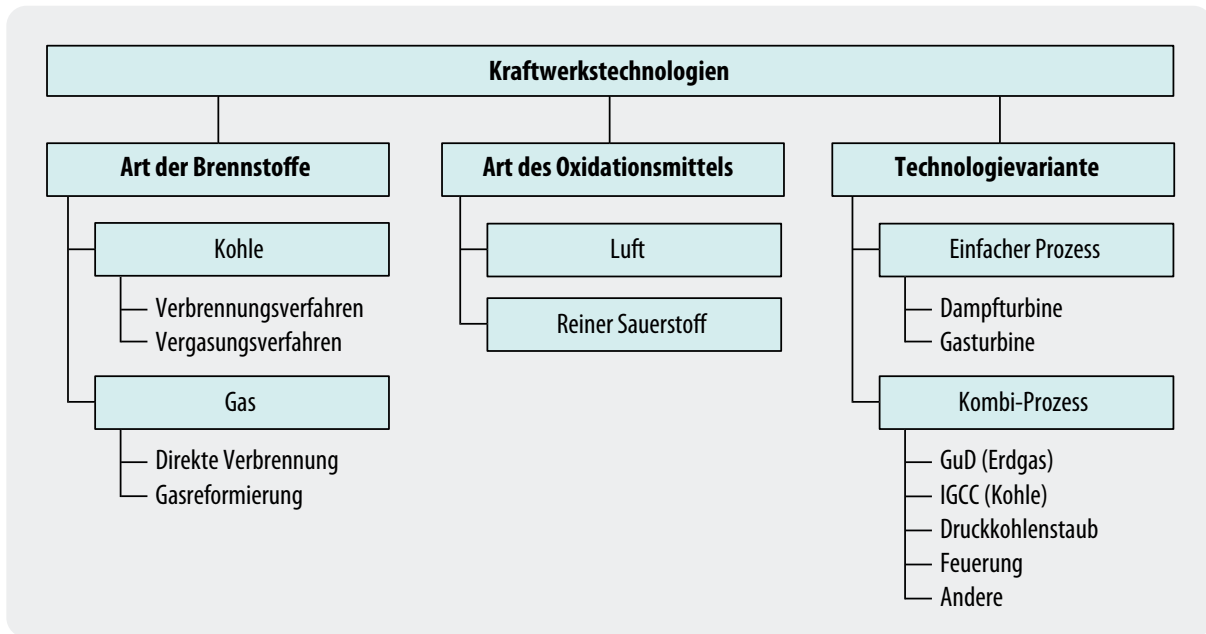


Abbildung 4-1: Gliederung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien nach Technologievarianten und Art der Brennstoffe bzw. Oxidationsmittel

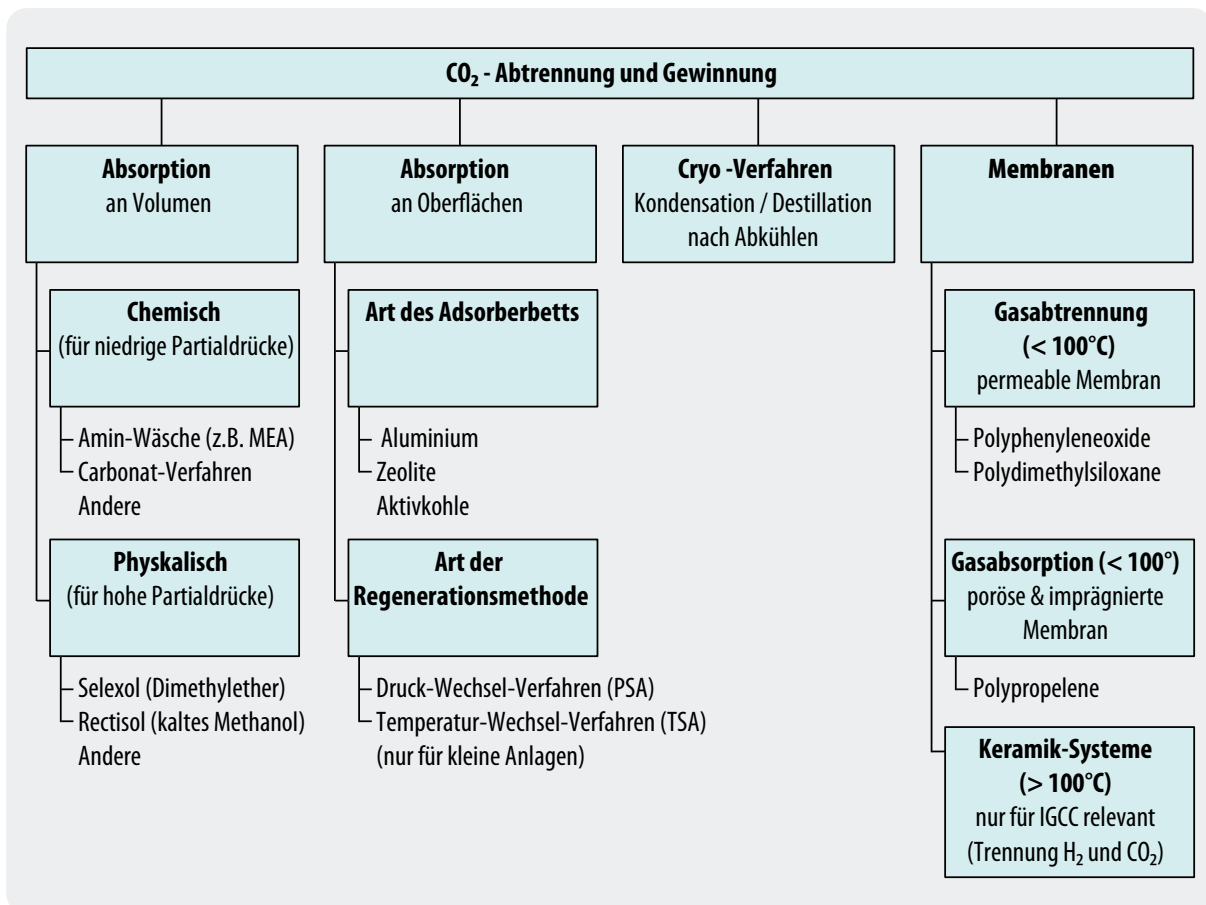


Abbildung 4-2: Gliederung der CO₂-Abscheideoptionen mittels physikalischer, chemischer bzw. Membran-Verfahren

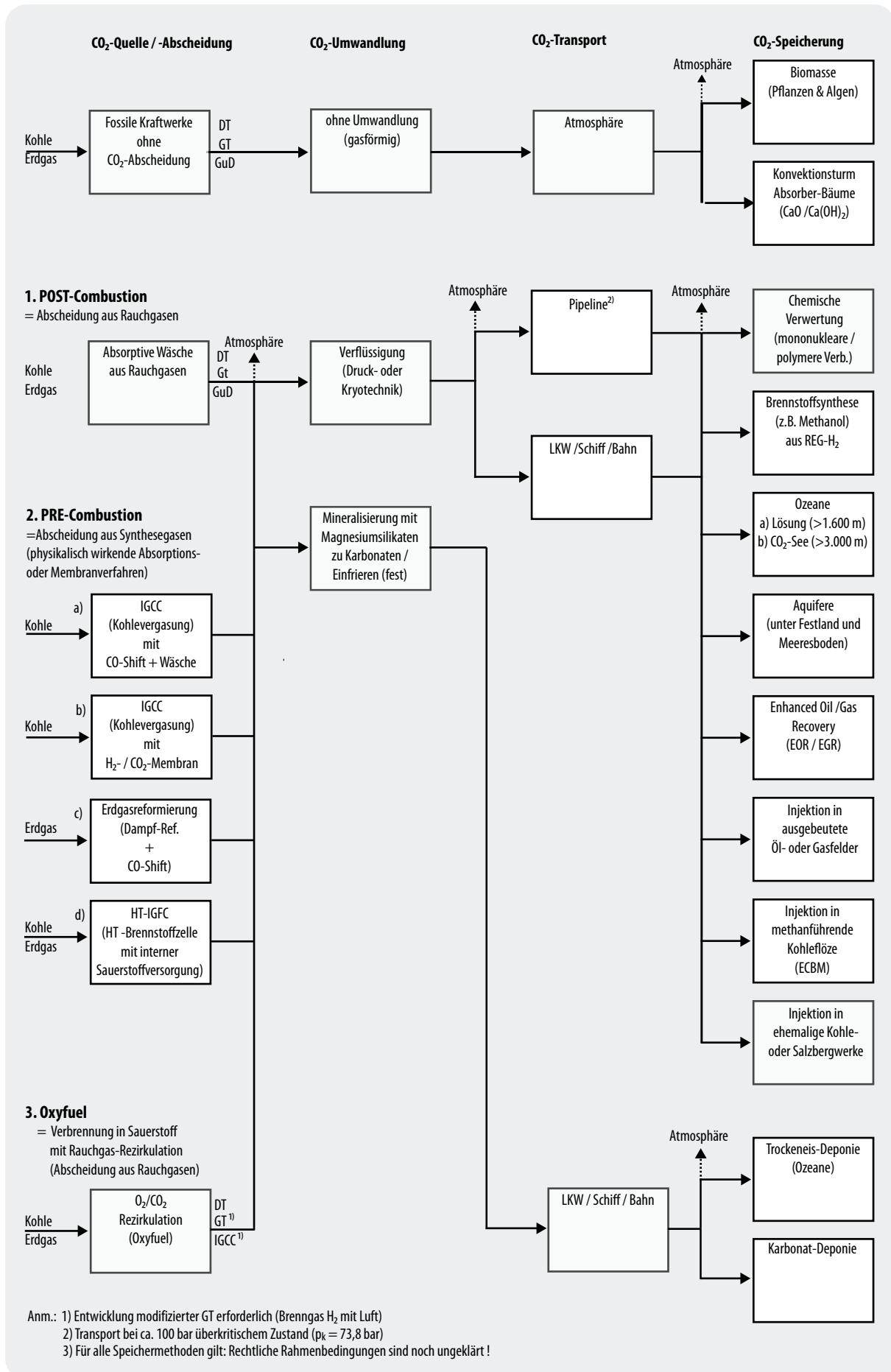


Abbildung 4-3: Prozesskette von der CO₂-Abtrennung bis zur Deponierung

Kapitel 5

Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung

In diesem Kapitel wird der Entwicklungsstand von Kraftwerkskonzepten mit CO₂-Abtrennung (Neubau und Nachrüstung) in kurz-, mittel- und langfristiger Perspektive beleuchtet. Für den Bereich der Wasserstoffbereitstellung mit integrierter CO₂-Abscheidung werden verschiedene Konzepte und Verfahren erläutert. Sowohl für die Strom- als auch für die H₂-Produktion werden die Kostensenkungspotenziale (Lernkurven) abgeschätzt. Abschließend wird untersucht, welche der betrachteten Technologien für Deutschland zukünftig relevant sein könnten.

5.1 Entwicklungsstand von Kraftwerkskonzepten mit CO₂-Abtrennung

Der Entwicklungsstand von Maßnahmen und Zielen zur CO₂-Abtrennung im Kraftwerksbereich bzw. die aus heutiger Sicht erwartete Realisierung in neuen Kraftwerkskonzepten sind in Abbildung 5-1 über der Zeitachse skizziert. Bei den **kurz- bis mittelfristigen** Optionen lassen sich die Maßnahmen im Wesentlichen den folgenden Bereichen zuordnen:

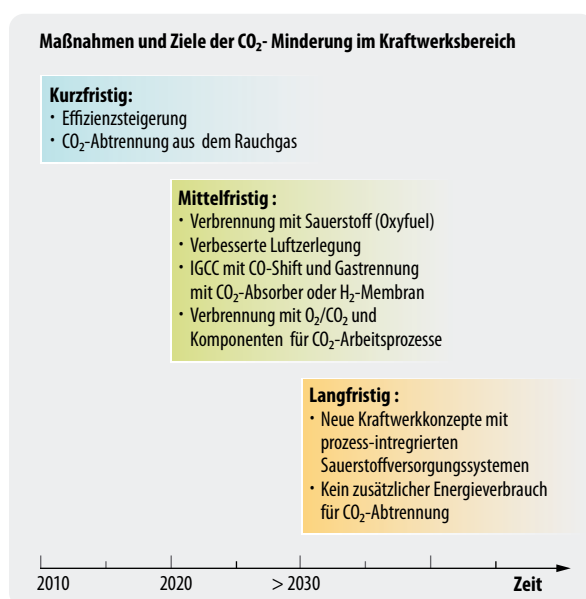


Abbildung 5-1: Maßnahmen und Ziele der CO₂-Minderung im Kraftwerksbereich

- **Post Combustion** (Abtrennung nach Verbrennung),
- **Pre Combustion** (Abtrennung vor Verbrennung) und
- **Oxyfuel** (Verbrennung in Sauerstoff).

Als **langfristige** Optionen sind Kraftwerkskonzepte angedacht, die z.B. neue Verbrennungsprozesse wie Chemical Looping Combustion (CLC) oder Hochtemperaturbrennstoffzellen (MCFC und SOFC) zur Energiewandlung einsetzen.

Auf die wesentlichen Verfahren wird im Folgenden im Überblick eingegangen. Dabei wird der heutige Anwendungsstand skizziert und die Entwicklungsperspektiven aufgezeigt.

5.1.1 Kurz- bis mittelfristige Optionen

Es gibt wie bereits angedeutet eine Vielzahl von CO₂-Abscheidungsverfahren, die sich bezüglich ihres Entwicklungsstandes auf unterschiedlichen Niveaus befinden. Die kurz- und mittelfristig aussichtsreichsten Verfahren (Zeithorizont: 2020 bis 2030) werden im Folgenden näher beschrieben.

CO₂-Abtrennung *nach* der Verbrennung (Rauchgas-Dekarbonisierung/Post Combustion)

Bei diesem Verfahren wird das CO₂ aus dem Rauchgas eines Kraftwerks abgeschieden. Da die Konzentration des CO₂ im Rauchgas relativ gering ist (brennstoffabhängig 3–15 Prozent), muss ein großes Volumen an Gas behandelt werden. Durch den Einsatz von großen Mengen an Chemikalien und Energie erhöhen sich die Kosten entsprechend und die Wirkungsgradbilanz verschlechtert sich.

Die ungünstigsten Verhältnisse ergeben sich beim Einsatz von CO₂-Wäschen in konventionellen Kohlekraftwerken. Bei der Nachrüstung von Kohlekraftwerken muss mit Wirkungsgradeinbußen zwischen 8 und 14 Prozent, mit einer Erhöhung des Brennstoffverbrauchs von 10–35 Prozent und zusätzlichen Investitionskosten von 30–150 Prozent gerechnet werden. In erdgasbefeuerten Kraftwerken stellt sich die Situation (aufgrund geringerer spezifischer CO₂ Emissionen gegenüber Kohle) etwas günstiger dar. Die verwendeten Waschlösungen sind gegenüber Rauchgasverunreinigungen, wie z.B. Schwefelverbindungen (SO_x), Stick-

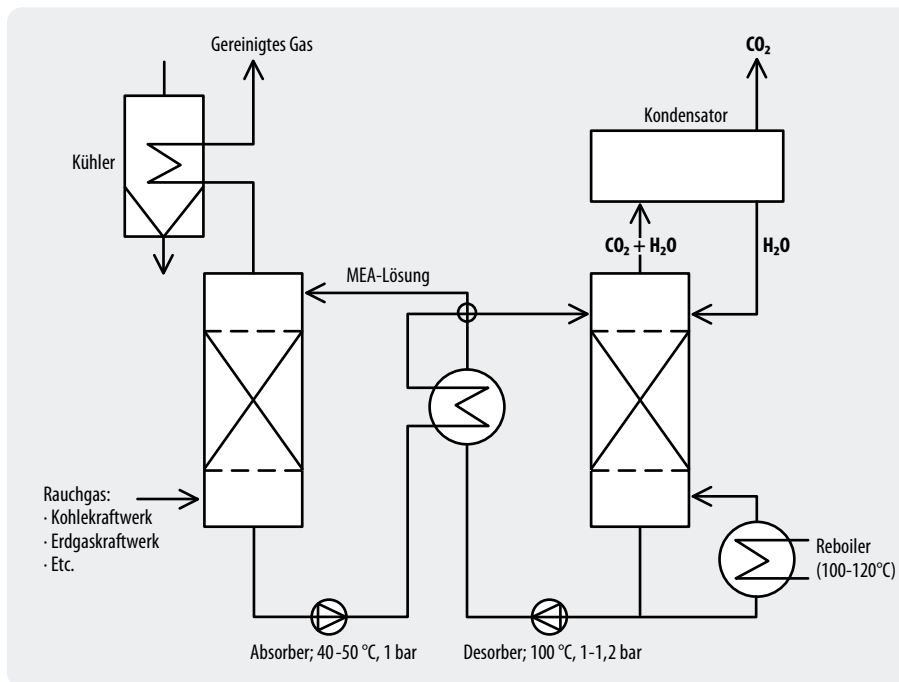


Abbildung 5-2:
Rauchgasentkarbonisierung
mittels Aminwäsche

stoffverbindungen ($\text{NO}_x > 10$ ppmv), Staub, Sauerstoff (wenn $> 1,5$ Vol. %), etc. empfindlich. Folglich muss das zu behandelnde Gas vor der CO₂-Abscheidung gereinigt werden. Die meisten Lösungsmittel unterliegen einer zeitlichen Degradation, die zu Verlusten und damit verbundenen Umweltproblemen führt. Entwicklungspotenzial sieht man vor allem in der Bereitstellung von stabilisierten Waschflüssigkeiten mit reduzierter Korrosivität und in der Entwicklung von korrosionsbeständigen Werkstoffen.

Waschverfahren sind de facto die einzige Möglichkeit zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke ohne Eingriff in den bestehenden Prozess. Zudem ist die Abtrennung von CO₂ aus Rauchgasen heute schon – wenngleich auch noch nicht in kraftwerksseitigen Größenordnungen – praktizierter Bestandteil der chemischen Verfahrenstechnik.

Für die Abtrennung des CO₂ existieren mehr als elf unterschiedliche Technologierouten (BMWA 2003). Ein kurzfristig verfügbares Verfahren ist die Amin-Wäsche, die ähnlich der Rauchgaswäsche bei der Entschwefelung arbeitet. Des Weiteren befinden sich Membranverfahren (polymerbasierte, keramische oder metallbasierte Membranen) in Entwicklung, denen mittel- bis langfristig ein Potenzial zur Kostensenkung bei der CO₂-Abtrennung zugeschrieben wird.

Die Amin-Wäsche ist eines der verfügbaren, gängigen Verfahren und weist Ähnlichkeiten mit der Rauchgas-Entschwefelung auf. Monoethanolamin (MEA, 30 Vol. %-Lösung im Wasser) und Methyl-Diethanolamin (MDEA, 40 Vol. %-Lösung im Wasser aktiviert mit Piperazin) gehören zu den bevorzugt eingesetzten Amin-Lösungen. MEA ist eine relativ starke Base mit hoher Aktivität für die CO₂-Absorption und wird des-

halb bei niedrigeren CO₂-Konzentrationen oder wenn ein hoher Abscheidegrad erwünscht ist, eingesetzt. Durch die hohe Basizität bindet MEA CO₂ sehr stark, eine Regeneration der Lösung ist mit einem hohen Energieeinsatz verbunden. MDEA dagegen ist eine schwächere Base, hat eine hohe Kapazität und wird vorwiegend bei hohen CO₂-Gehalten eingesetzt. Für hohe Abscheidegrade ist diese Lösung nicht geeignet. Die Aminwäsche zur Rauchgasdekarbonisierung kann sowohl bei kohlebefeuerten als auch bei erdgasbefeuerten Kraftwerken eingesetzt werden.

Das Fließbild einer MEA-Anlage ist in Abbildung 5-2 dargestellt. Die Absorption findet bei ca. 40–50 °C, 1 bar statt, die Desorption bei 100 °C, 1–1,2 bar. Aminlösungen sind bis 100–120 °C stabil. Die Hauptbestandteile einer typischen MEA-Anlage sind die Absorptions- und die Desorptionssäulen.

Aufgrund der Korrosivität von Aminlösungen bestehen die Anlagen vorwiegend aus hochwertigen Edelstählen, wie z.B. 14571 oder 14301. Sofern im Abgas kein Sauerstoff vorhanden ist, können auch kohlenstoffhaltige Stähle eingesetzt werden. Die heutigen Anlagekapazitäten reichen von 6 bis ca. 1000 t_{CO2}/d (Chapel 1999). Anlagen mit Kapazitäten von 4 500 t_{CO2}/d können aber wohl ohne Probleme gebaut werden (Chapel 1999). Die Auslegung der Anlage ist im Wesentlichen durch das zu behandelnde Rauchgasvolumen und den CO₂-Partialdruck bestimmt. Für ein typisches Kohlekraftwerk (1000 MW) mit einem Rauchgasvolumen von ca. 2 Mio. Nm³/h bzw. rund 13 200 t_{CO2}/d müsste die Amin-Wäsche damit um Faktor 3 größer sein. Das Prinzipbild eines Kohlekraftwerks ist in Abbildung 5-3 dargestellt. Die für die CO₂-Abtrennung erforderlichen zusätzlichen Prozessschritte sind in der Abbildung grau gekennzeichnet.

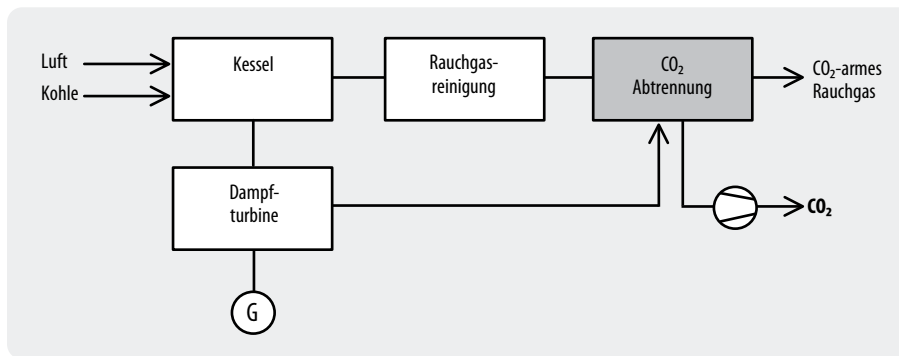


Abbildung 5-3:
Kohlestaubbefeuetes Kraftwerk
mit CO₂-Wäsche

Für die CO₂-Abscheidung im Rauchgas aus erdgasbefeueten Kraftwerken ergibt sich ein mit Abbildung 5-3 identisches Prinzipbild. Die spezifische CO₂-Menge pro kWh ist jedoch kleiner als bei Kohlekraftwerken, wodurch sich der zusätzliche, spezifische Aufwand zur CO₂-Abtrennung je kWh verringert¹. Die negativen Auswirkungen auf den elektrischen Wirkungsgrad und die Kosten sind daher bei einer CO₂-Abtrennung aus Erdgaskraftwerken geringer als bei Kohlekraftwerken.

Die Zusatzkosten und Effizienzeinbußen in den Kraftwerken sind bei der Anwendung dieser CO₂-Abtrenntechnik erheblich, so dass ein breiter Einsatz in der Zukunft (jenseits der Nachrüstung) eher wenig wahrscheinlich erscheint. Andererseits stellt die Rauchgaswäsche das einzige heute bereits anwendbare Verfahren der CO₂-Abtrennung dar. In wie weit die Nachrüstung zur Anwendung kommt, ist von mehreren Faktoren, wie z.B. von der zeitlichen Entwicklung der Klimaschutzzvorgaben und den damit verbundenen Anreizsystemen zur CO₂-Einsparung, der Kostenstruktur anderer Klimaschutzstrategien sowie der Weiterentwicklung anderer CO₂-Abtrennverfahren abhängig.

CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung (Brenngas-De karbonisierung/Pre Combustion)

Alternativ zur Rauchgaswäsche finden derzeit weitere Methoden zunehmend Beachtung. Plakativ kann man von einer „Wasserstoff-“ und einer „Sauerstofflösung“ sprechen. Bei der im Folgenden beschriebenen Wasserstofflösung, handelt es sich um eine CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung. Mittels Vergasung und Dampfreformierung wird der Festbrennstoff Kohle dabei zunächst in ein Gas, das im Wesentlichen aus H₂, CO und CO₂ besteht, konvertiert. Dieses so genannte Synthesegas kann auch direkt aus Dampfreformierung von Erdgas erzeugt werden. In einem Shift-Reaktor wird das CO mit Wasserdampf zu CO₂ und zusätzlichem Wasserstoff umgewandelt. Danach wird das CO₂ abgetrennt, und es steht ein wasserstoffreiches Gas für die Verbrennung zur Verfügung. Dabei werden Vergasung und Reformierung üblicherweise unter Druck (30–60

bar) durchgeführt, wobei ein Gas mit hohem CO₂-Partialdruck entsteht. Dies ermöglicht die Abtrennung des CO₂ aus dem H₂/CO₂-Gemisch mittels einer physikalischen Wäsche (Stand der Technik), die wesentlich weniger energieaufwändig ist, als eine Aminwäsche. Zukünftig kommt auch die Membrantechnik zur CO₂-Abtrennung in Frage (Wasserstoffmembranen), deren Vorteil in einer weiteren Reduzierung des Energieverbrauchs zu sehen ist. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Brenngasdekarbonisierung ist, dass die Kombination Vergasung(Reformierung)/CO₂-Abtrennung den Weg für eine Wasserstoffwirtschaft öffnet. Neben der Verstromung kann der erzeugte Wasserstoff oder das Synthesegas anderen Anwendungen, z.B. der Methanolsynthese (Co-Produktion), zugeführt werden. Die Kohlevergasung wird bereits in einigen GuD-Kraftwerken (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle) ohne CO₂-Abtrennung angewandt. Das Synthesegas wird dort direkt in einer Gasturbine verstromt. Der gleiche Prozess kann mit einer zusätzlichen Reformierungsstufe auch bei erdgasbetriebenen Kombikraftwerken (NGCC, Natural Gas Combined Cycle) realisiert werden. IGCC mit Sauerstoffvergasung bietet einen günstigeren Weg der CO₂-Abtrennung als die Rauchgas-De karbonisierung. Die Vorteile dieser Prozessketten liegen eindeutig bei geringeren Kosten und höheren Kraftwerkswirkungsgraden. Die Nachteile sind in der mangelnden Verfügbarkeit der IGCC-Kraftwerkstechnik für den Einsatz als stromerzeugende Anlage zu sehen. Für einzelne Komponenten wie z.B. der Wasserstoffturbinen besteht noch zusätzlicher Entwicklungsbedarf. Die ganze Prozesskette IGCC oder NGCC mit CO₂-Abtrennung muss noch im realen Kraftwerksmaßstab demonstriert werden. In Abbildung 5-4 ist ein IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung (physikalische Rectisol-Wäsche) skizziert und Abbildung 5-5 stellt die CO-Shiftstufe dar.

Der druckaufgeladene IGCC-Prozess reduziert den zu behandelnden Volumenstrom und erhöht den CO₂-Partialdruck. Beide Effekte vereinfachen die CO₂-Abtrennung (da physikalische Wäsche oder Membrantechnik eingesetzt werden können) und mindern die Nachteile der drucklosen Abtrennungsprozesse wie z.B. der Aminwäsche.

Alternativ zur CO₂-Abtrennung kann auch der Wasserstoff aus dem Gasgemisch (H₂/CO₂) abgetrennt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Molekülgrößen

¹ Auf die CO₂-Emissionen bezogen, ergibt sich allerdings ein genau umgekehrtes Bild, da sich die Kosten des zusätzlichen apparativen Aufwandes auf einen geringeren CO₂-Volumenstrom beziehen.

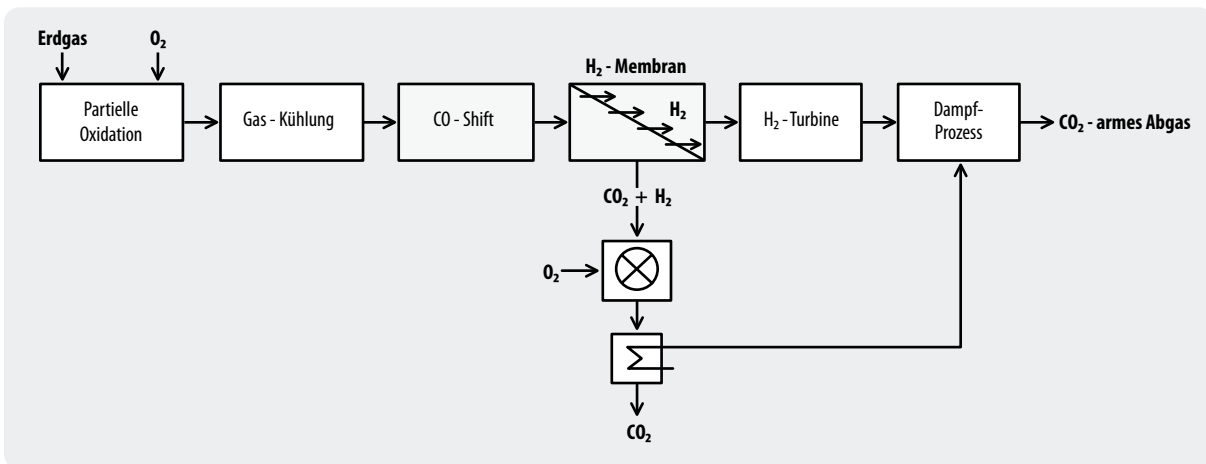
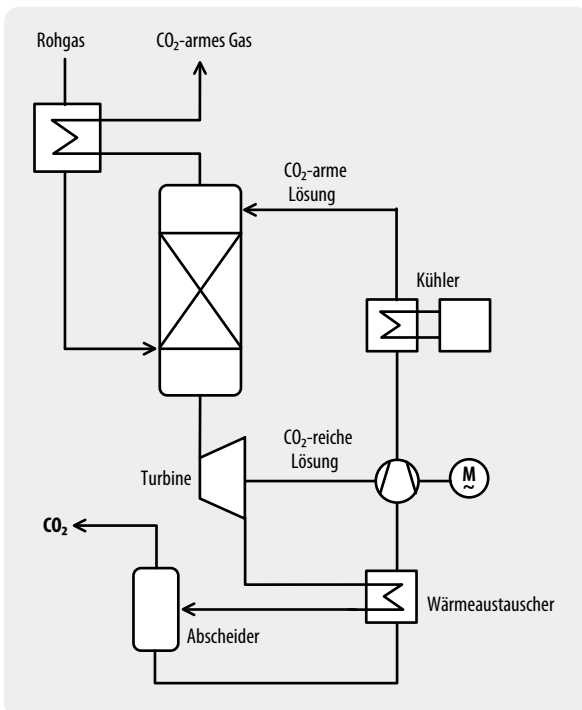
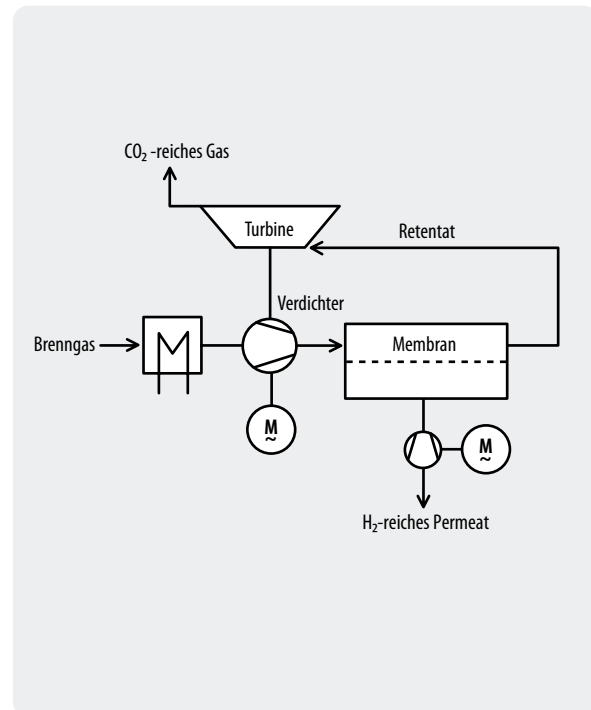
Abbildung 5-6: NGCC-Kraftwerk mit H₂-Abtrennung durch Membran und Nachverbrennung des Retentats

Abbildung 5-7: Physikalische Wäsche

Abbildung 5-8: CO₂-Anreicherung mit Membrantechnik

Die Membrantechnik ist apparativ gesehen sehr einfach und hat eine kompakte Bauweise.

Oxyfuel-Verfahren (Sauerstofflösung)

Die Kraftwerkstechnik zur Verbrennung in Sauerstoff ist eine andere Möglichkeit, die CO₂-Abtrennung einfacher zu gestalten (die „Sauerstofflösung“). Anstatt mit Luft erfolgt die Verbrennung der Brennstoffe mit reinem Sauerstoff, so dass daraus ein weit geringeres (da stickstofffreies) Abgasvolumen resultiert. Die Rauchgase enthalten im Wesentlichen CO₂ (ca. 80 Vol. %) und Wasserdampf. Durch anschließendes Auskondensieren des Wasserdampfes kann der CO₂-Strom ohne zusätzlichen technischen Aufwand der Speicherung

zugeführt werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass durch die Verbrennung im reinen Sauerstoff keine Stickoxide entstehen und somit die aufwändigen Entstickungsanlagen entfielen. Nachteilig ist der hohe Energieaufwand zur Herstellung des Sauerstoffs. Bevor dieses Verfahren zur CO₂-Sequestrierung großtechnisch genutzt werden kann, sind insbesondere im Bereich der O₂-Erzeugungsverfahren signifikante Verbesserungen notwendig. Intensive Forschungen bestehen derzeit hinsichtlich der Entwicklung von Membrantrenntechnologien. Das Verbrennen im Sauerstoff kann prinzipiell bei allen Kraftwerkstypen eingesetzt werden. Es ist auch eine Nachrüstung möglich, allerdings ist der Aufwand hierfür sehr hoch einzustufen, da eine Luftzerlegungsanlage und eine Rauchgasrezirkulation zur Regulierung der Feuerraumtemperatur erforderlich ist.

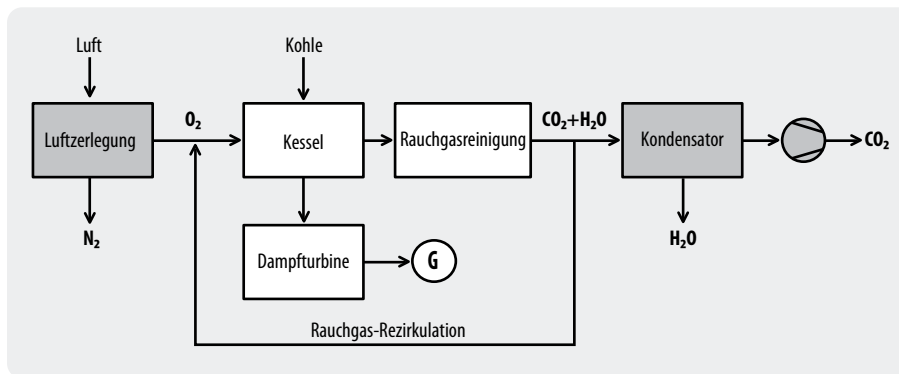


Abbildung 5-9:
Das Oxyfuel-Verfahren
(Verbrennung in reinem
Sauerstoff)

Am einfachsten kann das Verfahren in Kraftwerken mit Dampfkessel eingesetzt werden. Eine Prinzipdarstellung des Oxyfuel-Verfahrens mit einem Dampfkessel ist in Abbildung 5-9 zu sehen. Nach der Verbrennung und Gasreinigung besteht die eigentliche CO₂-Abscheidung lediglich aus einem Kondensator zur Wasserabscheidung und einem Verdichter, um das CO₂ für Transport und Lagerung zu verdichten.

Für den Erdgaseinsatz besteht neben der Sauerstoffbereitstellung auch bei den einzusetzenden Turbinen weiterer Entwicklungsbedarf. Bei der Sauerstoffherstellung könnten die Hochtemperaturmembranen eine Optimierung darstellen, der Energieaufwand lässt sich damit drastisch reduzieren. Diese speziellen Membranen mit Ionen- und Elektronenleitfähigkeit sind noch nicht Stand der Technik. Insgesamt muss das Oxyfuel-Verfahren noch die üblichen Entwicklungsphasen vom Technikum über die Pilot- bis zur Demonstrationsanlage durchlaufen und wird deshalb die kommerzielle Verfügbarkeit erst mittel- oder langfristig erreichen können.

Fazit zu den CO₂-Abtrenntechnologien (kurz- bis mittelfristige Optionen)

- Die Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen (**Abtrennung nach der Verbrennung – Post Combustion**) konventioneller Kraftwerke führt zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten, bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich und reduziert substantiell den Kraftwerkswirkungsgrad (vgl. dazu im Detail Kapitel 10 und 12). Die Technik ist heute verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab. Auf Dauer wird sich diese Technik wahrscheinlich nicht durchsetzen können, wenn es nicht kurzfristig zu einer deutlichen Verschärfung der Klimaschutzvorgaben kommt und damit hinreichend Entwicklungszeit für andere Verfahren bleibt.
- CO₂-Abtrennung **vor der Verbrennung (Pre Combustion)** in IGCC und NGCC Kraftwerken ist im Vergleich zur CO₂-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Hier ist die

großtechnische Demonstration der nächste Schritt. Die IGCC-Technik ohne CO₂-Abtrennung ist mittlerweile in einigen Anlagen erprobt. Zur Implementierung der CO₂-Abtrennung besteht Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf hinsichtlich der Verfügbarkeit von Einzelkomponenten (z.B. Wasserstoffturbine). Mit dem Bau eines IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung im Kraftwerksmaßstab (450 MW_{el} Brutto/360 MW_{el} Netto) bis zum Jahr 2014 will RWE Power den Einstieg in diese Technologie vollziehen.

- Das **Oxyfuel-Verfahren** bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO₂-Abtrennung hinsichtlich der erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch der resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet.
- Das Energieunternehmen Vattenfall baut am Standort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg die weltweit erste Pilotanlage für die Braunkohleverbrennung nach dem Oxyfuel-Verfahren. Die Vattenfall-Pilotanlage mit einer Leistung von 30 MW (thermisch) wird zu Forschungs- und Entwicklungszwecken eingesetzt mit dem Ziel, die neue Technologie zur Marktreife zu führen. Sie soll nach einer etwa dreijährigen Bauzeit 2008 in Betrieb gehen. Das CO₂ wird zunächst nicht gespeichert – entsprechende Konzepte (z. B. Transportoptionen) werden aber untersucht.
- Die Firma TOTAL hat angekündigt, im November 2008 ein Pilotprojekt in einer GuD-Anlage in Lacq zu starten. Mittels des Oxyfuelverfahrens soll CO₂ abgetrennt und dann per Pipeline zum ehemaligen Gasfeld von Rouse, ca. 30 km von Lacq entfernt, über ein bestehendes Bohrloch in ein Aquifer in 4 500 m Tiefe injiziert werden.

Die den kurz- bis mittelfristigen Maßnahmen zugrunde liegenden Prozessschritte und Verfahren sind in Tabelle 5-1 noch einmal zusammenfassend aufgeführt und hinsichtlich ihres Entwicklungsstandes beurteilt.

Tabelle 5-1: Entwicklungsstand der CO₂-Abscheideverfahren

CO ₂ -Abscheidung	Entwicklungsstand	Anmerkungen
Post Combustion a) Absorptive Rauchgaswäsche b) Adsorption c) CO ₂ -Membran	a) Technik verfügbar, vereinzelt kommerzielle Anwendungen zur CO ₂ -Abtrennung im Energiebereich, für andere Zwecke z.B. Rauchgasentschwefelung etablierte Technik b) prinzipiell einsatzfähig, bisher nur für kleine Gasströme c) heutige Techniken weisen sehr schlechte Membranselektivitäten auf, keine Einsatzreife für die CO ₂ -Abtrennung aus dem Rauchgas	Post Combustion-Systeme nutzen normalerweise ein flüssiges Lösungsmittel (z.B. MEA) für die Abtrennung aus dem Abgas mit kleinen CO ₂ -Anteilen (typischerweise 3–15 Prozent) a) Anwendungsnahe, aber derzeit noch sehr teure und verlustbehaftete Technologie; prinzipiell an bestehenden Kraftwerken nachrüstbar b) c) spezifisch hoher Energiebedarf schließt Einsatz zu CO ₂ -Abtrennung aus dem Rauchgas nahezu aus
Pre Combustion a) Kohlevergasung (IGCC) b) Erdgasreformierung (NGCC) c) Kohle/Erdgas-Brennstoffzelle (HT-IGFC) d) Physikalische CO ₂ -Wäsche e) H ₂ -Membranabtrennung f) Hochtemperaturabtrennung (z.B. in situ Bindung von CO ₂ an CaO)	a) b) d) Technik (mit Ausnahme der H ₂ -Turbine) prinzipiell großtechnisch verfügbar c) Entwicklungsstadium (langfristig hohes Potenzial, Zeitraum 20–50 Jahre) e) Entwicklungsstadium nahe an Kommerzialisierung, aber noch teuer f) Entwicklungszeitraum 10 bis 20 Jahre, sehr hohe Forschungsintensität (speziell Japan und Norwegen)	In Pre Combustion-Systemen erfolgt zunächst eine thermochemische Umwandlung (z.B. Vergasung, Reformierung) des Brennstoffs (mit Dampf, Sauerstoff oder Luft) in ein Synthesegas (hauptsächlich CO, H ₂ , CO ₂ , bei Luftvergasung auch N ₂). In einem „Shift-Reaktor“ wird CO zusammen mit H ₂ O in weiteren H ₂ und CO ₂ umgewandelt. Vor der Verbrennung wird das Gemisch in einen H ₂ -/CO ₂ -Strom getrennt. Im Gemisch liegt das CO ₂ bereits in hoher Konzentration (15–60 Prozent) und ggf. auch unter Druck vor, was eine CO ₂ -Abtrennung begünstigt. Zur Trennung können physikalische Wäschen für CO ₂ aber auch Membranen für H ₂ eingesetzt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, das CO ₂ bereits bei der thermochemischen Umwandlung mittels Hochtemperatur-Sorbens (z.B. CaO) abzutrennen. a) Potenzial zu geringeren Kosten und höheren Wirkungsgraden; Einstiegsoptionen in H ₂ -Technologie; Verfügbarkeit noch unzureichend/Probleme mit modulierender Fahrweise c) ermöglicht prozessinterne CO ₂ -Abtrennung
Oxyfuel Verbrennung mit Sauerstoff in a) Kraftwerksfeuerung mit Rauchgas-Rezirkulation b) Gasturbine	a) b) Entwicklung von O ₂ -Membranen anstelle der Kryogenen Luftzerlegung (15 bis 20 Jahre) b) Entwicklung modifizierter Gasturbinen erforderlich (Arbeitsmittel CO ₂ /H ₂ O)	Bei den Oxyfuel-Verfahren wird Sauerstoff anstelle von Luft für die Verbrennung eingesetzt. Das Abgas besteht hauptsächlich aus CO ₂ und Wasserdampf, welcher durch Kühlung auskondensiert wird. Außer der Kondensation bedarf es evtl. weiterer Gasreinigung, um speicherfähiges CO ₂ bereit zu stellen. Die meisten Konzepte benötigen Sauerstoff im Bereich > 95 Prozent welcher mittels Luftzerlegung erzeugt wird. Für Kohle befindet sich das Verfahren in der Demonstrationsphase. Gasturbinen für Sauerstoffbetrieb befinden sich noch im Entwicklungsstadium.

5.1.2 Langfristige Optionen

Die Anwendung der in Tab. 5-1 beschriebenen kurz- bis mittelfristigen Maßnahmen zur CO₂-Abtrennung ist immer mit einem relativ hohem Energieeinsatz verbunden. Innovative Trennverfahren, kombiniert mit neuen Kraftwerkstypen, könnten den Energieeinsatz minimieren und dadurch die CO₂-Abtrennung effizienter gestalten. Im Wesentlichen sind dies Kraftwerkskonzepte, bei denen zur Stromerzeugung Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC, MCFC) eingesetzt werden oder neue Kraftwerkskonzepte, die den zur Verbrennung nötigen Sauerstoff aus der Reduktion eines Metalloxides beziehen (Chemical Looping Combustion). Beide Ansätze bieten die Möglichkeit, CO₂ ohne zusätzlichen Energieaufwand aus dem Prozess zu isolieren. Bei den meisten dieser Technologiekombinationen muss allerdings erst noch die Machbarkeit demonstriert werden.

CO₂-Abtrennung mit Brennstoffzellen

Prinzipiell können alle Brennstoffzellenarten mit einer CO₂-Abscheidung vor oder nach der Brennstoffzelle in verschiedenen Schaltungen gekoppelt werden. Am interessantesten ist das Konzept der Kombination einer Hochtemperatur-Oxidbrennstoffzelle (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell) mit einem WGSMR-Nachbrenner (WGSMR = Water Gas Shift Membran Reactor). Das Anodenrestgas, welches noch 30–35 Prozent nicht genutztes Brenngas enthält, wird einem Shift-Reaktor mit Wasserstoffmembran zugeführt, der Wasserstoff diffundiert durch die Membran und wird auf der Permeatseite mit Luft in einer Turbine verbrannt. Das Retentat wird nach dem Auskondensieren des Wassers der CO₂-Verdichtung und dem CO₂-Transport zugeführt. Der Elektrolyt der SOFC Brennstoffzelle hat auch die Funktion einer Trennphase des O₂ vom N₂. Luft wird der Kathode unter Druck zugeführt. Die Sauerstoffionen diffundieren von der Katodenseite des Elektrolyten auf die Anodenseite, wo sie mit dem Brennstoff (H₂, CO, CH₄) reagieren.

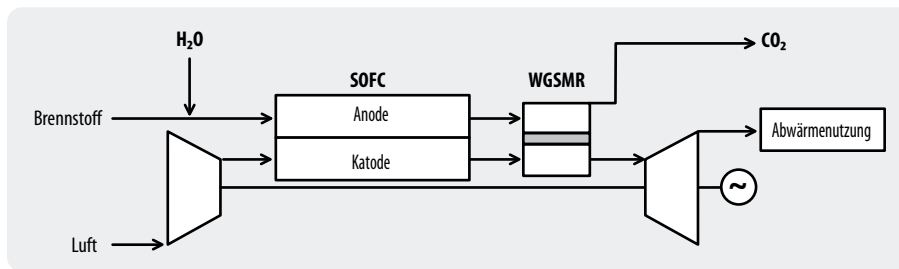


Abbildung 5-10:
CO₂-Abscheidung in einer
SOFC-Brennstoffzelle und
WGSMR-Nachbrenner

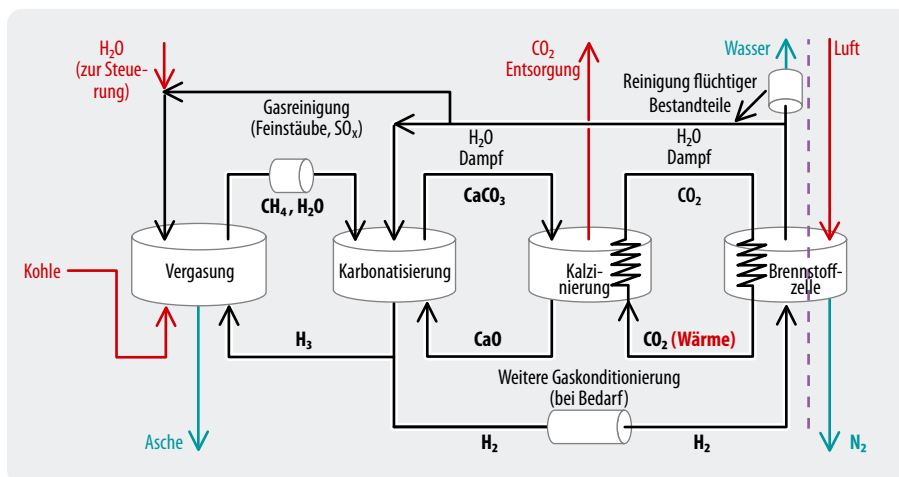


Abbildung 5-11:
Der ZECA-Prozess
(Lackner 2001)

Das Anodenrestgas besteht nur aus CO₂ und bisher nicht reagiertem Brenngas. Um die Energie des Anodenrestgases zu nutzen, muss das Gas einer Nachverbrennung zugeführt werden. Dieses Konzept wird in den Niederlanden bei ECN untersucht und ist in Abbildung 5-10 dargestellt (Dijkstra 2002). Die gerechneten elektrischen Wirkungsgrade für GuD Kraftwerke mit SOFC liegen bei 60 Prozent mit CO₂-Abscheidung. Hochtemperatur-Brennstoffzellen für den Kraftwerkseinsatz werden allerdings wahrscheinlich nicht vor 2030 zur Verfügung stehen.

Der ZECA-Prozess kombiniert die Hochtemperatur-Brennstoffzellentechnik mit hydrierender Kohlevergasung und einem Calciumoxid/Calciumcarbonat-Kreislauf. In diesem Prozess (Abbildung 5-11) wird die Kohle durch hydrierende Druckvergasung mit H₂ zu CH₄ umgesetzt. CH₄ wird im nächsten Prozessschritt mit Wasserdampf in Anwesenheit von CaO zu H₂ und CaCO₃ umgesetzt. Zur Hälfte wird der Wasserstoff der Hydrovergasung zugeführt und die andere Hälfte wird in einer SOFC verstromt. Die Abwärme der SOFC ermöglicht die Regeneration von CaO (durch thermische Zersetzung von CaCO₃ in CaO und CO₂). Reines CO₂ wird aus dem Reaktor bei 1 bar abgeführt.

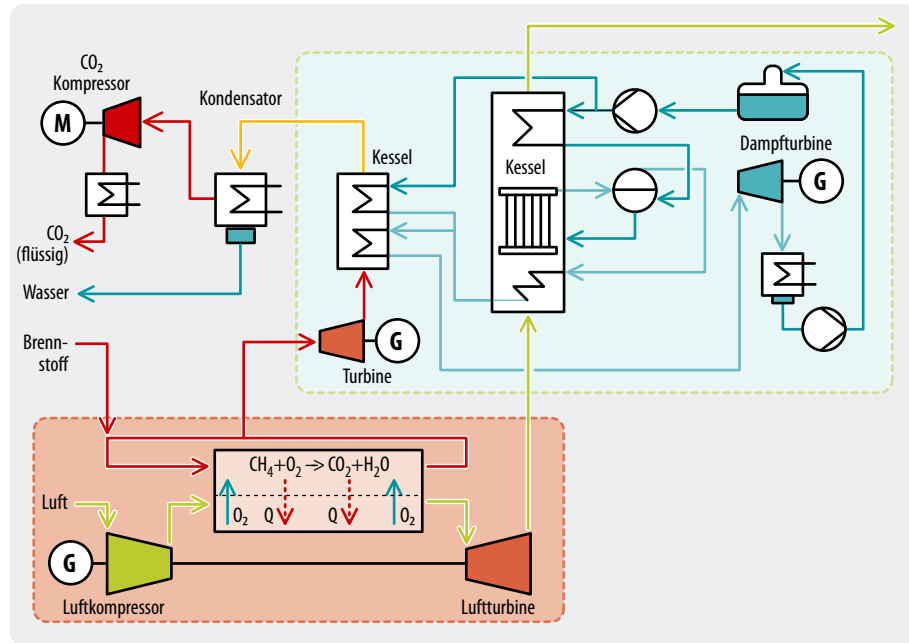
Die Schlüsselkomponente des Konzepts ist die SOFC, die unter einem Druck von 30 bar arbeitet. Solche Brennstoffzellen werden voraussichtlich in 25–30 Jahren in einer für Kraftwerke erforderlichen Leistung verfügbar sein (Lackner 2001). Es sind darüber hinaus noch viele technische Fragen ungeklärt wie z.B. die Kopplung von Systemen, die auf verschiedenen Druckniveaus arbeiten (Vergaser 60 bar, Kalzinierer 1 bar, SOFC 30 bar). Prob-

leme bereitet auch noch der unvollständige Stoffumsatz und die Stabilität des Sorbents etc. Der elektrische Wirkungsgrad des Systems wird auf 70 Prozent geschätzt. Beim Einsatz von heutigen Technologien kommt man allerdings mit diesem Konzept zu einem Wirkungsgrad von „nur“ 39 Prozent. Die Forschungsarbeiten zu diesem Prozess sind vorwiegend in Nordamerika bei der ZECA Corporation (formerly the Zero Emission Coal Alliance), einem Zusammenschluss von Energieversorgungsunternehmen, der Kohleindustrie und Forschungsinstituten, angesiedelt.

Das AZEP-Konzept

Der AZEP-Prozess (Advanced Zero Emission Power Plant) wurde im Rahmen eines EU Projekts im 5. Rahmenprogramm entwickelt und basiert auf einem Kraftwerkskonzept mit Gasturbine, Verbrennung mit Sauerstoff und CO₂-Zurückhaltung (Abbildung 5-12). Das Schlüsselement in diesem Konzept ist der Reaktor mit integrierter keramischer Hochtemperatur-Sauerstoffmembran. Im Unterschied zum Oxyfuelverfahren, wo die Sauerstoffherzeugung in einer separaten Luftzerlegungsanlage realisiert ist, erfolgt beim AZEP-Konzept die Sauerstoffabtrennung direkt mit Brennraum. Der Brennstoff (Erdgas) wird im Sauerstoff verbrannt, die Abgase bestehen vorwiegend aus CO₂ und Wasser und werden einem konventionellen Dampfprozess zugeführt. Anschließend wird das Wasser auskondensiert und vom CO₂ getrennt. Berechnungen zeigen, dass bei dem AZEP-Konzept der Wirkungsgradverlust des Kraftwerkes nur 2–5 Prozent beträgt gegenüber ca. 10 Prozent bei konventioneller CO₂-Abtrennung. Die

Abbildung 5-12:
Der AZEP-Prozess
(Göttlicher 2003)



Abgase bestehen – nach Wasseraus Kondensierung – aus konzentriertem CO_2 , somit entfällt der Einsatz von aufwendigen Trennverfahren.

Chemical Looping Combustion (CLC) Prozess

Bei diesem Prozess wird zur Oxidation des Brennstoffs nicht Sauerstoff, sondern ein Metalloxid eingesetzt. Damit wird der direkte Kontakt des Brennstoffs mit der für die Verbrennung zugeführten Luft vermieden. Die Verbrennungsabgase bestehen vorwiegend aus CO_2 und Wasser. Damit wird, wie bei Verbrennung mit Sauerstoff, eine einfache Abtrennung des CO_2 nach dem Auskondensieren des Wassers möglich. Das Prinzip- und das Fließbild des Prozesses sind in Abbildung 5-13 dargestellt.

(Lyngfelt 2001). Als Brennstoff können gasförmige Stoffe eingesetzt werden. Feststoffe wie Kohle müssen vorher vergast werden. Das System besteht im Wesentlichen aus zwei Reaktoren: Im Ersten findet die Oxidation des Sauerstoffträgermetalls (z.B. Fe, Cu, Ni, Co, etc.) mit Luft zu Oxid statt, welches anschließend in den zweiten Reaktor befördert wird, wo es mit dem gasförmigen Brennstoff (z.B. Erdgas, H_2 , Synthesegas, etc.) zu CO_2 und Wasser umgesetzt wird.

Der kritischste Punkt bei dem CLC-Prozess ist die Entwicklung eines Sauerstoffträgers, der dem wiederholten chemischen Zyklus Oxidation-Reduktion standhält und resistent gegenüber physikalischer und chemischer Degradation ist. Als Sauerstoffträger wird meist ein Metalloxid verwendet.

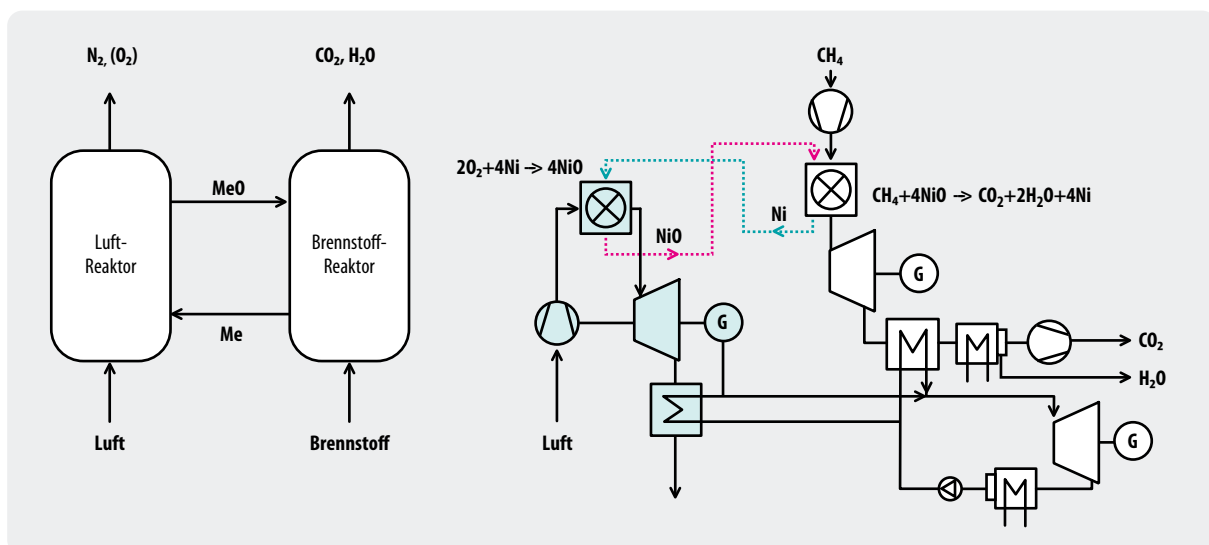


Abbildung 5-13: Chemical Looping Combustion Process: Prinzip- und Fließbild

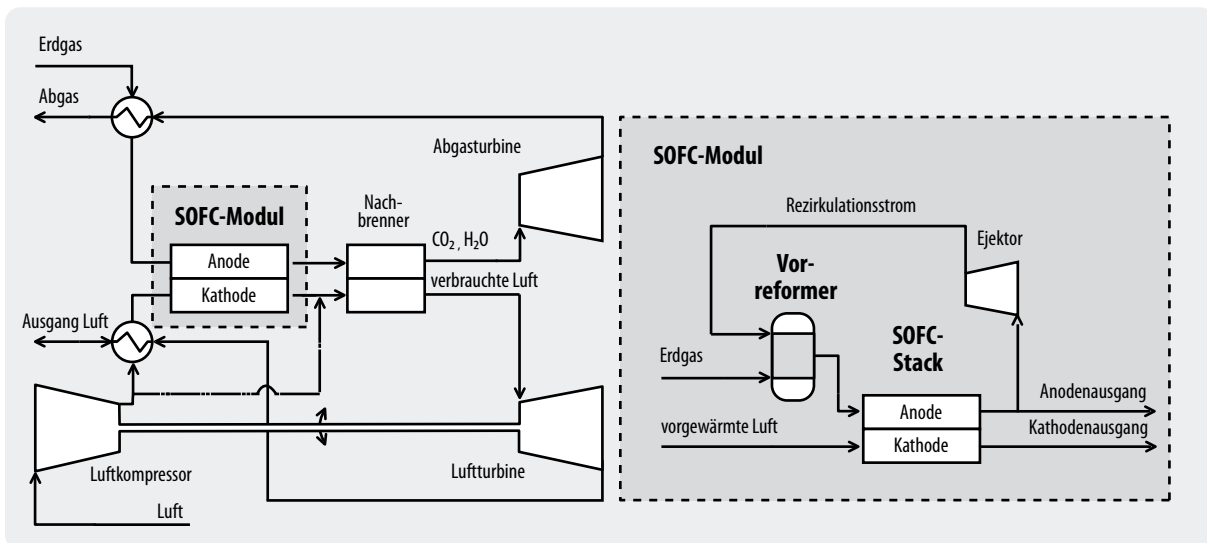


Abbildung 5-14: CO₂-Abscheidung in einer SOFC Brennstoffzelle mit Gasturbine und Nachbrenner (Quelle: Maurstad et al. 2005)

An der Chalmers University in Göteborg wurde 2004 eine erste 10 kW Anlage mit Ni 100 Stunden lang betrieben (Greenhouse Issues 2004).

Neue hocheffiziente Kraftwerkskonzepte

Ein hocheffizientes Kraftwerkskonzept zur Verstromung von Erdgas stellt z.B. die Kombination von Hochtemperatur-Brennstoffzelle und Gasturbine dar (siehe Abbildung 5-14, Maurstad et al. 2005). Theoretisch sind dort mit integrierter CO₂-Abtrennung Wirkungsgrade von bis zu 65 Prozent möglich, was auf folgenden Grundlagen beruht:

Beim Einsatz der SOFC ist der theoretisch erzielbare Wirkungsgrad nicht beschränkt durch den Carnot-Prozess, wie z.B. bei reinen Gas- und Dampfturbinenprozessen. Die endotherme Reformierung (in der Hochtemperatur-Brennstoffzelle oder einem Vorreformer) transferiert thermische (Abwärme) in chemische (Brennstoff) Energie.

5.1.3 Möglichkeiten und Grenzen der Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung am Kraftwerk

In den nächsten 20 Jahren besteht für Deutschland im Bereich fossiler Energieträger ein erheblicher Kraftwerksersatzbedarf. Aufgrund der langen Lebensdauer eines Kraftwerks (ca. 40 Jahre) und der Notwendigkeit, die CO₂-Emissionen bei der Stromerzeugung langfristig zu mindern, kommt bei einer heutigen Investitionsentscheidung auch die Möglichkeit einer späteren Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung in Betracht. Kraftwerke, die bereits bei Planung und Bau die Möglichkeit der späteren Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung vorsehen, werden als „capture ready“ bezeichnet.

Für anstehende Ersatzinvestitionen im Kraftwerkspark kommen aus betriebswirtschaftlichen Gründen laut (Fischedick et al. 2006) auf absehbare Zeit nur moderne konventionelle Kraftwerkstypen in der oberen Leistungsklasse mit Kraftwerksblöcken bis 1 000 MW_{el} und Lastanforderungen von 25–100 Prozent in Frage. Zudem zielen die Entwicklungen im Kraftwerksbereich angesichts steigender Brennstoffkosten auf einen möglichst hohen Wirkungsgrad, was auch eine Verminderung des spezifischen CO₂ Ausstoßes (gCO₂/kWh_{el}) mit sich bringt.

Zur Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung an bestehenden Kohlekraftwerken kommen zwei Möglichkeiten in Betracht: Zum einen die „Post Combustion“-CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas, z.B. mittels MEA-Wäsche, und zum anderen die Umstellung des Verbrennungsprozesses auf reinen Sauerstoff (Oxyfuel-Verfahren). Beides bringt erhebliche Veränderungen der Infrastruktur im Kraftwerk mit sich. Bei der MEA-Wäsche handelt es sich dabei vorrangig um einen erheblichen zusätzlichen Platzbedarf für die Abgaswäscher und die Kolonne für die Regeneration der Waschflüssigkeit sowie entsprechende Speichermöglichkeiten. Im Falle einer Nachrüstung zum „Oxyfuel“-Kraftwerk ist eine Luftzerlegungsanlage für den benötigten Sauerstoff notwendig. Zudem erfordert eine derartige Umrüstung größere Umbauarbeiten am Feuerraum, wie z.B. die Möglichkeit zur Rezirkulation von CO₂ aus dem Abgas, welche zur Temperaturkontrolle der Verbrennung benötigt wird. Einfachere Möglichkeiten der Nachrüstung (in Form von „Pre Combustion“-Technologie) bestehen, wenn von vorn herein auf die Vergasungstechnologie gesetzt wird. Die Anfangskosten sind gegenüber konventioneller Kraftwerkstechnik zwar höher, die späteren Zusatzkosten für die Nachrüstung aber geringer.

Sofern von den technischen und örtlichen Voraussetzungen überhaupt möglich, führt eine nachgerüstete CO₂-Abtrennung immer zu einem Wirkungsgradverlust, der bei gleicher elektrischer Leistung durch einen Mehrverbrauch an Brennstoff kompensiert werden muss. Durch die Erhöhung der Stromerzeugungskosten ist die CO₂-Abtrennung unter heutigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich. Durch eine Veränderung der heutigen Rahmenbedingungen (z.B. durch einen CO₂-Zertifikatshandel) könnte die Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung jedoch in einigen Jahren perspektivisch wirtschaftlich werden, wodurch sich das prinzipielle Interesse an der Option der Nachrüstung erklärt. Einige Unternehmen hat dies dazu bewogen, bei ihren derzeitigen Kraftwerksplanungen darüber nachzudenken, wie sie ihre Anlagen „capture ready“ errichten können.

In (Sekar et al. 2005) werden zukünftige CO₂-Regulierungen und die gegenwärtigen Investitionen im Kraftwerksbereich betrachtet. Im nordamerikanischen Raum werden dort im wesentlichen zwei Technologien identifiziert, die heute für neue Kohlekraftwerke in Frage kommen: PC (pulverized coal technology) und IGCC (integrated coal gasification combined cycle). Untersucht wurden die Auswirkungen zukünftiger Kosten von CO₂-Regulierungen, der Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung und einer möglichen Emissionsabgabe. Anhand von Eckdaten (z.B. CO₂-Steuer) wird die Wirtschaftlichkeit der beiden Konzepte gegenübergestellt und ermittelt, ab wann es sich lohnt, z.B. eine CO₂-Abtrennung nachzurüsten.

Nachfolgend sind einige Voraussetzungen für die Nachrüstung (retrofit) von bestehenden Kraftwerken aufgeführt. Um bei der Post Combustion CO₂-Abtrennung den in mehreren Studien prognostizierten Wirkungsgradverlust im Bereich > 10 Prozent zu minimieren, kommt der Prozessintegration besondere Bedeutung zu. Bei (Gibbins et al. 2004) werden für die Nachrüstung sechs Regeln aufgestellt und an Beispielen erläutert. Hintergrund der Arbeit war es, bei den Post Combustion Lösungen die Effektivität zu maximieren und das Verbesserungspotenzial gegenüber den Studien aufzuzeigen, die bisher keine optimierte Prozessintegration berücksichtigen.

- Eine der wichtigsten Voraussetzungen bei der Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung am Kraftwerk ergibt sich aus dem erheblichen zusätzlichen Platzbedarf, der begrenzend wirken könnte (nach ersten Abschätzungen liegt der zusätzliche Platzbedarf bei rund 50 bis 100 Prozent).
- Wenn Kraftwerke mit einer CO₂-Abtrennung nachgerüstet werden, sollten diese einen guten Wirkungsgrad aufweisen oder es muss auch am Kraftwerksprozess an sich nachgerüstet werden. Es ist wirtschaftlich nicht sinnvoll, an Kraftwerken, die mit einem Wirkungsgrad von 30 Prozent arbeiten, eine CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas nachzurüsten.

- Bei der CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgas nimmt der apparative und energetische Aufwand mit kleiner werdender CO₂-Konzentration im Abgas überproportional zu. Deshalb kann bei einer Nachrüstung die partielle CO₂-Abtrennung die ökonomischste Lösung sein.

5.2 Konzepte für einen Einstieg in die großtechnische Bereitstellung von H₂

Großtechnisch erfolgt die Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Quellen über die Erdgasreformierung sowie die partielle Oxidation von Kohlenwasserstoffen und der Vergasung von Kohle. Daneben kann Wasserstoff auch sekundär über die Wasserelektrolyse (z.B. als Nebenprodukt bei der Chlorherstellung) produziert werden. Die Wasserelektrolyse ist dabei vom Primärenergieträgereinsatz unabhängig und wird somit langfristig als das wesentliche Standbein einer regenerativen Wasserstoffenergiewirtschaft gesehen.

5.2.1 Großtechnische H₂-Herstellung heute (Dampfreformierung von Erdgas)

Einer der größten Hersteller von Wasserstoff und der entsprechenden Produktionsanlagen, mit einer Kapazität bis zu 100 000 m_N³/h (ca. 300 MW), ist in Deutschland die Firma Linde. In der Region Leuna/Bitterfeld werden Großkunden über ein Rohrleitungsnetz beliefert. Zudem erfolgt der Vertrieb in komprimierter Form über deutschlandweit ca. 800 Vertriebsstellen.

Bei der Dampfreformierung wird aus Erdgas und Wasserdampf in einem Reaktor bei hohen Temperaturen zunächst Wasserstoff, Kohlenmonoxid und -dioxid erzeugt und in einem zweiten Prozessschritt der Kohlenmonoxid-Anteil mit Dampf zu Kohlendioxid und Wasserstoff konvertiert (CO-Shift-Stufen). Schließlich wird Wasserstoff mittels Druckwechselsorption (PSA = Pressure Swing Adsorption) vom Restgas getrennt. Das Restgas enthält neben CO₂ noch bis zu 60 Prozent brennbare Bestandteile und wird zur Beheizung des Reformers eingesetzt.

5.2.2 Möglichkeiten und Aufwand zur CO₂-Abtrennung (bei der H₂-Erzeugung)

Bei der großtechnischen H₂-Herstellung kann CO₂ mittels MEA-Wäsche abgetrennt werden, wie es in Abbildung 5-15 skizziert ist (Vagnetti 2005). Bei der skizzierten Anordnung kann CO₂ nicht vollständig abgetrennt werden, da zur Beheizung des Reformers das Restgas und ein Teilstrom des Erdgases eingesetzt werden, die bei ihrer Verbrennung ein CO₂-haltiges Abgas erzeugen. Bei Vagnetti 2005 wurde eine CO₂-Abtrennung von 71 Prozent angenommen. Der Aufwand für die CO₂-Abtrennung ist dabei vergleichbar mit aminbasierten Post Combustion Systemen zur CO₂-Abtrennung

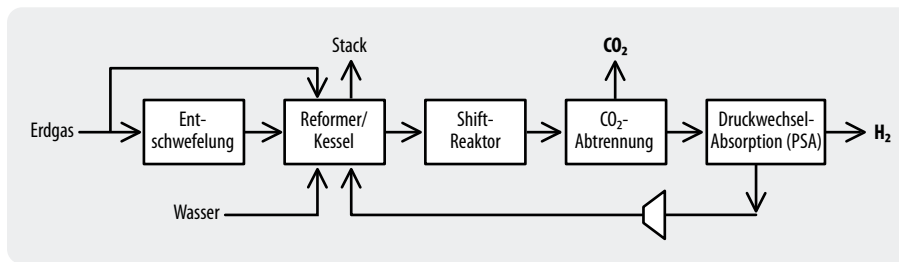


Abbildung 5-15:
Wasserstoffherstellung
aus Erdgas mittels Dampf-
reformierung und CO₂-Ab-
trennung (MEA-Wäsche)

aus dem Abgas von Kohlekraftwerken. Für die Bereitstellung der Basisdaten für die LCA-Betrachtungen wurde das oben beschriebene Verfahren mit dem Prozesssimulationsprogramm „IPSE-Pro“ abgebildet. In Abweichung zu Vagnetti 2005 ergab sich dabei eine CO₂-Abtrennung von 51 Prozent.

5.2.3 Wasserstoffherstellung aus der Feststoffvergasung

Derzeit stammen ca. 83 Prozent der Gesamtwasserstoffproduktion aus der Reformierung von Erdgas und ca. 14 Prozent aus der Naphtha Reformierung in Raffinerieprozessen. Nur ca. 3 Prozent werden durch die Vergasung kohlenstoffhaltiger Rückstände „Heavy Residues“ hergestellt (siehe vereinfachtes Prozessfließbild in Abbildung 5-16). Grundsätzlich eignet sich das Verfahren auch zur H₂-Herstellung aus Kohle. Dabei wird ein pumpfähiger „Slurry“ aus kohlenstoffhaltigen Rückständen oder Kohle mit Sauerstoff und Dampf vergast. Neben H₂ und anderen Bestandteilen (CO₂, H₂S, COS) enthält das Rohgas bis zu ca. 50 Prozent CO, welches in einer Shift-Stufe mittels Wasserdampf in H₂ und CO₂ konvertiert werden muss. Nachfolgend sind die wesentlichen Prozessschritte aufgeführt.

- Luftzerlegung und Sauerstoffkompression
- Flugstromvergasung (Multi Purpose Gasification MPG – Quench Konfiguration)
- Rohgas Shiftstufe zur CO-Konversion
- Entschwefelung
- H₂-Abtrennung (in Abb. 5-16 nicht dargestellt)

Der Vergasungsteil und die Gasaufbereitungsstufen des dargestellten Verfahrens zur H₂-Erzeugung aus Kohle entsprechen weitgehend denen eines IGCC Kraftwerkes mit vorgesehener CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung in der Gasturbine. Die H₂-Abtrennung ist im vereinfachten Prozessfließbild nicht dargestellt. Abhängig von den Qualitätsanforderungen an den gewonnenen Wasserstoff gibt es z.B. folgende H₂-Abtrennmöglichkeiten:

- Für eine hohe H₂-Reinheit kommt die Abtrennung mittels PSA (Pressure Swing Adsorption) in Frage. Als Rest bleibt ein Gemisch aus CO₂, Rest-H₂, CO und den Restgasen.
- Analog zu den IGCC Kraftwerkskonzepten kann auch das CO₂ aus dem Produktgas abgetrennt werden (physikalische Wäsche z.B. Rectisol). Das verbleibende Gas besteht hauptsächlich aus Wasserstoff (jedoch nicht in hochreiner Form), welcher beim IGCC Kraftwerk in einer speziellen H₂-Gasturbine verbrannt würde.

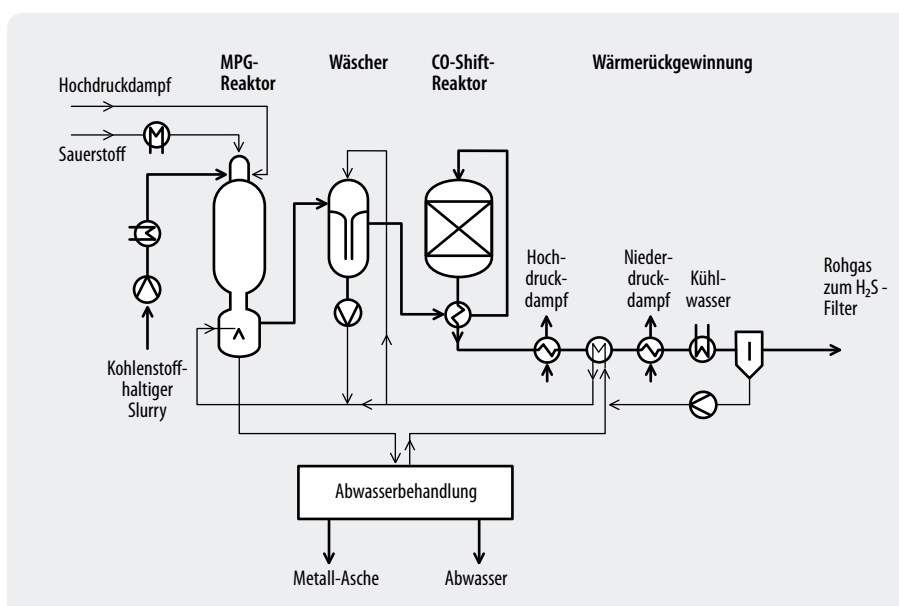


Abbildung 5-16:
Vereinfachtes Prozess-
Fließbild zur Vergasung
kohlenstoffhaltiger
„Slurries“ für die H₂-
Herstellung
(Ullmann's 2002)

5.2.4 CO₂-freie Konzepte zur H₂-Erzeugung

Seit Anfang der achtziger Jahre entwickelt die Kværner Engineering S.A. aus Norwegen das gleichnamige Verfahren („Kværner Carbon Black and Hydrogen Process“) zur CO₂-freien Erzeugung von Wasserstoff. Dabei werden Kohlenwasserstoffe (Erdgas, Erdöl) in einem Plasmabrenner bei ca. 1 600 °C in Aktivkohle (reinen Kohlenstoff) und Wasserstoff getrennt. Eine seit 1992 in Kanada betriebene Pilotanlage erzeugt aus 1 000 m_N³/h Erdgas und 2 100 kW_{el} elektrischer Energie neben Heißdampf mit einer Leistung von 1 000 kW rund 500 kg/h Aktivkohle und 2 000 m_N³/h Wasserstoff. Berücksichtigt man alle verwertbaren Produkte, erreicht die Anlage einen Wirkungsgrad von 93 Prozent. Circa 50 Prozent davon entfallen auf den Wasserstoff, etwa 40 Prozent auf die Aktivkohle und 10 Prozent auf den Heißdampf.

5.3 Lernkurven und mögliche Kostendegressionen

Zur Abschätzung einer möglichen Kostendegression bei Wirtschaftsgütern wird vielfach das „Boston Modell“ angewandt, wonach pro Verdopplung der Stückzahl Kostendegressionen im Bereich von 10–30 Prozent zu erwarten sind. Prinzipiell kann dieses Modell auch zur Abschätzung der Kosten zukünftiger Technologien zur CO₂-Minderung im Kraftwerksbereich angewandt werden, wie es von (Riahi et al. 2006) ausführlich beschrieben und zur Abschätzung zukünftiger Kosten von Kraftwerkskonzepten mit CCS angewandt wurde. Grundlage einer zu erwartenden Kostensenkung ist dort eine kontinuierliche Verbesserung der Technologie mit jeder neu gefertigten Generation, die wachsenden Erfahrungen die vorhandene Technologie effizienter einzusetzen und Rationalisierungsgewinne bei der Fertigung größerer Stückzahlen.

Diese Wirkungen resultieren in den Lernkurven, welche die Veränderungen der Anlagenkosten als Funktion der kumulierten installierten Kapazität beschreiben. Die Lernkurven ermöglichen bei einer Szenarienbetrachtung die Berücksichtigung einer Kostenreduktion durch eine unterstellte Anwendung der betrachteten Technologie. Dies ermöglicht die Berücksichtigung einer dynamischen Kostenentwicklung in Szenarien.

Um die möglichen zukünftigen Trends bezüglich der Kraftwerkskosten mit CO₂-Abtrennung vorherzusagen, wurden von (Rubin et al. 2006) historische Kostenentwicklungen von Kraftwerkskomponenten, wie z.B. Rauchgasentschwefelung, Entstickung aber auch der klassischen Kraftwerkskomponenten untersucht. Die dabei ermittelten Lernraten für Komponenten aus der Kraftwerkstechnik sind in Tabelle 5-2 zitiert.

Interessant ist dabei der Hinweis, dass die bei der Entschwefelung gefundenen Lernraten mit anderen Lernraten aus dem Kraftwerksbau übereinstimmen, aber

Tabelle 5-2: Lernraten von Kapital und Betriebskosten von Kraftwerkstechnologien nach (Rubin et al. 2006)

Technologie	Lernrate*	
	Kapitalkosten	Betriebskosten
Rauchgasentschwefelung	0.11	0.22
Entstickung SCR (Selective Catalytic Reduction)	0.12	0.13
GUD (Gas- und Dampfzyklus)	0.10	0.06
Kohlestauffeuerung	0.05	0.07–0.30
Flüssiggasherstellung (LNG)	0.14	0.12
Sauerstoffherstellung	0.10	0.05
Wasserstoffherstellung (SMR, Steamreforming)	0.27	0.27

* Anteilige Verminderung der Kosten bei einer Verdopplung der Kapazität

nur erreicht wurden, weil durch gesetzliche Vorgaben die zur Kostensenkung nötige installierte Kapazität erzielt wurde (Riahi et al. 2004). Diese Tatsache relativiert die Übertragbarkeit auf andere Bereiche etwas. Ein weiterer interessanter Hinweis bezüglich Lernraten für CCS Technologie findet sich in einer Unsicherheitsbetrachtung von (Gielen 2003). Er kommt zum Schluss, dass bei Szenarienbetrachtungen im Vergleich zu anderen Unsicherheiten die Lerneffekte nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Während für die CCS-spezifischen Komponenten gleichsweise Lernraten im Bereich der Abgasreinigung herangezogen werden können, sind Lerneffekte bei den Investitionskosten der konventionellen Kraftwerkstechnik als relativ gering einzustufen (z.B. Kohlestauffeuerung). Zum einen handelt es sich hier um weit entwickelte Technologien und Fertigungsverfahren, zum anderen bewirkt die Forderung nach weiter steigenden Wirkungsgraden vielfach auch einen steigenden Fertigungsaufwand bzw. den Einsatz teurerer Materialien. Durch steigende Wirkungsgrade können auch bei unveränderten Investitionskosten die Stromerzeugungskosten gesenkt werden.

Die hier diskutierten Lerneffekte für CCS-Komponenten und für konventionelle Kraftwerkskomponenten wurden bei der Ermittlung von Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken berücksichtigt und sind in Kapitel 12 im Einzelnen dargelegt. Ausgehend von den für das Jahr 2020 definierten „marktreifen“ Referenztechnologien ist dort ein Technologiestatus „ausgereifte CCS-Kraftwerke“ für das Jahr 2040 definiert worden, der sowohl Effizienzsteigerungen und verbesserte CO₂-Abscheidegrade als auch veränderte spezifische Investitionskosten aufweist.

5.4 Relevante Technologien für Deutschland

Die Betrachtung der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Energieträger beschränkte sich – neben der Wasserstoffherzeugung – auf den Bereich der Stromerzeugung in Kraftwerken, da hier große Mengen CO₂ zentral emittiert werden. Die höchsten spezifischen CO₂ Emissionen pro erzeugte kWh_{el} weisen dabei Kohle-, insbesondere Braunkohlekraftwerke auf, was jedoch nicht ausschließt, dass auch bei Gaskraftwerken eine CO₂ Abtrennung sinnvoll sein kann.

Ungefähr die Hälfte der deutschen Nettostromerzeugung basiert derzeit auf Kohle. Verschiedene Szenarien zukünftiger Energieversorgung gehen von einer unterschiedlich ausgeprägten Verminderung des Kohleanteils im deutschen Strommix aus. Trotz dieses Rückgangs wird für Deutschland ein Kraftwerkersatzbedarf bis 2030 von ca. 40 GW_{el} installierter Leistung prognostiziert (Fischedick et al. 2006), der teilweise oder je nach Rahmenbedingung (vgl. Prognos/EWI 2006) auch zu großen Teilen über Kohlekraftwerke gedeckt werden wird. Weltweit wird mit einem starken Zubau an Kohlekraftwerken (hauptsächlich China und Indien) gerechnet. Selbst wenn in den nächsten zwei Dekaden beim Ersatz deutscher Kohlekraftwerke CCS Technologie nicht zum Einsatz kommt, ist die Technologie für Deutschland durchaus von Relevanz, da hier führende Kapazitäten im Bereich Kraftwerkstechnik mit weltweiten Exporten ansässig sind.

Im Hinblick auf eine CO₂-Minderung beim Einsatz fossiler Brennstoffe stehen die Technologien zur Effizienzsteigerung an erster Stelle des Interesses. Durch den zeitnahen Einsatz dieser Technologien konnte in den letzten Jahrzehnten trotz verstärkter Umweltauflagen (die zum Teil zu einem Brennstoffmehrbedarf geführt haben) eine kontinuierliche Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades erzielt werden. Aus thermodynamischen und materialtechnischen Gründen kann dieser Trend nicht beliebig fortgesetzt werden. Eine weitere signifikante CO₂-Minderung bei der fossilen Stromerzeugung bedarf deshalb des Einsatzes von bislang noch verlustbehafteter CO₂-Abscheidetechniken oder neuen Kraftwerkskonzepten. Während CO₂-Abscheidetechniken mittelfristig zur Verfügung stünden, ist die Entwicklung von neuen Kraftwerkskonzepten eher langfristig zu sehen.

Aus heutiger Sicht kann nicht bestimmt werden, welche der kurz- bis mittelfristig prinzipiell verfügbaren CO₂-Abtrennverfahren die besten Realisierungschancen haben werden. Aus technologischer Sicht kann allen drei Optionen in der Zukunft eine relevante Bedeutung zukommen. Dies gilt zum einen für die Rauchgaswäsche als vermutlich adäquate Option für die Nachrüstung, insbesondere wenn es gelingt, über neue Waschmittel den Energieaufwand noch zu verringern. Für die IGCC-Technik ist von Bedeutung, dass die heute für den Kraftwerksprozess noch unzureichende Verfügbarkeit signifikant verbessert werden kann. Für das Oxy-

fuel-Verfahren kommt es darauf an, durch das gerade gestartete Demonstrationsvorhaben wertvolle Erfahrungen zu sammeln und in der Praxis erfolgreich umzusetzen.

Ob Techniken zur CO₂-Abscheidung beim Ersatz deutscher Kraftwerke relevant werden, hängt von den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Ohne entsprechende Anreize ist auch die Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit einer CO₂-Abtrennung nicht relevant. Zur Vorbereitung auf perspektivische Entwicklungen kann es bei der Errichtung von neuen Kraftwerken evtl. sinnvoll sein diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung) auszuführen.

Hinsichtlich der Standortwahl ist vor allem der Platzbedarf für die zusätzlichen Komponenten eine entscheidende Größe. Wesentlicher Faktor dürfte aber die Anbindung an geeignete Speicherstrukturen sein (vgl. Kapitel 8). Gute Chancen zur Einführung der CCS Technologie besteht für Kraftwerksstandorte in Verbindung mit einem konkreten Bedarf an CO₂ zum Beispiel zur Unterstützung bei der Erdöl- und Erdgasförderung (EOR/EGR Enhanced Oil/Gas Recovery).

Kapitel 6

CO₂-Transport

In den folgenden Kapiteln werden die verschiedenen möglichen Transportoptionen für CO₂ mit ihren spezifischen Vor- und Nachteilen vorgestellt (Kap. 6.2). Vorab wird in Kap. 6.1 näher auf die technischen und thermodynamischen Eigenschaften von CO₂ eingegangen, die für den Transport relevant sind. Ferner wird der Energieaufwand für den CO₂-Transport in verschiedenen Aggregatzuständen bzw. mit verschiedenen Transportmedien abgeschätzt. In Kap. 6.3 werden schließlich spezifische Transportkosten aus der Literatur für verschiedene Transportoptionen gegenübergestellt.

stabilerer Zustand erreicht wird, so dass keine Probleme mit Kavitation² bei Pumpen, Kompressoren etc. zu erwarten sind. Gasförmiger Transport ist weniger günstig, da die Dichte und somit der mögliche Durchsatz sehr viel geringer sind.

Der Transport von festem CO₂ (Trockeneis) ist lediglich für Trockeneisanwendungen relevant. Für die CO₂-Deponierung spielt er keine Rolle, da die Trockeneisherstellung extrem energieaufwendig ist: In (VGB 2002) wird ein direkter spezifischer Energieaufwand

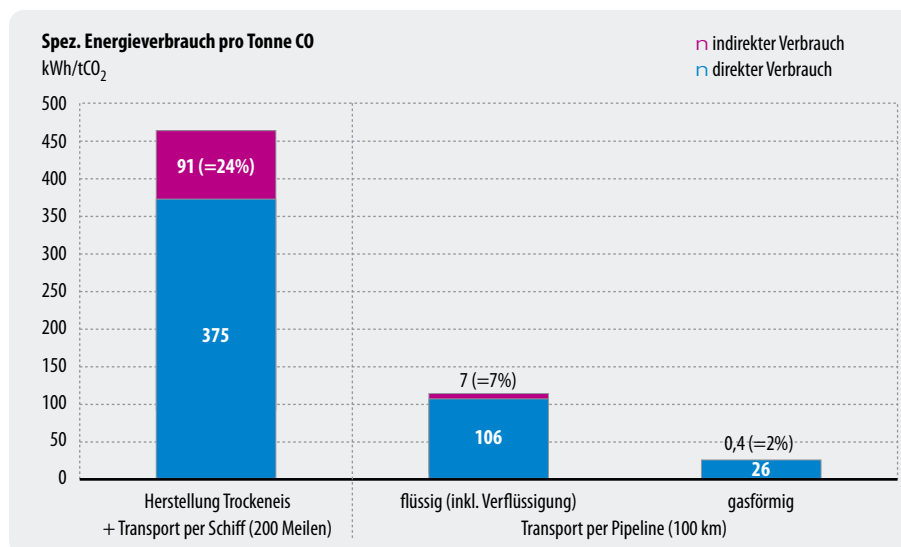


Abbildung 6-1: Spezifischer direkter und indirekter Energieverbrauch für Herstellung und Transport von Trockeneis (festes CO₂) bzw. Pipelinetransport von flüssigem und gasförmigem CO₂

Quelle: VGB 2002 (direkte Energieverbräuche) bzw. eigene Berechnungen (indirekte Energieverbräuche)

6.1 Transport-Phasenzustand und Energieaufwand für Verdichtung und Transport

Der CO₂-Transport auf der Straße, per Eisenbahn oder zu Wasser, findet i.d.R. unter Hochdruck in flüssigem bzw. überkritischem Zustand statt (Ausnahme: Trockeneis). Beim Pipelinetransport wird das CO₂ auf einen überkritischen Druck¹ oberhalb von 74 bar mit einer Dichte von ca. 1 100 kg/m³ gebracht. Der Vorteil im Vergleich zu der flüssigen Phase liegt darin, dass ein

von ca. 375 kWh/tCO₂ zur Herstellung und zum Transport (200 Meilen) von Trockeneis angegeben. Für den CO₂-Transport per Pipeline (100 km Länge) werden in der gleichen Quelle 106 kWh/tCO₂ (Transport in flüssigem Zustand, darin enthalten allein für Verflüssigung 93 kWh/tCO₂) bzw. 26 kWh/tCO₂ (Transport in gasförmigem Zustand) abgeschätzt. Göttlicher nennt in seiner umfangreichen und frühen CCS-Studie spezifische Energieaufwendungen von 111–113 kWh/t für die Verdichtung von CO₂ auf einen Druck von 110 bar (entsprechend rund 3,5 Prozent Energieaufwand bezogen

¹ „Überkritisch“ bezeichnet in der Thermodynamik einen sehr dichten Zustand oberhalb des so genannten „Kritischen Punktes“, bei dem eine klare Phasenabgrenzung zwischen dem flüssigen und dem gasförmigen Zustand nicht mehr möglich ist (vgl. Abbildung A1 im Anhang).

² Als „Kavitation“ wird die Bildung von Gasblasen in einer Flüssigkeit bezeichnet, die durch lokale Unterdrücke entstehen. Die mit der plötzlichen Verdampfung und der anschließenden Implosion der Gasblasen einhergehenden Druckstöße haben sehr stark schädigende Wirkung auf umgebende Materialien bzw. Anlagen.

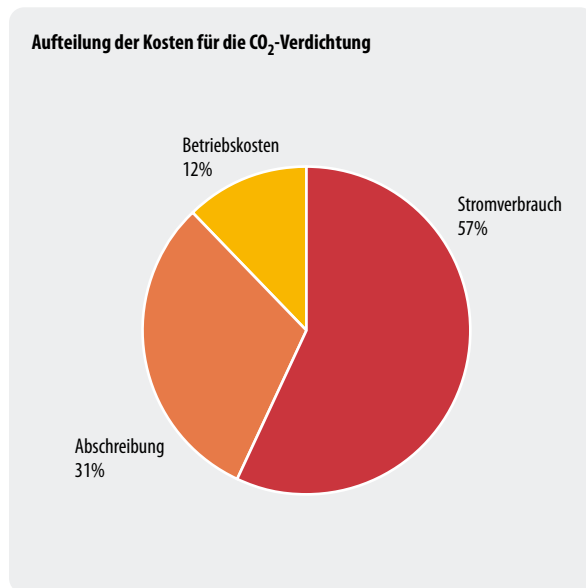


Abbildung 6-2: Aufteilung der Kosten für die CO₂-Verdichtung (ECOFYS 2004)

auf den Brennstoffeinsatz Kohle H_{iv}), 160 kWh/t für die kältetechnische Verflüssigung (5,2 Prozent) und 260–420 kWh/t für die Trockeneisherstellung (8,4–13,5 Prozent) (Göttlicher 1999).

In Abbildung 6-1 sind sowohl die direkten als auch die indirekten (in der vor- bzw. nachgelagerten Prozesskette induzierten) Energieaufwendungen pro Tonne CO₂ für die Herstellung von Trockeneis und für den Pipelinetransport grafisch dargestellt (Daten für *direkten* Verbrauch nach VGB 2002). Wie zu erkennen ist, induziert die Trockeneisherstellung (inkl. 200 Meilen Seetransport) bereits rund ein Viertel zusätzliche (indirekte) Anteile am Energieverbrauch und somit an CO₂-Emissionen³, die es ja eigentlich zu vermeiden gilt. Beim Pipelinetransport sind die indirekten Energieverbräuche bzw. Emissionen mit rund 7 Prozent (flüssig) bzw. 2 Prozent (gasförmig) weitaus geringer. Der geringere Energieaufwand beim gasförmigen Transport wird allerdings dadurch relativiert, dass für die anschließende Speicherung das CO₂ i.d.R. noch weiter komprimiert werden muss.

Schiffstransport induziert – im Vergleich zu Offshore-Pipelines – einen höheren spezifischen CO₂-Ausstoß, verursacht durch den zusätzlichen Energiebedarf von Verflüssigungseinrichtungen und den Treibstoffbedarf der Tanker. Die IEA schätzt die Zusatzemissionen beim Schiffstransport auf mindestens 2,5 Prozent (bei einer Entfernung von 200 km) und maximal 18 Prozent (bei einer Entfernung von 12 000 km). Demgegenüber liegen die spezifischen Zusatzemissionen bei Pipelines lt. (IEA 2004) nur bei ca. 1 bis 2 Prozent pro 1 000 km. Die Autoren von (IPPC 2005) gehen beim Schiffstransport von spezifischen Zusatzemissionen (durch Abdampf-

verluste der Ladung und durch CO₂-Emissionen der Schiffsdiesel) von 3 bis 4 Prozent pro 1 000 km aus, die ihrer Ansicht nach durch Auffangen und Wiederverflüssigung des verdampften CO₂ auf 1 bis 2 Prozent pro 1 000 km reduziert werden könnten. Angaben zu dem erforderlichen Energieaufwand zur Kühlung bzw. (Wieder-)Verflüssigung werden in diesem Zusammenhang jedoch nicht gemacht.

Für den Transport wird CO₂ im Allgemeinen zunächst auf 8 bis 12 MPa (Transport an Land) und bis zu 20 MPa (Offshore-Transport) verdichtet (und damit verflüssigt). Innerhalb der ausgewerteten Studien sind die Aufwendungen für die **Verdichtung** nur in ECOFYS 2004 getrennt ausgewiesen worden. Eine weitere Darstellung findet sich in Gerling 2004.

Als Beispiel wurden dort die Kosten für folgende Anlage berechnet:

- Leistung: 50 kg/s
- Volllaststunden: 7 500 Stunden pro Jahr
- Annuität: 13 Prozent (Diskontierungsrate 10 Prozent bei einer Laufzeit von 15 Jahren)
- Strompreis: 0,04 EUR/kWh_{el}

Abbildung 6-2 zeigt, dass alleine die Stromkosten mehr als die Hälfte der Verdichtungskosten verursachen, gefolgt von den Kosten für Abschreibung und Betrieb.

Abbildung 6-3, die die Kostenkurven in Abhängigkeit vom Durchsatz in (kg/s) und der Auslastung (100 Prozent = 8 760 Stunden) darstellt, zeigt, dass die Kosten der Verdichtung in starkem Maß vom Durchfluss abhängen. Kostenseitig besteht damit ein hoher Anreiz, die Verdichtung von CO₂ zentral durchzuführen, was bei der Abtrennung am Kraftwerk quasi automatisch gegeben ist.

In Gerling 2004 werden Angaben aus dem GESTCO-Summary Report 2003 zitiert, nach denen die Kosten für die Verdichtung zwischen 3,5 und 26,1 EUR/t CO₂ abgeschiedenes CO₂ liegen (bei einem Mittelwert von 8,4 EUR/t CO₂).

Die Kosten der Verdichtung belaufen sich nach ECOFYS damit auf 6 bis 10 EUR/t abgeschiedenes CO₂, geht man von einem Kompressor mit einem Durchsatz größer 100 kg/s aus. Diese Zahlen liegen auch im Rahmen der Darstellung des GESTCO-Projektes. Durch den Stromverbrauch für die Kompression sinkt der Wirkungsgrad des Gesamtprozesses um weitere 2 bis 2,7 Prozentpunkte bei Gas- und 3 bis 4 Prozentpunkte bei Kohlekraftwerken (Göttlicher 2003a).

3 Angenommener CO₂-Emissionsfaktor: 0,65 kg/kWh (Strom Kraftwerksmix).

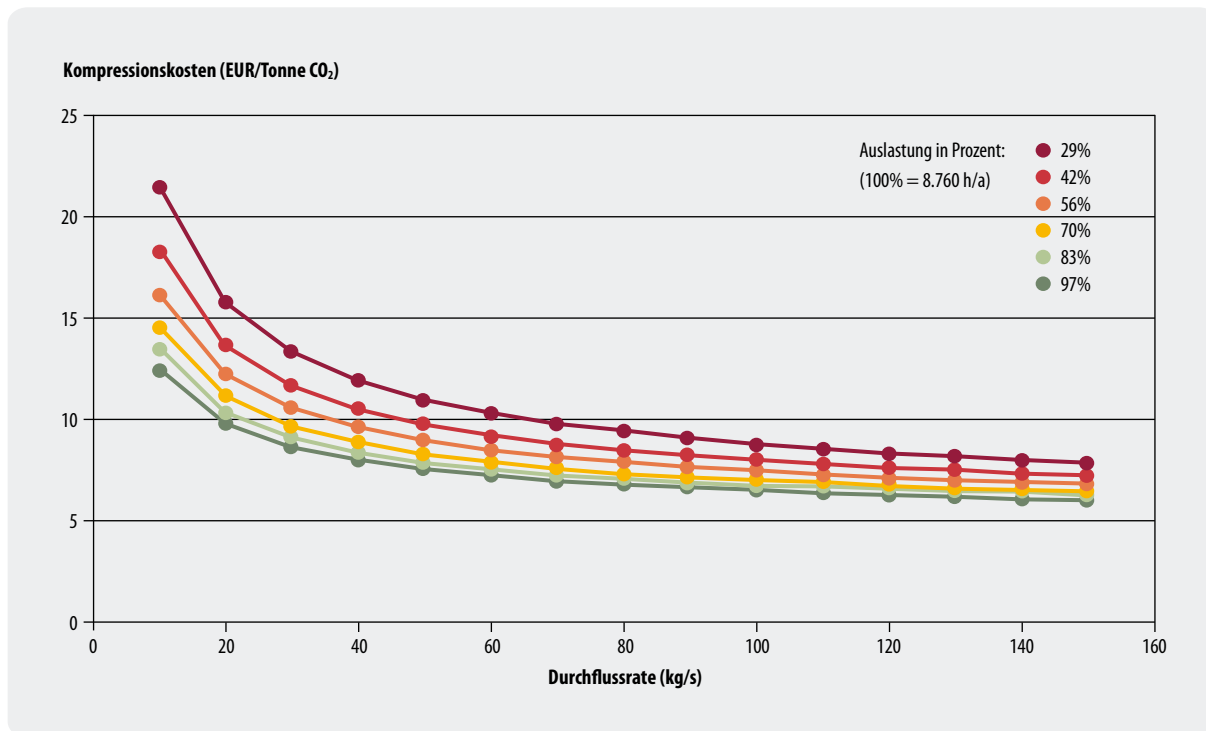


Abbildung 6-3: Kompressionskosten als Funktion der Kompressorleistung und -Auslastung (ECOFYS 2004)

6.2 Transportoptionen

Für die Auswahl eines geeigneten CO₂-Transportmittels sind im Wesentlichen folgende drei Parameter ausschlaggebend:

- Transportkapazität
- Entfernung (von der Quelle zur Senke)
- Speicherstandort (onshore/offshore)

Das wichtigste Transportmittel für die Bewältigung größerer Mengen von Gasen im Allgemeinen und CO₂ im Speziellen ist die Pipeline. Von den nicht leitungsgebundenen Transportoptionen kommt nur das Schiff sinnvollerweise zum Einsatz. Andere CO₂-Transportoptionen (per Tanklastwagen oder in Druckzylindern bzw. als Trockeneis im Stückguttransport) sind nur im kleinen Maßstab (z.B. für Brauereien, Lebensmittelindustrie einige 100 000 t/a) bzw. für die Einführungsphase einer CCS-Infrastruktur relevant. In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Transportoptionen näher erläutert und in einem gesonderten Kapitel ihre jeweiligen Kosten abgeschätzt.

6.2.1 Pipelinetransport

Onshore

Onshore sind Pipelines die einzig sinnvolle Alternative in größerem Maßstab. Binnenschiffe, Eisenbahn oder Lkw sind lediglich für eine Übergangszeit (Bauzeit einer CO₂-Pipelineinfrastruktur) als Alternative vorstellbar.

Offshore

Offshore-Pipelines eignen sich gut zur kostengünstigen Bewältigung großer Kapazitätsströme, zuvor ist jedoch ein zeitaufwändiger und teurer Infrastrukturaufbau erforderlich. Schiffe sind dagegen flexibler einsetzbar und schneller verfügbar, benötigen allerdings Zwischenspeicher sowie eine Lade- und Entladeinfrastruktur.

Sowohl im Onshore- (i.d.R. ab 1 m Tiefe verlegt) als auch im Offshore-Bereich (bis 2 200 m Meerestiefe) liegen umfangreiche Erfahrungen im Gaspipelinebau bzw. -betrieb vor.

Beim Onshore-Pipeline-Transport über größere Entfernungen sowie in hügeligem Terrain sind ggf. Zwischenverdichter erforderlich. Bei ausreichend großem Vordruck und/oder niedriger Transportgeschwindigkeit (durch größere Dimensionierung des Pipelinedurchmessers) und infolge dadurch niedrigerer Druckverluste, kann bei der Auslegung evtl. auf (teure) Zwischenverdichter verzichtet werden⁴. Übliche Transportgeschwindigkeiten liegen bei ca. 1 bis 5 m/s, übliche Betriebsparameter bei hundert bis mehrere hundert bar Druck und max. Temperaturen von 50 °C.

Die Pipelineauslegung ist somit ein Optimierungsproblem zwischen den wichtigsten Parametern Durchmesser, Wandstärke und Druckverlust. Ferner spielt bei

⁴ Beispielsweise kommt die 328 km lange Weyburn-Pipeline in den USA ohne Zwischenverdichtung aus.

der Materialauswahl und beim Korrosionsschutz die Qualität (Reinheit) des zu transportierenden CO₂ eine wichtige Rolle. Beispielsweise ist für trockenes CO₂ mit einem H₂O-Anteil unterhalb 50 ppm einfacher Kohlenstoffstahl ausreichend⁵.

Im Folgenden sind die wichtigsten Parameter aufgelistet, die für die Auslegung einer Pipeline relevant sind:

Designparameter

- Druck, Temperatur
- Durchmesser, Länge, Wandstärke
- Begleitstoffe/Reinheit CO₂ → Anforderungen an Korrosionsschutz
- Anzahl Verdichter- und Messstationen
- Gelände & Infrastruktur: Topographie, Bodenbeschaffenheit, Besiedlung, Hindernisse (Gewässer, Straßen, Pipelines ...), Naturschutzgebiete
- Bewuchs, geothermische Aktivität
- offshore: Restriktionen durch Fischereiaktivitäten (Netze), Meeresströmungen, Schiffsverkehr (Anker!)

Sicherheitsaspekte bei CO₂-Pipelines

Da CO₂ nicht brennbar ist, besteht – anders als beispielsweise bei dem bereits in großen Mengen via Pipeline transportiertem Erdgas – keine Explosionsgefahr. Dennoch müssen gewisse Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden, da das farblose und geruchlose CO₂ in höheren Konzentrationen (> 40 000 ppm) als Atemgift wirkt⁶. Darüber hinaus ist CO₂ schwerer als Luft, so dass eine konzentrierte Ansammlung in Bodensenken erfolgt. Gegebenenfalls muss auch die Wirkung unerwünschter Begleitstoffe berücksichtigt werden: Der toxische Grenzwert z.B. für H₂S liegt laut NIOSH⁷ bei 100 ppm.

EOR-Statistiken zeigen ein geringeres Leckagerisiko als bei Erdgas- oder Gefahrgut-Leitungen, dennoch ist soweit möglich eine Trassenauswahl entfernt von dichtbesiedelten Gebieten aus Sicherheitsgründen geboten. In besiedelten Gebieten sind eine Leckage- und eine Überdruck-Sicherung erforderlich. Letztere ist erforderlich, da bei unkontrollierter Temperaturüberschreitung ein Phasenübergang des CO₂-Gases von flüssig/überkritisch nach gasförmig stattfinden kann, was einen sehr starken und plötzlichen Druckanstieg verursacht.

Die Überwachung von Pipelines kann sowohl von außen als auch von innen vorgenommen werden: Extern werden Leitungen per Fahrzeug/zu Fuß und aus der Luft

(onshore) bzw. per Spezialschiff und Tauchroboter (offshore) in Augenschein genommen. Über fest installierte Überwachungseinrichtungen sowie über sog. „Molche“ (kolbenähnliche, mit Druck durch die Pipeline geschossene, selbsttätige Reinigungs- und Inspektionseinrichtungen) besteht die Möglichkeit der internen Kontrolle.

Beschädigungen von Offshore-Pipelines sind insbesondere durch Schiffsanker und Fischernetze möglich. Die potenziellen ökologischen Auswirkungen einer marinen Pipelineleckage sind noch nicht untersucht worden.

Prinzipiell besteht ein Risiko militärischer und/oder terroristischer Angriffe auf Pipelineinfrastrukturen. Dieses Gefahrenpotenzial wird immerhin als so relevant eingeschätzt, dass dieser Aspekt bereits Thema verschiedener Konferenzen war bzw. ist.

Risikostudien für Onshore-Erdgas-Pipelines ergaben eine statistische Unfallhäufigkeit von weniger als 0,02 Unfällen pro 100 Kilometer und Jahr für Westeuropa in 2002. Größere Pipelines (> 500 mm) weisen ein geringeres Risiko auf (< 0,005/(100 km×a)). Eine Auswertung von Unfällen in den USA im Zeitraum von 1986 bis 2002 liefert einen statistischen Wert von 0,011 Unfällen/(100 km×a) [Guijit 2004]. Beim Vergleich der Zahlen ist zu beachten, dass die Definition bzw. der Schwellenwert von „Unfällen“ in verschiedenen Studien nicht unbedingt identisch ist! Im Bereich der in den USA bereits existierenden Onshore-CO₂-Pipelines berichtet [Gale 2002] von 10 Unfällen zwischen 1990 und 2002, entsprechend einer Unfallrate von 0,032 Unfällen/(100 km×a)⁸. Dabei wurden Schäden in der Höhe von 470.000 US\$ erfasst. Tote oder Verletzte waren nicht zu beklagen. Da CO₂-Leitungen bisher überwiegend in dünnbesiedelten Gebieten verlegt wurden, ist bei einem zukünftigen Infrastrukturaufbau auch in dichtbesiedelten Gebieten zu erwarten, dass das Unfallrisiko steigen wird.

Erfahrungen mit CO₂-Pipelinetransport

Grundsätzlich liegen Erfahrungen mit dem Pipelinetransport großer Mengen von Gas, Öl, Kondensat und Wasser über Distanzen von bis zu über 1 000 km sowohl offshore als auch onshore vor. Die Leitungen durchqueren dabei Wüsten, Berge, dicht besiedelte Gebiete, die Arktis und Ozeane (letztere bis 1 400 mm Durchmesser und bis 2 200 m Tiefe).

Weltweit existieren sieben größere CO₂-Onshore-Hochdruckpipelines in drei Ländern (5 x USA, meist im Permian-Becken, 1 x USA/Kanada, 1 x Türkei) mit einer Gesamttransportkapazität von rund 50 Mt/a und einer Gesamtlänge von ca. 2.600 km. Die älteste Anlage ist die Canyon Reef Carriers Pipeline, welche bereits seit 1972 vom US-amerikanischen Unternehmen Kinder Morgan betrieben wird. Sie liefert jährlich 5,2 Mt CO₂ aus einer Vergasungsanlage über eine Entfernung von 225 km.

5 Beispiel für eine Spezifikation: CO₂ > 95 Prozent_{Mol}, kein freies H₂O, H₂O_{Dampf} < 50 ppm, H₂S < 1 500 ppm.

6 Aus diesem Grunde gibt es Überlegungen, ähnlich wie beim Erdgasverteilnetz eine Odorierung des CO₂-Gases vorzunehmen, um es riechbar zu machen.

7 NIOSH: National Institute for Occupational Safety and Health.

8 Umgerechnet auf eine 500 km lange Pipeline entspricht dies einer Unfallhäufigkeit von einem Unfall ca. alle sechs Jahre.

Die mit 19,3 Mt Jahreskapazität und 808 km Länge größte Anlage steht ebenfalls in den USA und befördert seit 1984 CO₂ aus einer natürlichen Quelle am McElmo Dome. Ölproduzenten, die Kohlendioxid zur Produktionssteigerung einsetzen (EOR), zahlen für an der Senke angeliefertes CO₂ ca. 9...18 US\$/t. Alle Hauptleitungen sind mit einfachem Kohlenstoff-Stahl ausgeführt.

Für den CO₂-Offshore-Pipelinebetrieb liegen noch keine Erfahrungen vor, er wird jedoch grundsätzlich für machbar gehalten (s.a. Infrastruktur-Projekt CENS⁹). Der zu betreibende Aufwand ist etwa proportional zum Produkt aus Wassertiefe und Pipelinedurchmesser.

6.2.2 Transport per Schiff

Der Gastransport per Schiff ist flexibler und schneller verfügbar als der leitungsggebundene Transport, hat jedoch den Nachteil, dass Zwischenspeicher sowie Lade- und Entladestationen erforderlich sind. Ferner besteht eine grundsätzliche Nutzungskonkurrenz zu sonstigem Schiffsverkehr. Mit der zusätzlichen Verkehrsbelastung können unerwünschte Nebenwirkungen (z.B. erhöhte Gefahr von Schiffskollisionen, Schadstoffemissionen durch Verbrennung von Schweröl) verbunden sein.

Wie oben beschrieben, ist aus logistischen und energetischen Gründen nur der CO₂-Transport in flüssiger Phase relevant. Für diese Transportform werden drei Typen von Tankstrukturen unterschieden:

1. **Druck-Tank**
Hochdruckkomprimiertes CO₂ bei Umgebungstemperatur (für kleine Anwendungen)
2. **Tiefemperatur-Tank**
Tiefgekühltes CO₂ bei Atmosphärendruck (für Massentransport z.B. von LPG und LNG)
3. **Hybrid-Tank**
Druck oberhalb Normaldruck und Temperatur unterhalb Umgebungstemperatur (z.B. angepasst an unterschiedliche Lade- und Entladebedingungen)

Der Misch-Typ wird als die ökonomischste Variante für einen zukünftigen CO₂-Transport in großem Maßstab angesehen. Die Auslegung bei rund -50 °C und 6 bis 8 bar liegt nahe an dem Tripelpunkt von CO₂ (vgl. Abbildung A-1 im Anhang). Eine Designstudie wurde für eine Kapazität von ca. 20 000 m³ (≈ 22 000 t CO₂) erstellt.

Im Tank durch äußere Wärmezufuhr entstehender Kohlendioxid-Dampf führt zur Druckerhöhung und muss entweder kontrolliert in die Atmosphäre abgelassen werden (ungiftig und ungefährlich, verschlechtert

allerdings die CO₂-Bilanz) oder – wie bei LPG-Tankern – durch Nachkühlung wieder verflüssigt werden. Letzteres ist energieaufwendig und daher ebenfalls mit CO₂-Ausstoß verbunden. Für die reine Bauzeit von Tankern sind ca. 1 bis 2 Jahre anzusetzen.

Sicherheitsaspekte bei CO₂-Tankern

Eine Risikobilanzierung bei Flüssiggastankern durch den Lloyds Maritime Information Service in den Jahren zwischen 1978 und 2000 ergab folgendes Ergebnis:

LPG (Anzahl Tanker im Jahr 2000: 982):
20 schwere Unfälle → 0,00091 Unfälle/(Schiff×a)
LNG (Anzahl Tanker im Jahr 2000: 121):
1 schwerer Unfall → 0,00037 Unfälle/(Schiff×a)

Die meisten Unfälle sind systembedingt oder passieren aufgrund menschlichen Versagens einzelner Personen, die Einhaltung von Sicherheitsvorschriften wird häufig missachtet. Arten von Unfällen können sein: Kollision, auf Grund laufen, Untergang und Feuer. Eine Risikominimierung kann nur durch hohe Sicherheitsstandards bei Technik und Routenplanung (incl. Überwachung derselben) sowie durch ausreichende Personalschulung gewährleistet werden.

Das Ausbreitungsverhalten von aus einem Schiffstank austretendem CO₂ auf der Meeresoberfläche wurde bisher noch nicht untersucht. Mögliche Konsequenzen sind lokale ökologische Auswirkungen auf Meeresorganismen sowie – bei hohen Konzentrationen und ungünstiger Wetterlage – Gefahr für die Schiffsbesatzung und Maschinenausfall durch Sauerstoffmangel.

Allgemein müssen insbesondere beim transnationalen und marinen Transport von CO₂ verschiedene internationale Konventionen berücksichtigt werden:

- UN Law of the Sea Convention
- London Convention
- ESPOO Convention (Convention on Environmental Impact Assessment in a Transboundary Context)
- OSPAR (marines Regelwerk für Nordostatlantik)
- Basel Convention on the Control of Transboundary Movements of Hazardous Wastes and their Disposal

Zusätzlich gibt es nationale und ggf. regionale Vorschriften zu beachten (s. [IEA 2003a]). Die juristische Anwendbarkeit der verschiedenen Regelwerke ist noch nicht abschließend geklärt, u.a. auch nicht die Frage, ob CO₂ als Abfallstoff einzustufen ist.

Erfahrungen mit CO₂-Schiffstransport

Bisher liegen kaum Erfahrungen mit CO₂-Transporten per Schiff vor: Weltweit waren 2004 nur vier kleine Tanker (als Misch-Typ) in Betrieb, die CO₂ in Lebensmittelmittelqualität von CO₂-Punktquellen in Nordeuropa

⁹ CENS: CO₂ for EOR in the North Sea; ein Gemeinschaftsprojekt des dänischen Kohlekraftwerksbetreiber Elsam und der US-amerikanischen CO₂-Fa. Kinder Morgan unter Koordination der norwegischen Fa. CO₂-Norway.

(z.B. Ammoniumproduktion) zu den Verbrauchermärkten schaffen. Allerdings wurden mit LPG (Liquefied Petroleum Gas, Hauptbestandteile Propan und Butan) und LNG (Liquefied Natural Gas, z.B. Tanker bis zu 145 000 m³ Kapazität) bereits umfangreiche Erfahrungen gemacht. Insbesondere LPG weist ähnliche Stoffeigenschaften wie verflüssigtes CO₂ auf, so dass auch vergleichbare Transportbedingungen herrschen.

In Norwegen und Japan sind Designstudien zu größeren Schiffen incl. der notwendigen Peripherie (Verflüssigungsanlage, Zwischenspeicher) in Arbeit.

6.2.3 Transport per Bahn und Lkw

Wie bereits eingangs erwähnt, können sowohl Bahn- und insbesondere Lkw-Transporte sowohl aus Kosten- als auch aus Kapazitäts- und Umweltschutzgründen keinen nennenswerten Beitrag bei der Bewältigung sehr großer CO₂-Mengen leisten. Lediglich für Pilot- und Demonstrationsprojekte sowie ggf. um Zeiten des Pipelineinfrastrukturaufbaus zu überbrücken, könnte ein begrenzter Einsatz dieser beiden Verkehrsträger relevant sein.

Technisch wird ein solcher CO₂-Transport in einem gekühlten Drucktank bei ca. 20 bar und –20 °C realisiert (IPCC 2005). Andere Quellen geben einen Einsatzbereich bei einem Druck von 12–17 bar und einer Temperatur von –50 bis –70 °C an (Air Liquide 2005). Bei einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t hat ein Sattelaufleger ca. 20 t CO₂-Transportkapazität, während ein Ganzzug mit 1 300 bis 3 000 t CO₂ erheblich größere Mengen aufnehmen kann.

6.3 Transportkosten

Die Transportkosten schlüsseln sich auf in Investitionskosten, Betriebskosten sowie Reparatur- und Wartungskosten (inkl. Ausgaben für Sicherheit, Gesundheit und Umweltschutz).

Im Folgenden werden Kostenabschätzungen in Abhängigkeit von Transportentfernung, Transportmittel (Pipeline oder Schiff) sowie Transportkapazität wiedergegeben. Die Daten stammen vorrangig aus vier Quellen bzw. wurden dort zusammengetragen: (VGB 2004), (ECOFYS 2004), (GESTCO 2004) und (IPCC 2005).

Tabelle 6-1: Kosten für Zwischenspeicher (Stahltank und Untergrundspeicher)

	Volumen (m ³)	Investitionskosten (EUR)	Jährliche Kosten (EUR/a)	Durchsatz (t/a)	Spezifische Kosten (EUR/t CO ₂)
Stahlbehälter	3 000	6 500 000	460 000	1 000 000	0,46
Untergrundspeicher	120 000	17 000 000	1 200 000	20 000 000	0,06

Quelle: (Odenberger und Svensson 2003) in (VGB 2004)

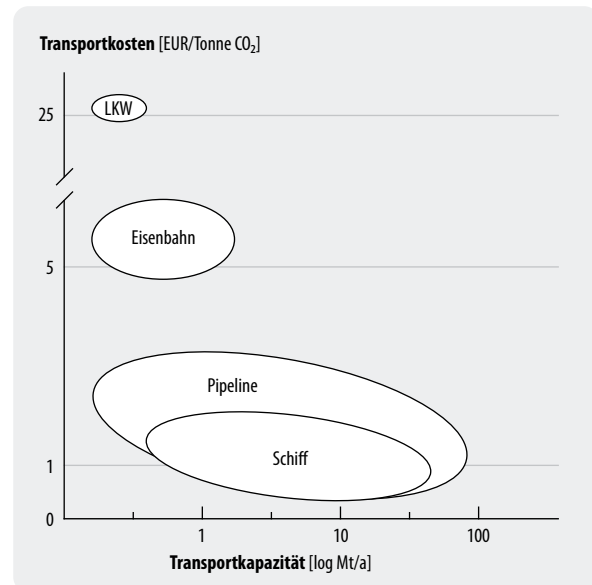


Abbildung 6-4: Kosten- und Kapazitätsbereiche für verschiedene CO₂-Transportalternativen (250 km Entfernung)
Quelle: [Odenberger and Svensson 2003] in [VGB 2004]

1. Quelle: VGB 2004

Mit mehr als 25 EUR/t_{250 km} für den Transport auf der **Straße** bzw. über 5 EUR/t_{250 km} für den Transport auf der **Schiene** sind diese beiden Optionen wie bereits geschildert als sehr teuer bzw. teuer einzustufen und daher nur für geringe Transportkapazitäten bzw. für eine mögliche CCS-Einführungsphase geeignet.

Pipelines (1...3 EUR/t_{250 km}) und **Schiffe** (ca. 1 EUR/t_{250 km}) sind deutlich preiswerter und für hohe bis sehr hohe Kapazitäten geeignet. Allerdings ist zunächst – insbesondere bei den Pipelines – ein sehr kostenintensiver Infrastrukturaufbau erforderlich. Hügeliges Terrain erfordert beim Pipelinebau ca. 50 Prozent Mehrkosten, für die Durchquerung dicht besiedelter Gegenden und Naturschutzgebiete ist ein Aufschlag von ca. 100 Prozent und für die Offshore-Verlegung ein Aufschlag von ca. 40 bis 70 Prozent zu kalkulieren.

In den oben gelisteten Angaben für die nicht-leitungsgebundenen Transportoptionen auf der Straße, per Eisenbahn oder zu Wasser (vgl. Abbildung 6-4) sind die Kosten für die notwendige **Zwischenspeicherung** noch nicht enthalten. Als Speicher kommen hauptsächlich zwei Technologien in Frage:

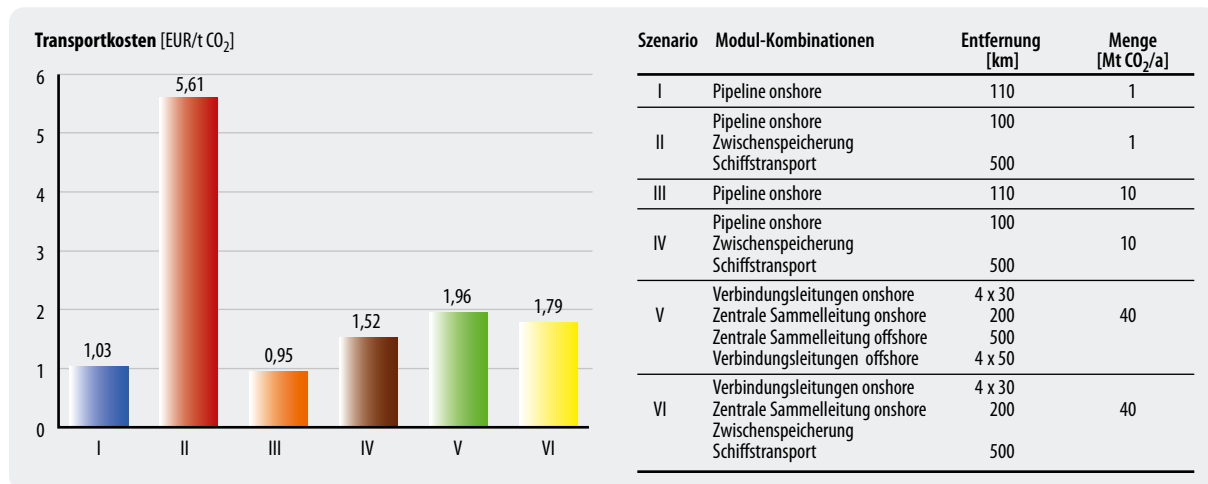


Abbildung 6-5: Akkumulierte Kosten für verschiedene Transportszenarien I bis VI (Quelle: [Odenberger and Svensson 2003] in [VGB 2004] Kostenangaben inkl. Transport, Wiederbeladung und Zwischenspeicherung, aber ohne Aufwendungen für die notwendige Gaskonditionierung (Druck & Temperatur), um CO₂-transport- bzw. speicherfähig zu machen)

1. *Untergrundspeicher*
geeignet für große Mengen; preiswert; für LPG, jedoch noch nicht für CO₂ praktiziert
2. *Stahlspeicher*
geeignet für kleine Mengen, teuer, Stand der Technik

Die zu veranschlagenden Kosten für die Zwischenspeicher sind in Tabelle 6-1 wiedergegeben.

In Abbildung 6-5 sind sechs verschiedene **Transportszenarien** aufgeführt, die sich hinsichtlich ihrer Mengenkapazität (1 Mt/a, 10 Mt/a, 40 Mt/a) Transportentfernung (Teilstrecken von 30 km bis 500 km), Transportmedium (Pipeline/Schiff sowie die Kombination daraus) und Pipelineart (Sammel-/Hauptleitung, onshore/offshore) unterscheiden. Entsprechend groß fällt die Kostenbreite aus, die von 0,95 EUR/t (Szenario 3 für 110 km und 10 Mt/a) bis 5,61 EUR/t (Szenario 2 für 600 km und 1 Mt/a) reicht.

Die in den Szenarien gewählten Kapazitätswerten resultieren aus typischen Kraftwerksgrößen. Für eine CCS-Einführungsphase wäre z.B. für eine 200 MW_{el}-Pilotanlage mit einem jährlichen CO₂-Ausstoß von 1 Mt Transportkosten von ca. 1 EUR/t (Einspeicherung onshore nahe dem Kraftwerksstandort) bis zu 6 EUR/t (Offshore-Speicher) zu veranschlagen. Bei einer vollständig entwickelten CCS-Infrastruktur (mehrere 1 000 MW_{el}-Anlagen mit 40...300 Mt/a) wird erwartet, dass sich die Transportkosten auf ca. 2 EUR/t (offshore) reduzieren.

Für die Kostenberechnungen wurden folgende Annahmen getroffen:

- Abschreibungszeitraum 25 Jahre
- Zinsrate 5 Prozent
- Kosten für CO₂-Verflüssigung NICHT in Kalkulation enthalten!
- Kosten für CO₂-Verdichtung in den Verdichterstationen entlang der Pipeline enthalten

Szenario	Modul-Kombinationen	Entfernung [km]	Menge [Mt CO ₂ /a]
I	Pipeline onshore	110	1
II	Pipeline onshore	100	1
	Zwischenspeicherung Schifftransport	500	
III	Pipeline onshore	110	10
IV	Pipeline onshore	100	10
	Zwischenspeicherung Schifftransport	500	
V	Verbindungsleitungen onshore	4 x 30	40
	Zentrale Sammelleitung onshore	200	
	Zentrale Sammelleitung offshore	500	
	Verbindungsleitungen offshore	4 x 50	
VI	Verbindungsleitungen onshore	4 x 30	40
	Zentrale Sammelleitung onshore	200	
	Zwischenspeicherung		
	Schifftransport	500	

- Auswahl der Kraftwerksstandorte so, dass die CO₂-Transportentfernungen minimiert werden
- reife Technologien

2. Quelle: ECOFYS 2004

In (ECOFYS 2004) wurden fünf so genannte „Kostenfenster“ definiert, um eine Abschätzung der Transportkosten für unterschiedliche Szenarien (und damit Entfernungen) vornehmen zu können. Danach ergeben sich, abhängig von der Entfernung, die in Tabelle 6-2 dargestellten Kosten von 1–30 EUR/t.

Tabelle 6-2: Transportkosten verschiedener „Kostenfenster“, nach (ECOFYS 2004)

Entfernung Quelle-Speicherort	Durchschnittliche Entfernung (km)	Durchschnittliche Kosten (EUR/t CO ₂)
Kurz	< 50	1
Mittel	50–200	3
Lang	200–500	5
Sehr lang	500–2 000	10
Äußerst lang	> 2 000	30

Ausgehend von diesen Kostenfenstern wurden in (ECOFYS 2004) die Transportkosten für verschiedene Regionen abgeschätzt, jeweils unterschieden nach Speicherung in Aquiferen, Öl- und Gasfeldern an Land und offshore sowie in Kohleflözen.

Für die Region „Westeuropa“ wurden Kosten von 3 EUR/t CO₂ (Aquifere, Öl- und Gasfelder offshore, Kohleflöze) bis 5 EUR/t CO₂ (Öl- und Gasfelder an Land) angegeben. In der Studie wird jedoch betont, dass dies nur eine sehr grobe Abschätzung darstellt.

Tabelle 6-3: Kosten für CO₂-Trennung, -Transport und -Speicherung in EUR pro Tonne (GESTCO 2004)

Land	Belgien	Dänemark		Deutschland			Griechenland		
	Langerloo	Havso	Tyra	Greifsw. B.I	Greifsw. B.II	Afeld-Elze	N. Karvali	Komotini	
	Anlagen-Typ	Gas-GuD	Kohle-DT	Kohle-DT	Gas-DT	Gas-DT	Zucker	NH ₃ -Prod.	Gas-GuD
Trenn-Verfahren	Post	Post	Post	Pre	Post	Post	CO ₂ -Quelle	Post	
Speicher-Verfahren	Kohlemine	Aquifer	Öl-/Gasfeld	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer	Aquifer	
Kosten (EUR/t)	Trennung	82,1	21,5	25,3	33,2	26,6	75,5	0,6	76,3
	Kompression	12,8	7,4	7,4	4,4	6,1	15,9	7,2	13,5
	Transport	3,5	1,4	14,8	1,1	1,1	1,1	3,4	13,0
	Speicherung	4,0	1,3	4,1	0,6	0,6	8,3	2,6	2,5
	Summe	102,4	31,6	51,6	39,3	34,4	100,8	13,8	105,3

Land	Großbritannien		Niederlande				Norwegen			
	King's Lynn	Eggborough	Rijnmond I	Rijnmond II	Eemshaven I	Eemshaven II	Mongstad I	Mongstad II	Skogn	
	Anlagen-Typ	Kohle-DT	Gas-GuD	H ₂ -Prod.	NH ₃ -Prod.	Gas-GuD	Gas-GuD	Öl-Raff.	Öl-Raff.	Gas-GuD
Trenn-Verfahren	Post	Post	CO ₂ -Quelle	CO ₂ -Quelle	Pre	Post	Post	Post	Pre	
Speicher-Verfahren	Aquifer	Aquifer	Gasfeld	Gasfeld	Gasfeld	Gasfeld	Aquifer	Aquifer	Aquifer	
Kosten (EUR/t)	Trennung	38,4	35,1	0,7	0,6	32,5	32,2	27,5	27,5	38,7
	Kompression	8,5	9,1	7,8	7,2	4,6	8,0	7,4	7,4	5,0
	Transport	6,5	4,4	9,7	11,6	1,7	3,0	6,7	2,6	7,4
	Speicherung	13,2	2,6	12,2	33,8	1,1	1,5	8,3	8,0	7,2
	Summe	66,6	51,2	30,4	53,2	39,9	44,7	49,9	45,5	58,3

Die Zahlen scheinen zudem sehr optimistisch abgeschätzt worden zu sein, denn an anderer Stelle werden in der gleichen Studie Kosten von 1 bis 6 EUR/t CO₂ für eine Entfernung von 100 km angegeben, abhängig von der Kapazität und Durchflussgeschwindigkeit (ECOFYS 2004).

3. Quelle: GESTCO 2004

In dem GESTCO-Projekt (GESTCO 2004) wurden 17 Fallstudien aus sieben europäischen Ländern untersucht. Insbesondere wurden Kostenabschätzungen für die einzelnen Prozessketten CO₂-Abtrennung, -Kompression, -Transport und -Speicherung vorgenommen. Dabei wurden 6 verschiedene Anlagentypen (Erdgas-

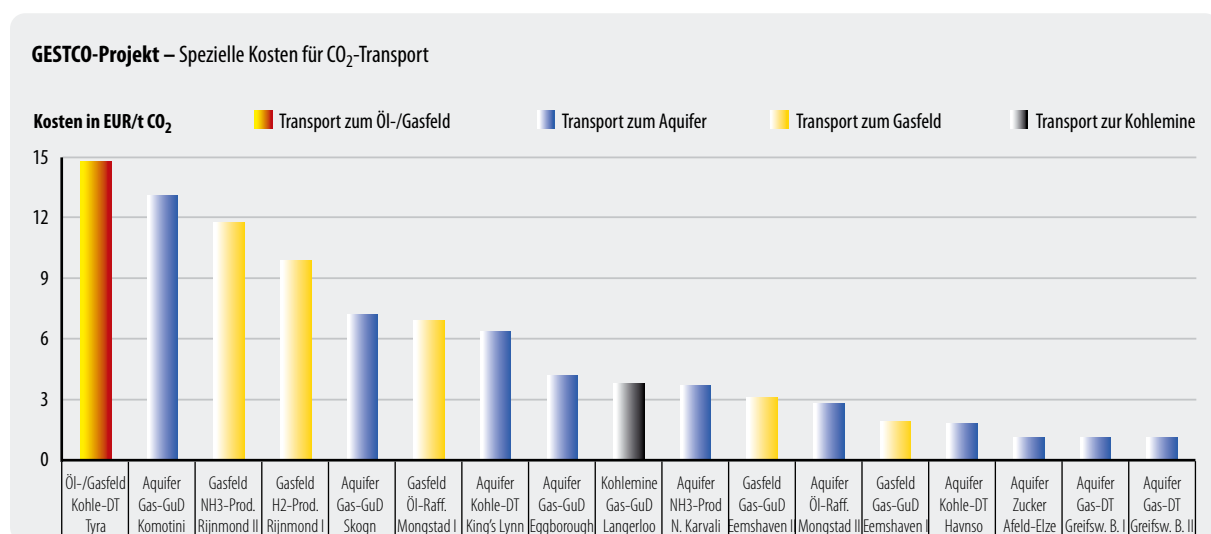


Abbildung 6-6: Abschätzung der Transportkosten von 17 europäischen Fallstudien innerhalb des GESTCO-Projektes

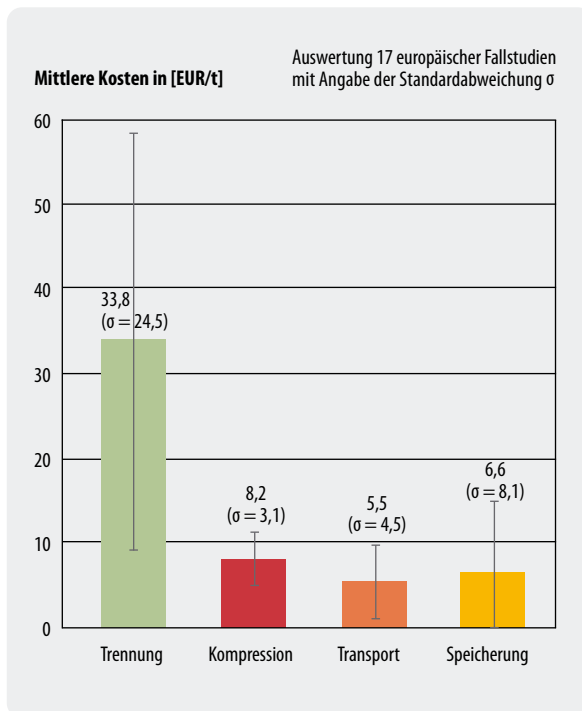


Abbildung 6-7: Mittlere Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung von CO₂ (GESTCO-Projekt)

GuD, Steinkohle-DT, H₂-Produktion, Erdgas-DT, Öl-Raffinerie, NH₃-Produktion) für 4 verschiedene Produkte (Strom (330...3.134 MW_{el}), Öl (9.285 kt/a), NH₃ (15,2...138 kt/a), H₂ (17,6 kt/a)) mit 3 verschiedenen Abscheideverfahren (Post Combustion, Pre Combustion, reine CO₂-Quellen) und 3 verschiedene Speicheroptionen (Aquifer, Öl-/Gasfelder, Kohlemine) analysiert (siehe Tabelle 6-3).



Abbildung 6-8: Verteilung der CCS-Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung von CO₂ (GESTCO-Projekt)

In Abbildung 6-6 sind als Ergebnis die Transportkosten grafisch dargestellt. Wie zu erkennen ist, ist die Spannbreite der Transportkosten sehr groß. Sie reicht von 1,10 EUR/t im günstigsten Fall und 14,80 EUR/t im ungünstigsten Fall.

Abbildung 6-7 zeigt die mittleren Kosten und ihre Streubreite (Standardabweichung σ) für die einzelnen Prozesskettenglieder. Der mittlere Transportkostenwert liegt bei 5,50 EUR/t mit einer großen Standardabweichung von 4,50 EUR/t (absolut) bzw. 81 Prozent (relativ).

Abbildung 6-8 schlüsselt nochmals die Gesamtkosten der CCS-Kette in ihre vier Bereiche Abtrennung, Kompression, Transport und Speicherung auf. In den im Rahmen des GESTCO-Projektes untersuchten Fallstudien entfällt demnach auf die Transportkosten mit 10 Prozent von den mittleren Gesamtkosten von rund 54,00 EUR/t der geringste Anteil.

4. Quelle: IPCC 2005/Hendriks et al. 2003/Bock 2003/IEA 2002¹⁰

Die spezifischen Investitionskosten für **Pipelines** liegen für kleine Leitungsdurchmesser (20 mm) näherungsweise bei ca. 0,2 Mio. US\$/km (onshore) bzw. ca. 0,3 Mio. US\$/km (offshore) und für größere Durchmesser (1,00 m) bei ca. 0,8 Mio. US\$/km (onshore) bzw. ca. 1,2 Mio. US\$/km (offshore) [IEA 2002, Hendriks et al. 2003, Bock 2003]. Die Transportkosten für eine 250 km lange Strecke werden für kleine Leitungsdurchmesser mit ca. 5 US\$/t (onshore) bzw. > 8 US\$/t (offshore) und für große Durchmesser mit ca. 1,2 US\$/t (onshore) bzw. 1,8 US\$/t (offshore) abgeschätzt. Der IPCC-Bericht nennt für diese Distanz typische Pipeline-transportkosten von 1 - 8 US\$/t. Abbildung 6-9 zeigt die starke Abhängigkeit der Transportkosten von der Durchflussrate.

Für die EOR-Weyburn-Pipeline (330 km Entfernung; 300 bis 350 mm Durchmesser; 1,8 Mt/a Durchsatz; 152 bar Druck) wurden beispielsweise 110 Mio. US\$ total bzw. 330 000 US\$/km an Investitionskosten aufgewendet.

Für den **Schifftransport** sind neben dem eigentlichen Tanker zusätzliche Kosten für Lade- und Entlade-, Zwischenspeicher- und Verlässigungseinrichtungen zu kalkulieren.

Schifftransport ist nur bei großen Entfernungen wirtschaftlich. Die Break-Even-Entfernung, ab der CO₂-Tanker gegenüber Offshore-Pipelines im Vorteil sind, liegen (bei einer angenommenen Jahresmenge von 6 Mt) im Bereich von ca. 500 bis 2 000 km. Weitere Einflussfaktoren, die für oder gegen Offshore-Pipelines sprechen können, sind Wassertiefe, Stabilität des Seegrundes, vorhandene Trassen, Treibstoffkosten u.a.

¹⁰ In dem IPCC-Bericht wird im Transportkapitel auf weitere Quellen (insbesondere IEA, Hendriks et al., Bock) verwiesen, so dass alle vier genannten Quellen hier gemeinsam behandelt werden.

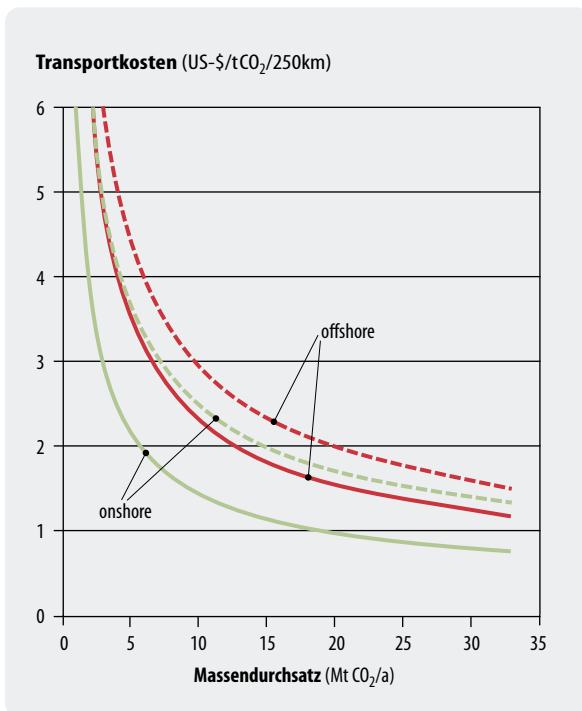


Abbildung 6-9: Bandbreite der CO₂-Transportkosten für eine 250 km lange Onshore- bzw. Offshore-Pipeline als Funktion der Kapazität (Quelle: IPCC 2005)

ten von den Gegebenheiten vor Ort bestimmt. Statoil schätzt in einer Studie für ein marines CO₂-Transportsystem mit einer Kapazität von 5,5 Mio. t/a Kosten zwischen 34 US\$/t (ohne Verflüssigung) und 55 US\$/t (mit Verflüssigung) ab (IPCC 2005).

Erfahrungen mit der gesamten marinen Transportkette für CO₂ liegen in der für CCS relevanten Größenordnung noch nicht vor. Es gibt jedoch Studien, die gewisse Aussagen zu der Thematik machen. Das norwegische Unternehmen Statoil schätzt, dass die Kosten für ein CO₂-Schiff ca. 30 bis 50 Prozent über denen eines ähnlich großen LPG-Schiffes (mit Hybridtank) liegen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der höheren Dichte von CO₂ (im Transportzustand ca. 1 100 kg/m³ gegenüber nur rund 500 kg/m³ bei LPG bzw. LNG) mit einem Tanker gleicher Größe im Vergleich zu LPG größere Massenströme transportiert werden können.

Die Internationale Energie Agentur schätzt die Kosten für einen 10 kt-Tanker (30 kt / 50 kt) auf 34 Mio. US\$ (60 Mio. US\$ / 85 Mio. US\$) und die Kosten für eine Verflüssigungsanlage mit einer Kapazität von 6,2 Mt/a¹¹ auf 80 Mio. US\$ bzw. 30 Mio. US\$ für den Fall, dass das Kohlendioxid bereits mit einem Vordruck von 100 bar angeliefert wird (IEA 2004). Statoil schätzt für ein Schiff mit 20 bis 30 kt Kapazität Kosten von 50 bis 70 Mio. US\$ und für eine Verflüssigungsanlage (1 Mt/a) 35 bis 50 Mio. US\$ ab [IPCC 2005].

Für eine Entfernung von 7 600 km gibt die IEA für einen 30 kt-Tanker spezifische Transportkosten von 35 US\$/t und für einen 50 kt-Tanker 30 US\$/t an. Bezüglich möglicher Skaleneffekte gibt es jedoch noch große Unsicherheiten. Ferner werden die tatsächlichen Kos-

¹¹ Zum Vergleich: Die gegenwärtig größte Verflüssigungsanlage hat eine Kapazität von 0,35 Mt/a.

Kapitel 7

CO₂-Speicherung

Neben den natürlichen Senken für Kohlendioxid sollen durch verschiedene technische Verfahren weitere CO₂-Speicherkapazitäten erschlossen werden.

7.1 Übersicht der Verfahren

Grundsätzlich kann CO₂ in unterschiedlicher Form der Atmosphäre entzogen werden. Im Folgenden werden die möglichen Verfahren kurz dargestellt und eine Bewertung der Speicheroptionen für Deutschland vorgenommen.

Marine Speicherung:

a. Isolierung des CO₂ (CO₂-See)

Durch Einbringen des CO₂ in eine Tiefe von über 3 000 m wird nach mathematischen Modellen davon ausgegangen, dass sich aufgrund des Wasserdrucks ein See aus flüssigem CO₂ auf dem Meeresboden mit einer Chlathrat-Oberfläche bildet, welche das Kohlendioxid von dem aufliegenden Meerwasser trennt und die Auflösung des CO₂ hemmt.

b. Dispersion von CO₂

Die Injektion von CO₂ in Meerestiefen unter 500 m führt zur Blasenbildung und Auflösung des Gases und wird (im Modell) unterhalb der ozeanischen Thermokline eingeschlossen. Bei der Verbringung des Kohlendioxids in größere Tiefen (zwischen 500 und 3 000 m) führt dies zur Bildung einer „Tröpfchen-Fahne“, wobei diese Tröpfchen von Hydraten umschlossen werden sollen, um die Auflösungsrate zu verlangsamen.

c. Einbringen von Trockeneis

CO₂ wird in „Festform“ als Trockeneis-Block vom Schiff aus in den Ozean verbracht und soll dort zum Meeresgrund sinken. Da diese Form der CO₂-Speicherung allerdings sehr energie- und kostenintensiv ist, wird sie in der aktuellen Diskussion nicht mehr weiter verfolgt.

d. Algen

Um eine vermehrte CO₂-Aufnahme des Gesamtsystems Ozean zu erreichen, wird mittels Eisendüngung eine Algenblüte induziert. Diese initiierte Algenblüte ist

vor allem in den mit Eisenverbindungen unterversorgten südlichen Ozeangebieten möglich. Bisherige diesbezügliche Untersuchungen/Maßnahmen erbrachten aber nicht den gewünschten Erfolg, da maximal 1 Prozent des gebundenen CO₂ zum Meeresboden absinkt (Smetacek 2004).

Geologische Speicherung:

a. Tiefe saline Aquifere

Die Speicherung in porösen und salzwasserführenden Gesteinen ist an tiefe Sedimentbecken gebunden, die weltweit verbreitet sind. Da diese Strukturen aber bisher nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet wurden, fehlen eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften wie das Porenvolumen (bestimmt Gas-sättigung), Bruch- und Deformationsvorgänge sowie deren Gesteinsschemismus (Dichtigkeit der überlagernden Schichten) und somit eine Abschätzung der Speicherkapazitäten dieser Gesteinsstrukturen (May et al. 2003).

b. Ausgeförderte Öl- und Gasfelder

Ausgeförderte Ölfelder bieten in vielen Ländern (auch in Deutschland) nur geringe Kapazitäten im Gegensatz zu Gasfeldern, welche global betrachtet große Kapazitäten aufweisen. Bei Öl- und Gasfeldern, welche sich in der Endphase der Ausbeutung befinden, ist es möglich, durch das Einbringen von CO₂ die Ausbeute zu steigern (EOR/EGR = Enhanced Oil/Gas Recovery). Dies bringt ökonomische Vorteile und ermöglicht gleichzeitig eine Speicherung des CO₂ in diese geologische Struktur.

c. Tiefe (gegenwärtig nicht abbaubare) Kohleflöze

Die Speicherung von Kohlendioxid in tiefen, gegenwärtig wirtschaftlich und technisch nicht abbaubaren Kohleflözen in Kombination mit der gleichzeitigen Entnahme und Nutzung von Flözgas (ECBM = Enhanced Coal Bed Methane) befindet sich gegenwärtig in der Pilotphase. Dabei wird das an die Kohle gebundene Methan durch CO₂ ersetzt (Kohle kann ca. doppelt soviel CO₂ wie CH₄ adsorbieren) und ist somit nicht als freies „wanderfähiges“ Fluid vorhanden. Dies setzt allerdings eine entsprechende Permeabilität der Kohle voraus, welche von Kohleart zu Kohleart variiert und unter Lagerstättenbedingungen der tiefen Flöze noch untersucht wird.

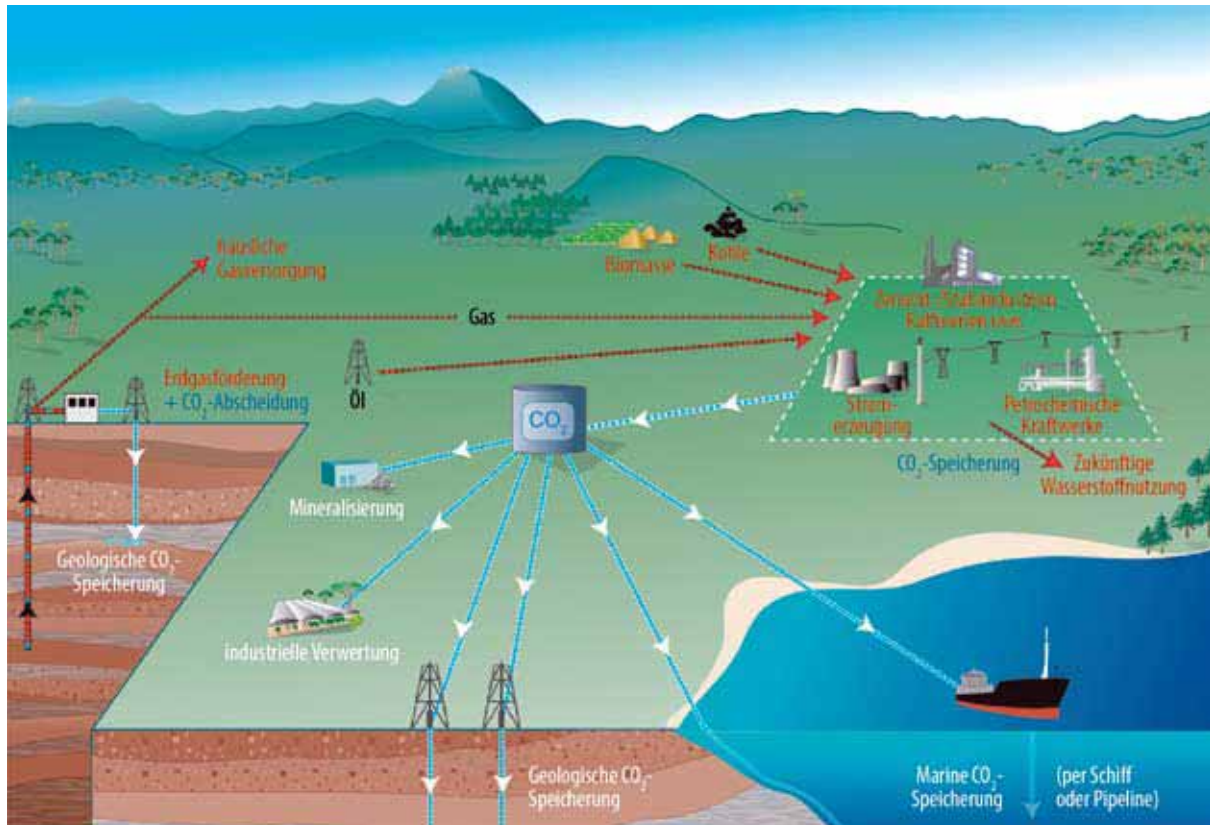


Abbildung 7-1: Verschiedene denkbare Optionen der CO₂-Speicherung (Quelle: IPCC 2005/Courtesy CO₂CRC)

d. Stillgelegte Kohlebergwerke

In den weit verzweigten Gangsystemen des Kohlebergbaus ist es theoretisch möglich, CO₂ einzuspeichern. Da es sich hierbei allerdings um Verbundbergwerke handelt und der Abbau in anderen Teilen des Bergwerkes weiter voran schreitet, müsste man die zur Speicherung vorgesehenen Schächte und Stollen erst alle entsprechend abdichten. Diese Verschlüsse müssten allerdings noch entwickelt und auf ihre Langzeitstabilität geprüft werden. Des Weiteren liegen diese Gangsysteme teilweise unter stark besiedelten Gebieten (Ruhrgebiet), welche von teils gering mächtigen und teils stark zerklüfteten Deckschichten überlagert werden.

e. Salzkavernen

Diese Option weist im Vergleich zu den anderen geologischen Optionen nur sehr geringe Kapazitäten auf (in Deutschland nur zwei bisher nicht genutzte, stillgelegte Salzbergwerke) und steht in Konkurrenz zu anderen Nutzungen (z. B. Mülldeponierung, Druckluftspeicher).

Sonstige Speicherungsoptionen:

Biomasse

Durch die Bindung von Kohlendioxid in Bäumen kann eine vorübergehende Speicherung dieses Gases erfolgen, wenn z.B. Holz als Baustoff Verwendung findet. Dadurch kann eine CO₂-Speicherung von ca. 100–150 Jahren in den verbauten Holzelementen erfolgen.

Auch die CO₂-Fixierung mittels Algen wird derzeit erforscht. Meeresalgen verarbeiten Kohlendioxid-Gas unter Einfluss von Sonnenlicht ebenfalls in Biomasse, wie die Landpflanzen bei der Photosynthese. Bisher befanden sich in den Kraftwerks-Abgasen zu viele andere Schadstoffe wie etwa Ruß oder Stickoxide. Mit einer Rauchgaswäsche können diese vorher herausgefiltert werden – mit dem Ergebnis, dass die Algen das Restgas mit Vorliebe aufnehmen.

Die von den Algen produzierten Biomasse kann zur Herstellung von Tierfutter, Bio-Diesel oder Baustoffen genutzt werden. Die Baustoffe hätten den Vorteil, dass CO₂ in Form von organischem Kohlenstoff so gebunden wird, dass es nicht weiter abgebaut werden kann¹.

1 Siehe: www.radiobremen.de/magazin/wissenschaft/stadt-der-wissenschaft/themen/co2.html

Ähnliche Überlegungen gibt es auch für Gewächshäuser: diese können mit KWK-Strom und Wärme aus Mikrogasturbinen versorgt und deren (CO_2 -haltigen und relativ sauberen) Abgase zusätzlich zur Begasung der Pflanzen eingesetzt werden um die Biomasseproduktion so zu steigern.

Absorption an Minerale

Durch die Bindung von CO_2 an Magnesiumsilikat (z.B. Olivin oder Serpentin, das global in großen Mengen verfügbar ist) kann CO_2 dauerhaft in dem dabei entstehenden Magnesiumcarbonat gebunden werden. Dies geschieht unter hohem Druck (340 bar) und einer Temperatur von 500 °C. Die Reaktion wird maßgeblich durch die Partikelgröße beeinflusst (je kleiner, desto schneller erfolgt eine Reaktion). Pro Tonne CO_2 entstehen dabei 0,66 t Quarz und 1,92 t Magnesiumcarbonat als Reaktionsprodukte, welche z.B. in Erzminen, die als Nebenprodukt Serpentin fördern, verbraucht werden können.

Chemische/Technische Verwertung

Die Verwertung des CO_2 in diversen Industrieprozessen (z.B. als Kohlensäure oder zur Gefriertrocknung, als mononukleare und polymere Verbindungen) wirkt wie ein Recycling dieses „Abfallstoffes“, allerdings ist

die Speicherdauer sehr von der weiteren Nutzung des erzeugten Produktes abhängig (Breuer 2001). Laut Schätzungen von (IPCC 2005) beträgt die gesamte großindustrielle Nutzung von CO_2 gegenwärtig ca. 104 Mt/a weltweit, dies entspricht weniger als 0,5 Prozent der derzeitigen globalen anthropogenen CO_2 -Gesamtemissionen. Durch eine besonders durch Forschung und Entwicklung vorangetriebene konsequente Umstellung in der chemischen Industrie wird eine Ausweitung der Verwertungsquote auf maximal 5 Prozent für möglich gehalten (Plass 2002).

Brennstoffsynthese

CO_2 kann über chemische Verfahren mit Wasserstoff z.B. in Methanol (CH_3OH) umgewandelt werden, welcher als flüssiger Energieträger/Kraftstoff Verwendung finden kann. Diese Technologie steckt aufgrund der notwendigen Bereitstellung von umwelt- und klimaverträglichem Wasserstoff noch in der Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase und wird sich erst mittel- bis langfristig etablieren können. Die direkte Nutzung von regenerativem Wasserstoff ist zudem deutlich effizienter.

Von besonderer Bedeutung für die Nutzbarkeit der angeführten Speicherverfahren sind nicht zuletzt ökologische Fragestellungen. Insbesondere zählen dazu die globalen und lokalen Risiken von CO_2 -Leckagen. Die

Tabelle 7-1: Globale CO_2 -Speicherungsoptionen und Kapazitäten (Zum Vergleich: die CO_2 -Emissionsrate weltweit lag 2005 bei 27,3 Gt** – Tendenz steigend)

Optionen	Kapazität IPCC (Gale; 2002)	Kapazität Hendricks + Turkenburg (1997)	Kapazität Grimston et al. (2001)	Kapazität ECOFYS (2004)	Restriktionen
Geologisch:					Auswirkungen des CO_2 auf Bodenorganismen unerforscht, durch Leckagen Grundwassergefährdung möglich
Stillgelegte Salzbergwerke	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Konflikt gegenüber anderen Nutzungsformen
Stillgelegte Kohlebergwerke	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit, Nutzungskonflikt der Grubengasnutzung
Tiefe Kohleflöze (ECBM)	40 Gt	k. A.	80–260 Gt	0-267-1480* Gt	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen, Technologie in Erprobung
Erschöpfte Ölfelder	120 Gt (incl. EOR)	k. A.	(Öl- und Gasreservoir) 130–500 Gt	22-33-44* Gt onshore 20-60-107* Gt offshore	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit eher gering
Verbesserte Ölförderung (EOR)	s. o.	40–100 Gt	20–65 Gt	9-112-734* Gt onshore 3-37-308* Gt offshore	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen
Erschöpfte Gasfelder	690 Gt	90–400 Gt	s. o.	4-219-391* Gt onshore 20-20-32* Gt offshore	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit
Verbesserte Gasförderung (EGR)	k. A.	k. A.	k. A.	219-391-925* Gt onshore 149-281-778* Gt offshore	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen

Optionen	Kapazität IPCC (Gale; 2002)	Kapazität Hendricks + Turkenburg (1997)	Kapazität Grimston et al. (2001)	Kapazität ECOFYS (2004)	Restriktionen
Tiefe saline Aquifere	400–10000 Gt	90/>1000 Gt	30–650 Gt	30-240-1081* Gt	Nutzungskonflikt mit Geothermie denkbar
Marin:	>1000 Gt	400/>1200 Gt	100–10.000 Gt basiert auf physikalischer Gesamtkapazität 50–350 Gt berücksichtigt Einschränkungen auf- grund von Umweltschutz- erwägungen	k. A.	Bis auf die Phytoplanktondeposition gilt für alle Methoden, das die technologischen Konzepte ausschließlich auf Laborexperimenten und Computersimulationen basieren, Struktur und Funktion von Tiefseeökosystemen liegen maxi- mal rudimentär vor (Germanwatch 2004)
Ausbreitung + Lösung (bis 3000 m Tiefe)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Rückhaltezeit nur ca. 50 Jahre bei geringer geringeren Einbringtiefen als 500 m, Problem der Injektion flüssigen CO ₂ in ozeanische Gewäs- ser: Verminderung des pH-Wertes, Auflösung des Karbonats, Ausgeschiedene Stoffe aus dem Abscheidungsprozess des CO ₂ reagieren weiter, Änderungen der Spezifikation von Metallen und Ammoniak (Germanwatch 2004)
CO ₂ -See (mehr als 3000 m Tiefe)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Bedeckende Effekte auf dem Meeresboden mit wahrscheinlich hohen Absterberaten des Ökosystems an diesen Stellen, Geologische Langzeitriskiken durch potentiellen Anstieg der Auflösungsrate der Karbonatsedimente (Germanwatch 2004)
Trockeneis- deponierung	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Geologische Langzeitriskiken durch pot. Anstieg der Auflösungsrate der Karbonat-sedimente (Germanwatch 2004), logistisch sehr aufwendig und teuer (Herzog et al. 2001)
Bikarbonat- deponierung	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	
Phytoplankton	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Eisendüngung in südl. Ozeangebieten notwen- dig, durch vermehrte Photosyntheserate Erwär- mung des ozeanischen Oberflächenwassers mit Konsequenzen für Ozeanzirkulation und Klima, hat Einfluss auf Atmosphärenchemie und Klima (Lawrence 2002)
Biomasse:					
Aufforstung	Weltweit bis zum Jahr 2050 zusätzlich 70 Gt in Wäldern zum bisherigem Speichervolumen (IPCC, 2001)	Positive Aus- wirkungen sowohl auf Klima- als auch Naturschutz	k. A.	k. A.	Landnutzungskonflikte mit Nahrungsmittel- produktion Möglicher Monokulturanbau Zeitlich begrenzte Speicherwirkung
Sonstige Pflanzen	Weltweit bis zum Jahr 2050 zusätzlich 30 Gt auf land- wirtschaftlich genutzten Böden zum bisherigem Speicher- volumen (IPCC, 2001)	k. A.	k. A.	k. A.	Landnutzungskonflikte mit Nahrungsmittelproduktion Möglicher Monokulturanbau Zeitlich begrenzte Speicherwirkung
* nach (ECOFYS) 2004: low, best und high basieren auf einer Reihe von Annahmen, wie der Anzahl noch nicht entdeckter Gaslagerstätten, das Austauschverhalten von CO ₂ und Methan für ECBM (2–3), und das nutzbare Volumen von Öllagerstätten (40–80 %),					
** Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2006)					

ökologischen Restriktionen für die jeweiligen Speicheroptionen werden im Kap. 11 aufgeführt.

7.2 Relevante Speicheroptionen und deren Potenziale

Über die Höhe der vorliegenden Potenziale liegen derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Dies gilt gleichermaßen für die grundsätzliche Eignung der jeweiligen Speicheroptionen, bei der nur eine „Fall zu Fall“ – Betrachtung aussagekräftige Ergebnisse liefern kann. Tabelle 7-1 gibt vor diesem Hintergrund zunächst einen Überblick über den Kenntnisstand der globalen CO₂-Speicherpotenziale und benennt eine Auswahl möglicher Restriktionen (siehe auch Kap. 11), die eine zukünftige Nutzung ausschließen könnten.

Bei den geologischen Optionen werden die stillgelegten Salz- und Kohlebergwerke von den in Tabelle 7-1 zitierten Autoren nicht berücksichtigt. Dies erscheint bei Salzbergwerken aufgrund des geringen Potenzials und auch bei Kohlebergwerken aufgrund der Abdichtungsproblematik gerechtfertigt. Des Weiteren muss darauf hingewiesen werden, dass einige Regionen wie z.B. Südostasien und Indien bezüglich einiger der aufgeführten Optionen noch gänzlich unerforscht sind. Untersuchungen zu Speicherkapazitäten finden vornehmlich in Nordamerika, Europa, Australien und Japan statt (Germanwatch 2004).

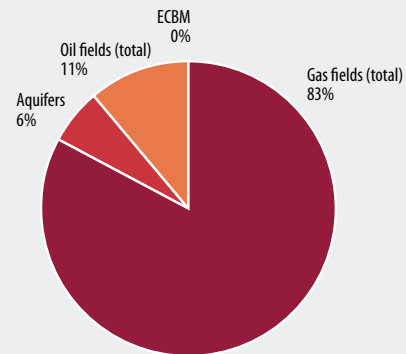
Tabelle 7-2: Übersicht über die Einschätzung globaler CO₂-Speicherpotenziale

Global CO ₂ sequ. potential [Gt]			
	Low	Best	High
Remaining oil fields onshore	9	112	734
Remaining oil fields offshore	3	37	308
Depleted oil fields onshore	22	33	44
Depleted oil fields offshore	20	60	107
Oil fields (total)	54	242	1 193
Remaining gas fields onshore	219	391	925
Remaining gas fields offshore	149	281	778
Depleted NG fields onshore	4	219	391
Depleted NG fields offshore	20	20	32
Gas fields (total)	392	911	2 126
ECBM	0	267	1 480
Aquifers	30	240	1 081
Total	476	1 660	5 880

Quelle: ECOFYS 2004

Global CO₂ storage potential

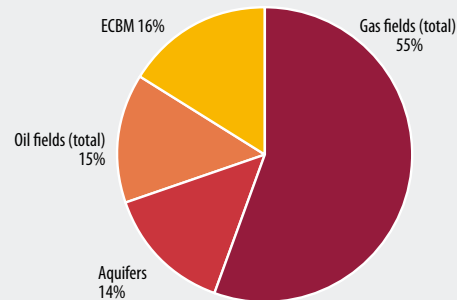
(Low estimate: 476 Gt)



ECBM = Enhanced Coal Bed Methane Recovery

Global CO₂ storage potential

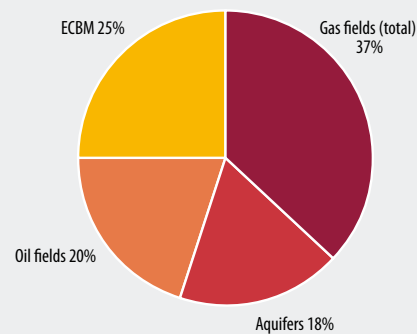
(Best estimate: 1.660 Gt)



ECBM = Enhanced Coal Bed Methane Recovery

Global CO₂ storage potential

(High estimate: 5.880 Gt)



ECBM = Enhanced Coal Bed Methane Recovery

Abbildung 7-2: Verteilung globaler CO₂-Speicherpotenziale für die Einschätzungen „low“, „best“ und „high“ (Daten nach ECOFYS 2004)

Tabelle 7-3: Gesamteuropäische CO₂-Speicherungsoptionen und Kapazitäten

Zum Vergleich: die energiebedingte CO₂-Emissionsrate in Europa (EU 15) lag 2005 bei 3,496 Gt CO₂

Kapazitäten	tiefe Kohleflöze (ECBM)	Erschöpfte Ölfelder	Verbesserte Ölförderung (EOR)	Erschöpfte Gasfelder	Verbesserte Gasförderung (EGR)	tiefe saline Aquifere
	0-1,7-9,9 Gt*					1,3-10,4-36,9 Gt
Onshore		0,4-0,6-0,8 Gt	0,1-1,0-6,2 Gt	0,2-7,6-14,3 Gt	7,6-14,3-23,5 Gt	
offshore		3,4-10,3-18,2 Gt	0,3-4,0-39,9 Gt	10,3-10,1-13,3 Gt	12,9-26,8-111,9 Gt	

* nach (ECOFYS 2004): aus dem Englischen übersetzt: low, best und high basieren auf einer Reihe von Annahmen, wie der Anzahl unentdeckter Gaslagerstätten, das Austauschverhalten von CO₂ und Methan für ECBM (2–3) und das nutzbare Volumen von Öllagerstätten (40–80 %)

Bei der Potenzialanalyse ergeben sich große Varianzbreiten bei der Bezifferung der globalen Kapazitäten der tiefen Kohleflöze, da hier die Aufnahmekapazität der unterschiedlichen Kohlearten für CO₂ großen Variablen unterliegt. Bei den Kapazitätsangaben für die CO₂-Speicherung in nutzbaren Öl- und Gasfeldern kommen die Autoren dagegen auf annähernd gleiche Werte. Die besonders große Varianzbreite bei den weltweiten Kapazitätsangaben für saline Aquifere beruht auf den sehr großen Unsicherheiten über die Ausdehnung sowie die technischen Potenziale und spezifische Probleme (strukturelle Komplexität, variierende Mächtigkeiten, variierende Porosität, Restwassersättigung) dieser Speicheroption (May et al. 2003).

Bezüglich der marinen Optionen gibt es zumeist nur generelle Angaben ohne diese in die einzelnen Techniken/Methoden zu differenzieren. Dementsprechend variieren auch diese Werte stark. Zu der Speicherung in Form von Biomasse macht nur einer der angegebenen Autoren Angaben.

Insgesamt sind die angegebenen Speicherpotenziale sehr beachtlich und umfassen ein Vielfaches des energiebedingten globalen CO₂-Ausstoßes von 27,3 Gt CO₂ (Stand 2005, vgl. DIW 2006). Ein Blick auf die nachfolgend herausgegriffene Einordnung von (ECOFYS 2004) in Tabelle 7-2 zeigt aber die verbleibenden Unsicherheiten in der Einschätzung. Hier liegt zwischen der niedrigen und hohen Schätzung der Potenziale ein Unterschied von nicht weniger als dem Faktor 10. Inwieweit die hier genannten Optionen in der Praxis aber tatsächlich für eine Speicherung von CO₂ genutzt werden können, bleibt zudem ohnehin in jedem Einzelfall zu prüfen.

Tabelle 7-3 gibt einen Überblick über die europäischen Potenziale, beschränkt sich dabei aber auf die geologischen Speicheroptionen. Die hohe Spanne der Kapazitätsangaben resultiert bei der Einlagerung in tiefen Kohleflözen aus der Unkenntnis des Austauschverhältnisses und der Permeabilität der verschiedenen

Kohlearten². Diesbezüglich besteht ein erheblicher Forschungsbedarf, der in verschiedenen Projekten bereits angegangen wird (z.B. RECOPOOL, vgl. Übersicht der CCS-Projekte im Anhang). Erschöpfte Ölfelder weisen europaweit ein vor allem im Vergleich zu Deutschland hohes Volumen auf. Für Europa ist das CO₂-EOR-Verfahren eine Option, welche angesichts steigender Ölpreise und des Handels mit CO₂-Zertifikaten in Zukunft vor allem einen wirtschaftlichen Vorteil darstellen kann. Ebenso sind die europäischen Gasfelder (z.B. in den Niederlanden und Norwegen) in Hinblick auf technische und wirtschaftliche Aspekte sowie relativ genau kalkulierbarem Fassungsvermögen eine attraktive Option für die CO₂-Speicherung. Bei den tiefen salinen Aquiferen besteht analog zur globalen Ebene ein erhebliches Defizit bei der Beurteilung von Qualität und Quantifizierung dieser Speicheroption.

Das Gesamtpotenzial in Europa kann bei einer Orientierung an der mittleren Einschätzung von ECOFYS auf rund 87 Gt CO₂ beziffert werden. Dies übersteigt die heutige Emissionsmenge von 4,114 Gt CO₂ in der EU 25 um etwas mehr als den Faktor 20. Damit zeigt sich, dass die Anwendung der CO₂-Abtrennung und Speicherungstechnologie als zentrales Element des Klimaschutzes unter diesen Annahmen eingeschränkt sein könnte.

Die Abschätzung der Speichermöglichkeiten in Deutschland (vgl. Tabelle 7-4) basiert hier im Wesentlichen auf Analysen der BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, May 2003). Aufgrund von Sicherheitsrisiken und Nutzungskonflikten werden von dieser die stillgelegten Salz- und Kohlebergwerke nicht als sichere Speicher in Erwägung gezogen. Ohnehin weisen stillgelegte Salzbergwerke im Vergleich zu den anderen geologischen Speicheroptionen nur sehr geringe Kapazitäten auf.

2 Tiefe Kohleflöze sind gegenwärtig aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht für die Kohlegewinnung nutzbar. Mit Hilfe der Einpressung von CO₂ könnte jedoch das unterirdisch gebundene Methan gewonnen werden, das CO₂ gleichzeitig im Untergrund verbleiben. Die grundsätzliche Speicherkapazität dieser Option liegt höher als für die meisten anderen Möglichkeiten.

Tabelle 7-4: CO₂-Speicherungsoptionen und Kapazitäten in Deutschland

Zum Vergleich: die energiebedingte CO₂-Emissionsrate in Deutschland lag 2005 (nach vorläufigen Schätzungen) bei 865,4 Mt*

Speichertyp	CO ₂ -Speicherkapazität/ region. Verteilung	Vorteile	Nachteile (generell: rechtl. Rahmen ungeklärt)
stillgelegte Salzbergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 30 Mt CO ₂ in Sachsen-Anhalt und Thüringen	sehr dichte Barriere, hohe CO ₂ -Dichte in geringer Tiefe, technische Machbarkeit sehr gut	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohlraumspeicherung, Nutzungskonflikt mit Untertagedeponierung, nur noch 2 bisher ungenutzte Kaliberbergwerke in der BRD, Kosten sehr hoch
stillgelegte Kohlebergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 15% der abgebauten Flöze, vor allem im Ruhr- und Saarrevier	Nähe zu großen Emittenten	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohlraumspeicherung, Altbergbau, Deckgebirge, aktiver Bergbau in Verbundbergwerken, Nutzungskonflikt Grubengasnutzung
tiefe Kohleflöze	3700–16700 Mt im Münsterland und Saar-Nahe-Becken	Nähe zu großen Emittenten, Ausbeutesteigerung bei Flözgasproduktion, Kosten niedrig	niedrige Injektionsraten in gering durchlässiger Kohle, Beeinträchtigung der zukünftigen Nutzung von Lagerstätten, Technologie in Erprobung
Ausgeförderte Ölfelder (EOR wird in Deutschland nicht praktiziert)	kumulat. Produktion entspricht 81 Mt einschließlich Reserven 110 Mt Vorkommen in Nord- und Ostdeutschland	Steigerung der Ölausbeute, Speicherqualität gegeben, ist bereits industrielle Praxis	geringe Lagerstättengrößen, andauernde Ölförderung, Kontamination der Lagerstätte mit CO ₂ ergibt Beeinträchtigung bei zukünftiger Nutzung
Ausgeförderte Gasfelder	kumulative Produktion entspricht 1770 Mt, einschließlich Reserven 2560 Mt; Vorkommen in Nord- und Ostdeutschland	Erhöhung der Gasförderung in der Endphase der Produktion theoretisch möglich, Speicherqualität gegeben, relative Kosten niedrig, da Infrastruktur bereits vorhanden	andauernde Erdgasförderung, Kontamination der Lagerstätte mit CO ₂ ergibt Beeinträchtigung bei zukünftiger Nutzung
tiefe saline Aquifere	12–28 Gt** Vorkommen vor allem im Norden Deutschlands	weite Verbreitung, langfristige Fixierung von CO ₂ in Karbonaten	Nutzungskonflikt mit geothermischer Energiegewinnung, Speicherqualität noch größtenteils unerforscht

Quelle: Dr. Gerling/Dr. May, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover (2001): Angaben zu Kosten und technischer Machbarkeit nach Herzog et al. (1997); Gerling, Peter (2004): COORETEC – Optionen zur CO₂-Speicherung in Deutschland. Präsentation auf dem Kraftwerkskongress: Innovative Technologien zur Stromerzeugung – auf dem Weg zu CO₂-freien Kohle- und Gaskraftwerken. 10.–12. Mai 2004 in Berlin, eigene Ergänzungen.

* Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2006)

** May et al. (2005)

Bezüglich der Speichermöglichkeiten in tiefen Kohleflözen besteht auch in Deutschland ein hoher Unsicherheitsfaktor. Wie bereits erwähnt, gibt es insbesondere zum Austauschverhalten der an der Kohle adsorbierten Gase und zur Permeabilität der Kohle noch erheblichen Forschungsbedarf.

(Ausgeförderte) Ölfelder bergen in Deutschland nur ein sehr geringes Speichervolumen. (Ausgeförderte) Gasfelder bieten die lukrativste Speicheroption, da sie u.a. durch die vorhandene Infrastruktur am schnellsten nutzbar wären sowie ihre Gasdichtigkeit bisher schon bewiesen haben. Allerdings ist auch hier das Speichervolumen in Summe nur gering und entspricht gerade einmal rund dem Doppelten des derzeitigen Jahresausstoßes an CO₂.

Tiefe saline Aquifere stellen aufgrund ihrer weiten Verbreitung und ihrer hohen Kapazitäten die vielversprechendste Option dar. Durch die fehlende flächendeckende Erfassung und Untersuchung der geologischen Strukturen ergeben sich jedoch erhebliche Schwierigkeiten, genaue Angaben über die technisch und wirtschaftlich nutzbaren Kapazitäten und die Langzeitstabilität dieser Strukturen zu machen. Auch hier besteht ein noch hoher Forschungsbedarf. Mit dem von der EU geförderten Projekt CO2Sink sollen diesbezüglich wichtige Erfahrungen an Hand der praktischen Einspeicherung von CO₂ unterhalb eines ehemaligen Erdgasspeichers in der Nähe von Ketzin in Brandenburg gesammelt werden.

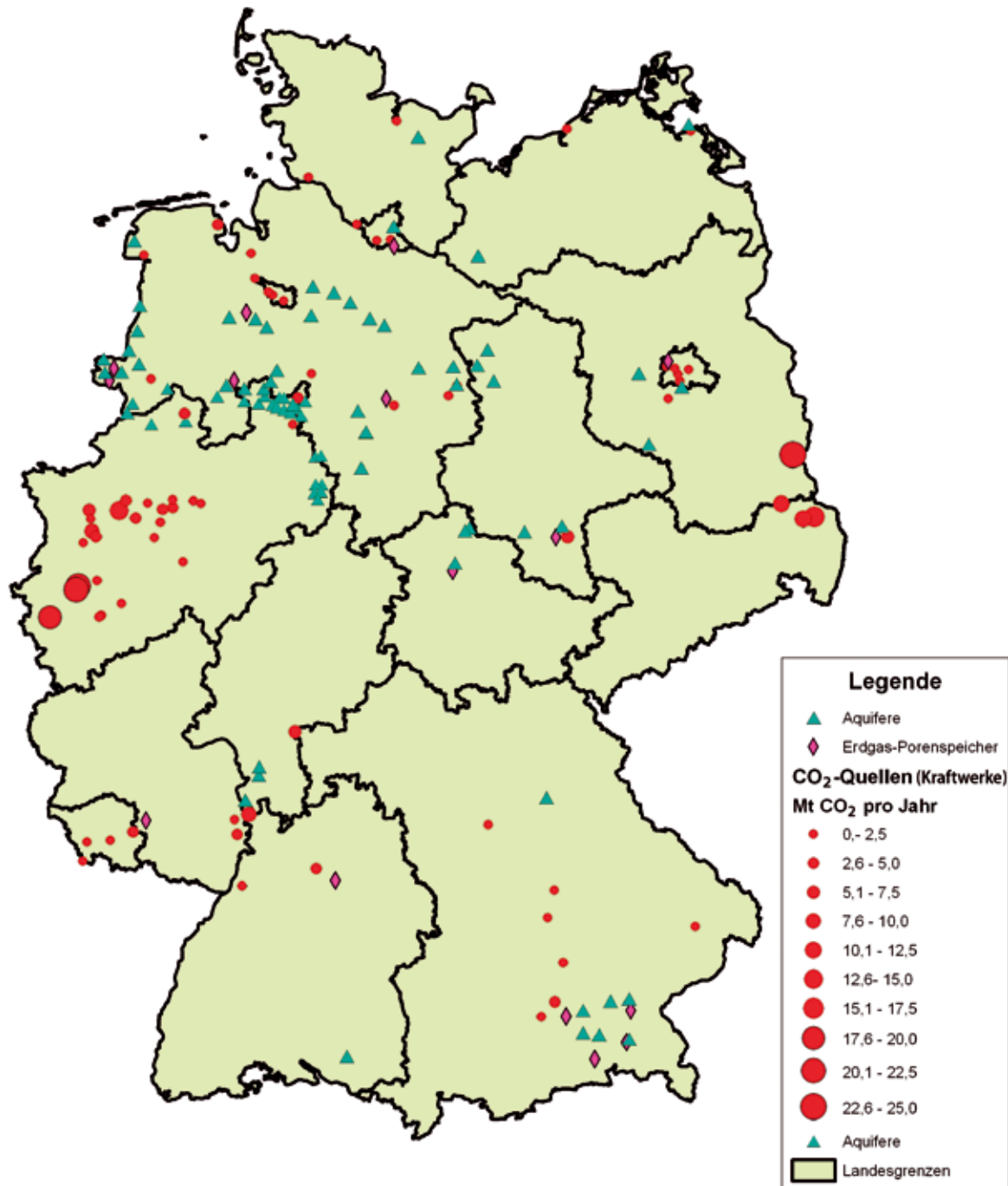


Abbildung 7-3: Vergleich zwischen potenziellen CO₂-Senken und heutigen großen Punktquellen in Deutschland

Zwecks Prognose der Speicherkapazitäten der tiefen Aquifere in Deutschland wurden von May et al. (2003) die Ergebnisse einer Analyse von Baden-Württemberg auf die Gesamtfläche des Festlandes hochgerechnet. Die Extrapolation der Ergebnisse auf die Gesamtfläche des Norddeutschen Beckens und der kleineren Sedimentbecken von mehr als 1 km Tiefe³ ergibt für Deutschland insgesamt eine Speicherkapazität von ca. 33 ± 10 Gt

³ Außerhalb des Norddeutschen Beckens wurden nur solche Flächen berücksichtigt, die mehr als ein Kilometer Deckgebirgsmächtigkeit aufweisen.

CO₂ (die Fehlerbandbreite bezieht sich auf eine Wahrscheinlichkeit von 10 bis 90 Prozent). Davon entfällt der überwiegende Teil (mehr als 85 Prozent) auf das Norddeutsche Becken.

Abbildung 7-3 stellt letztlich die geografische Verteilung der in Deutschland lokalisierten Speicheroptionen und den großen Punktquellen dar. Dabei zeigt sich, dass die Konzentration der besonders geeignet erscheinenden Speicheroptionen in Niedersachsen sehr hoch ist, während die Dichte der Punktquellen eher im Ruhrgebiet und im niederrheinischen Braunkohlerevier verortet

ist. Sollen große Transportentfernungen vermieden und die Verteilung der Kraftwerksstandorte erhalten bleiben, erfordert dies den Aufschluss von bundesweit vorhandenen und zur CO₂-Speicherung nutzbaren salinen Aquiferen und eine dortige sichere und dauerhafte Einlagerung.

7.3 Bewertung der Speicheroptionen in Deutschland

Im Folgenden ist eine zusammenfassende Tabelle wiedergegeben, in welcher die Speicheroptionen für Deutschland bewertet werden. Die in der Tabelle vorgenommene Bewertung entstand in Anlehnung an eine bereits von der BGR⁴ erarbeitete Matrix, welche um die Bewertungskriterien Kosten, Stand der Technik und Allgemeine Risiken ergänzt wurde. Mit Ausnahme der Ölfelder beziehen sich die Kapazitätsangaben auf das Festland, explizit wird in der Quelle aber nicht darauf hingewiesen. Die einzelnen Optionen lassen sich wie folgt beurteilen:

Ausgeförderte Gasfelder stellen insgesamt die vielversprechendste Option für die CO₂-Speicherung dar, da viele bereits in der Gasindustrie angewandte Verfahren und Prozessschritte „nur“ modifiziert und den speziellen Anforderungen der CO₂-Speicherung angepasst werden müssten. Diese Anpassung bezieht sich u.a. auf die Verwendung säureresistenter Zemente zur Abdichtung/Verschließung nicht mehr benötigter Bohrlöcher (bereits vorhandene oder in der Explorationsphase entstandene Bohrlöcher) im Bereich der Speicherstruktur. Der Stahl für die Pipelines muss den speziellen Anforderungen des CO₂-Transports gerecht werden. Da das Verhalten und die Verteilung von CO₂ im Reservoir aufgrund anderer physikalischer und chemischer Eigenschaften im Vergleich zu Erdgas- und -öl unterschiedlich ist, müssten Simulations- und das Monitoringverfahren modifiziert werden.

Das Speichervolumen der ausgeförderten Gasfelder ist im Vergleich zu den anderen Optionen (insbesondere Aquifere und tiefe Kohleflöze) allerdings deutlich geringer. Es reicht bei einer energiebedingten CO₂-Emissionsrate in Deutschland 2005 von 865,4 Mt/a (DIW 2006) bzw. 393 Mt/a (nur industrielle, punktförmige CO₂-Quellen > 100 000 t/a) (GESTCO 2004) nur für wenige Jahre. Die Kosten werden als relativ gering eingestuft, da die bereits vorhandene Infrastruktur (Pipeline-Korridore) und das technische Know-how genutzt werden könnten. Nutzungskonflikte bestehen hier durch die nicht weiter förderfähigen Restvorkommen des Erdgases durch die Kontamination mit CO₂.

Tiefe saline Aquifere haben in Deutschland die mit Abstand größten Kapazitäten, wobei es sich hier immer noch um Abschätzungen handelt, die erst mit hohem Forschungsbedarf mittel- bis langfristig manifestiert werden können. Auch bei dieser Option besteht, wie

bei allen genannten geologischen Optionen, ein latentes Risiko durch Leckagen, welche sowohl in der geologischen Formation auftreten können als auch in Pipeline- oder sonstigen Transportsystemen. Die Kosten für die Speicherung in salinen Aquiferen werden bei dieser Option relativ hoch eingeschätzt, da die nutzbaren Aquifere in ca. 1 km Tiefe liegen und nur selten vorhandene Bohrungen für die Einbringung von CO₂ genutzt werden können. Ferner muss das in diesen Strukturen vorhandene Lagerstättenwasser erst mittels hierfür geeigneter Injektionsstrategien verdrängt werden. Die technische Machbarkeit ist gegeben, aber mit deutlich mehr Aufwand als z.B. bei Gas- und Ölfeldern verbunden. Nutzungskonflikte ergeben sich ggf. durch die zunehmende Entwicklung der geothermischen Energiegewinnung (Hydrothermale Nutzung/Hot-Dry-Rock-Verfahren) sowie der Nutzung von tiefen Aquiferen als saisonale Wärme-/Kälte-Speicher⁵. Je nach Mineralbestand im Aquifer bietet sich hier auch die Möglichkeit der Karbonatbildung, somit würde CO₂ in eine langfristige stabile Form eingebunden. Allerdings verläuft diese Reaktion recht träge, und es besteht weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Reaktionsraten und optimalen Bedingungen für eine Fixierung des CO₂ in Form von Karbonaten.

Tiefe Kohleflöze⁶ stehen an dritter Stelle in dieser Wertungstabelle, wobei aufgrund der unterschiedlichen Kohlearten und den damit verbundenen variierenden Aufnahmefähigkeiten für Kohlendioxid Unwägbarkeiten bei der Speicherkapazität vorliegen. Hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Industrielle Pilotprojekte existieren bereits in anderen Ländern, z.B. das Projekt RECOPOL im polnischen Kattowitz mit deutscher Beteiligung sowie weitere Projekte in den Niederlanden und den USA. Durch das ECBM-Verfahren⁷ geht man von der wirtschaftlichen Tragfähigkeit dieser Option schon in naher Zukunft aus. Ein Leckagerisiko durch an Verwerfungen o.ä. auftretenden Aufstiegsbahnen für das CO₂ ist auch bei dieser Option nicht auszuschließen. Eine zukünftige Gewinnung der Kohle aus tiefliegenden Kohleflözen wird durch die CO₂-Speicherung in diesen Lagerstätten erschwert bzw. ausgeschlossen. Die vollständige Erfassung des aus der Kohle verdrängten Methans, welches ein rund 21-fach höheres Treibhauspotenzial als CO₂ hat, ist sicherzustellen.

4 BGR: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover.

5 Beispielsweise wird die sommerliche Überschusswärme der BHKWs, welche den Reichstag und die Parlamentsgebäude in Berlin mit Wärme versorgen, in ca. 300 m tiefe Aquifere eingespeist, um im Winter zurückgewonnen zu werden. Gleichermaßen wird in einer höher gelegenen Aquiferschicht im Winter Kälte eingespeichert. Diese relativ neue Nutzungsoption dürfte aus Klimaschutzgründen zukünftig eine höhere Bedeutung erlangen.

6 „Tief“ ist im Sinne von „gegenwärtig nicht wirtschaftlich abbau-“ zu verstehen und bezieht sich nicht nur auf in sehr großer Tiefe liegende Kohleschichten. Vielmehr sind hier auch kohleführende Schichten enthalten, die für einen heutigen wirtschaftlichen Abbau z.B. nicht mächtig genug sind.

7 Enhanced-Coal-Bed-Methane-Verfahren: CO₂ hat die Eigenschaft, bevorzugt an Kohle gebunden zu werden, so dass das bisher angelagerte Methan freigesetzt wird und zur weiteren Nutzung zur Verfügung steht.

Option	Kapazität in [Gt]	Langzeitstabilität	Kosten*	Stand der Technik	Nutzungskonflikte	Allgemeine Risiken
Ausgeförderte Gasfelder	+ 2,3–2,5**	+	+	+ (+)	–	+
Tiefe saline Aquifere	++ 12–28**	+	--	+	–	(+)
Tiefe Kohleflöze	+ (+) 3,7–16,7	+	--	–	–	–
Ausgeförderte Ölfelder	-- 0,11	+	++	++	–	+
Salzkavernen	-- 0,04	--	k. A.	+	--	--
Stillgelegte Kohlebergwerke	+ 0,78	--	--	--	--	–

* Die Kostenbewertung beinhaltet nur die Speicherkosten ohne Abscheidung, Verdichtung und Transport (nach ECOFYS 2004, BGR, eigene Ergänzungen)
 ** Zahlen nach May et al. 2005
Bewertungshinweise:
 -- Kriterium wird negativ/bzw. als sehr problematisch eingestuft
 – noch grundsätzliche Schwierigkeiten bestehen, sind aber ggf. lösbar
 + gute Bewertung bzw. geringe Hindernisse
 ++ sehr gute Bewertung
 () Klammern geben Unsicherheiten an, bzw. müssen hier Einzelfallprüfungen stattfinden

Tabelle 7-5:
Bewertung geologischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien

Ausgeförderte Ölfelder haben in Deutschland nur sehr geringe Speicherkapazitäten im Vergleich zu den anderen Optionen. Der Stand der Technik ist hingegen als sehr hoch einzuschätzen: EOR (Enhanced Oil Recovery) ist bereits in anderen Ländern (vor allem in den USA) industrielle Praxis. Durch die Anwendung dieses Verfahrens ergäbe sich bei dieser Option auch ein ökonomischer Vorteil gegenüber den anderen Optionen, da sich in der Spätphase der Ausbeutung die Fördermenge durch die Injektion von CO₂ erhöhen lässt. Ölfelder bergen durch die mitunter zahlreichen Bohrungen ein Leckagerisiko. Die Bohrungen müssen daher, wie auch bei den o.g. Gasfeldern, durch entsprechende Zemente zuverlässig abgedichtet werden.

Salzkavernen haben eine noch geringere Speicherkapazität in Deutschland als die Ölfelder, die technische Machbarkeit ist aber ebenfalls gegeben. Bei den Salzkavernen handelt es sich wie bei den unten aufgeführten Kohlebergwerken um Hohlräume, im Gegensatz dazu sind alle anderen Optionen Porenspeicher. Bei Hohlraum speichern sind bei einer Leckage schlagartige Entleerungen des gesamten Inhalts innerhalb weniger Tage zu befürchten. Die Permeabilität poröser Speichergesteine (wie die bisher genannten Speicherformationen) begrenzt hingegen den Gasaustritt, so dass im Falle eines CO₂-Austritts durch unzureichend abgedichtete Bohrungen oder anderer Aufstiegsbahnen im Gestein dieser verzögert erfolgt und eine völlige Speicherentleerung vermutlich verhindert werden kann. Negative Erfahrungen mit schlagartigen Gasaustritten wurden bei der Nutzung der Salzkavernen als

Erdgasspeicher bereits gemacht. Zudem kann es in Salzkavernen zu unkontrollierten Wassereintrüben kommen, welche ebenfalls ein erhöhtes Sicherheitsrisiko darstellen. Nutzungskonflikte bei dieser Option ergeben sich insbesondere durch die konkurrierende Nutzung dieser Formationen als Lagerstätten von hoch toxischen oder radioaktiv strahlenden Stoffen. Denkbar wäre aber auch die Lagerung wichtiger Dokumente in diesen Strukturen z.B. zur Datensicherung.

Stillgelegte Kohlebergwerke erscheinen als Speicherort sehr attraktiv, da sie meist in der Nähe großer Emittenten verortet sind und daher zumindest die Transportkosten gering wären. Allerdings besteht bei dieser Option ein sehr hohes Sicherheitsrisiko, da die großen und weit verzweigten Untertagebauten sich schwer von den noch genutzten Bereichen abtrennen lassen, viele historische Stollen nicht mehr bekannt sind, die Deckschichten – wie z.B. im dicht besiedelten Ruhrgebiet – nur wenige Meter mächtig sein können und es immer wieder zu Bergsenkungen und Einbrüchen in ehemaligen Bergbauregionen kommt. Des Weiteren sind Wechselwirkungen mit einer potenziellen Gewinnung von Grubengas aus den Bergwerken zu beachten. Hinsichtlich der Speicherkapazität liegt diese Option um etwa eine Größenordnung unter derjenigen der tiefen Kohleflöze.

Somit ergibt sich aus den oben angeführten Gründen, dass bei allen Unsicherheiten nur die drei in Tabelle 7-5 zuerst aufgeführten Optionen Relevanz für eine potenzielle CO₂-Einspeicherung in Deutschland besitzen

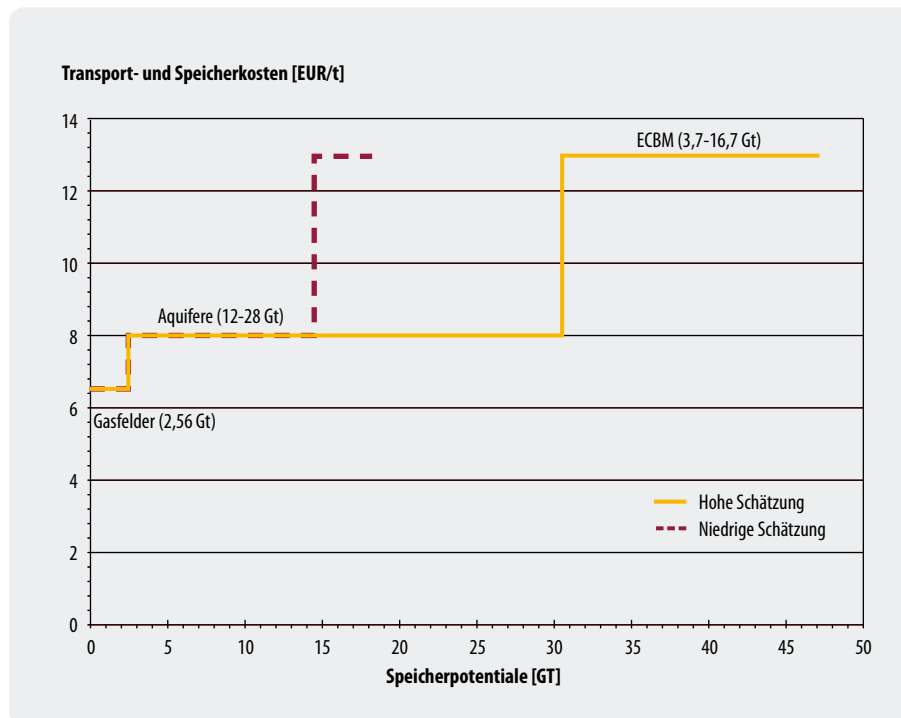


Abbildung 7-4:
Kosten-Potenzial-Kurve für die
drei in Deutschland relevanten
Speichertechnologien

Quelle: BGR (Potenziale)/ECOFYS
2004 (Kosten aus Grafik für West-
europa übernommen)

und auch die Rangfolge der einzelnen Optionen widerspiegelt:

1. Ausgeförderte Gasfelder
2. Tiefe saline Aquifere
3. Tiefe Kohleflöze

In Abbildung 7-4 sind diese drei für Deutschland relevanten Speicheroptionen in einer Kosten-Potenzial-Kurve aufgetragen. Die Kostenwerte wurden aus den Angaben von Ecofys für Westeuropa übernommen. Der europäische GESTCO-Report weist im Vergleich dazu für drei konkrete deutsche Fallstudien Einspeicherkosten in saline Aquifere von 8,3 EUR/t (Afeld-Elze) bzw. 0,6 EUR/t (Greifswalder Bodden I und II) auf.

Die als relevant identifizierten **CO₂-Speicherpotenziale** für **Deutschland** betragen demnach in der Summe rund **18 Gt** (niedrige Schätzung – schraffierte Linie) **bis 47 Gt** (hohe Schätzung – durchgehende Linie). Bei einer energiebedingten CO₂-Emissionsrate in Deutschland im Jahr 2005 von 865,4 Mt (DIW 2006) wäre die nationale Speicherkapazität bei vollständiger Einspeicherung theoretisch nach 20 bis max. 55 Jahren erschöpft. Bezogen auf ausschließlich die industriellen, punktförmigen CO₂-Quellen in Deutsch-

land (> 100 000 t/a) von ca. 393 Mt/a (GESTCO 2004)⁸, die letztendlich für eine CO₂-Abscheidung relevant sind, erweitert sich die Reichweite auf 37 bis 120 Jahre bzw. auf **30 bis 93 Jahre**, wenn ein zum gegenwärtigen Zeitpunkt realistisch erscheinender um 30 Prozent erhöhter CO₂-Ausstoß für die zusätzlichen Energieaufwendungen in der gesamten CCS-Prozesskette angenommen wird (511 Mt/a inkl. 30 Prozent-Aufschlag). Der tatsächliche Zeitpunkt der erschöpften Lagerkapazitäten würde jedoch später liegen, da die Kraftwerke erst sukzessive mit CCS-Technik ausgerüstet werden müssten.

Würde man – wie dargestellt – die drei Speicheroptionen im zeitlichen Verlauf in ihrer wirtschaftlichen Rangfolge wählen, so ergäben sich anfängliche Speicherkosten von 6,5 EUR/tCO₂ (Gasfelder), die sich schrittweise auf 8,0 EUR/tCO₂ (Aquifere) und 13,0 EUR/t CO₂ (tiefe Kohleflöze) erhöhen würden. Dabei sei nochmals ausdrücklich auf die derzeitige große Unsicherheit bezüglich der genau zu erwartenden Potenziale und Kosten hingewiesen.

⁸ Neben der in (GESTCO 2004) genannten Zahl von **393 Mt/a** (Quelle: IEA 1998) gibt das Europäische Schadstoffemissionsregister **EPER** (www.daten.eper.de), welches ebenfalls industrielle, punktförmige CO₂-Quellen ab 100 000 t/a listet, für Deutschland im Jahr 2001 Emissionen von **429 Mt/a** an. Im Vergleich dazu werden im Nationalen Allokationsplan der Bundesregierung **NAP** (Mittelwert 2000 bis 2002: **501 Mt/a**) auch kleinere Anlagen (ab 20 MW Feuerungsleistung) erfasst, die für eine CO₂-Abscheidung gegenwärtig jedoch nicht relevant sind.

Kapitel 8

Zentrale Aspekte der CO₂-Transportinfrastruktur

Der Aufbau einer Transportinfrastruktur ist ein wesentlicher Kostenfaktor in einem zukünftigen CCS-Regime. Fragen zur Transportinfrastruktur spielen daher auch eine wesentliche Rolle bei Entscheidungen zu potenziellen Kraftwerks- sowie Senken-Standorten. Es handelt sich um ein klassisches **Optimierungsproblem**, das z.B. mit der Vorgabe einer oder mehrerer der folgenden Zielparameter gelöst werden kann:

- Minimierung CO₂-Transport
- Minimierung Stromtransport
- Minimierung Brennstofftransport
- Minimierung Transportkosten
- Minimierung ökologische/soziale Auswirkungen

Im Einzelnen stellen sich folgende zentrale Fragen, die für das Zusammenspiel von Abscheideort, Transportstruktur und Einspeicherort entscheidend sind (vgl. Kapitel 8.5):

- Wo liegen zukünftige CO₂-Senken?
Onshore – Offshore?
Nordwesten – Nordosten ...?
Inland – Ausland?
- Wann können sie erschlossen werden?
- Wann werden sie erschöpft sein?
- Wo liegen zukünftige KW-Standorte?
Verbrauchernah – brennstoffnah – senkennah?
Zentral – dezentral?
- Was wird transportiert?
CO₂ – Strom – H₂?
- Wie wird transportiert?
Pipeline – Schiene – Straße – Wasser?
- Welche Infrastruktur wird benötigt?
Pipelines, Verdichter, Sammler, Zwischenspeicher, Häfen, ...?

In Abbildung 8-1 ist ein mögliches CO₂-Transport-szenario für Deutschland beispielhaft eingezeichnet. In diesem Beispiel wird CO₂ aus mehreren in Nordrhein-Westfalen gelegenen Punktquellen (z.B. große Kraftwerke) über Pipelines zu einer Sammelleitung zusammengeführt, verdichtet und in einen Onshore-Standorte verbracht. Für eine Offshore-Deponierung wäre die Umladung des CO₂ von der Pipeline auf ein Schiff unter Nutzung der entsprechenden Infrastruktur (Hafen, Beladestation, Zwischenspeicher) erforderlich.

Zur Verdeutlichung der zur CO₂-Infrastruktur zugehörigen Elemente (3–7) dient die nachfolgende Abbildung 8-2.

Eine Abschätzung der Bandbreite der Transportkosten für verschiedene Transportszenarien (d.h. abhängig von Ausbaugrad, Kapazität, Entfernung und Transportmittel) wurde bereits in Kapitel 6 vorgenommen (siehe dort insbesondere Abbildung 6-5 und Abbildung 6-6).

8.1 Wechselbeziehung zwischen Energieverbrauch und Güterverkehr

Der Verbrauch fossiler Brennstoffe hauptsächlich für energetische Zwecke stellt nach wie vor hohe Anforderungen an das Gütertransportsystem. Dies gilt insbesondere für die Seeschifffahrt aber auch für die massenleistungsfähigen Landverkehrsträger. Dabei überrascht der hohe Anteil fossiler Energieträger in der internationalen Seeschifffahrt, der in einem gewissen Kontrast zu den in der öffentlichen Diskussion oft dominierenden internationalen Produktionsnetzwerken und den damit assoziierten komplexen Industrieprodukten steht. Letztere machten 2003 mit der Gütergruppe der „sonstigen Güter“ knapp 30 Prozent der in der Seeschifffahrt geleisteten Tonnenkilometer aus, während Rohöl, Mineralölprodukte und Kohle – wenn auch mit leicht fallender Tendenz – immer noch gut 53 Prozent beitrugen. Im Falle der Landverkehrsträger in Deutschland betragen die Anteile des Transportes von Öl, Ölprodukten und Kohle immerhin noch 32 Prozent (Binnenschifffahrt), 16 Prozent (Eisenbahn) und 4 Prozent (Straßengüterverkehr mit deutschen Lkw) sowie für diese drei Verkehrsträger zusammen 11 Prozent. Der Transport mittels Rohrleitungen entfällt zu fast 100 Prozent auf die Güter Gas, Rohöl und Mineralölprodukte.

Ein wesentlicher Grund für die Zunahme von Umweltbelastungen des Güterverkehrs ist im Wachstum der Nachfrage zu sehen. Daher haben Überlegungen zur Entkopplung der Güterverkehrsnachfrage von der Wirtschaftsleistung eine zumindest theoretische und politisch-programmatische Bedeutung erlangt (Pastowski 1997). Hierbei bestehen insbesondere im Energiesektor erhebliche Potenziale zur Absenkung der Gütertransportintensität (Pastowski 2005).

Demgegenüber begründet die Abscheidung und Einlagerung des als Folge der Nutzung fossiler Energieträger anfallenden CO₂ eine Tendenz zur Erhöhung

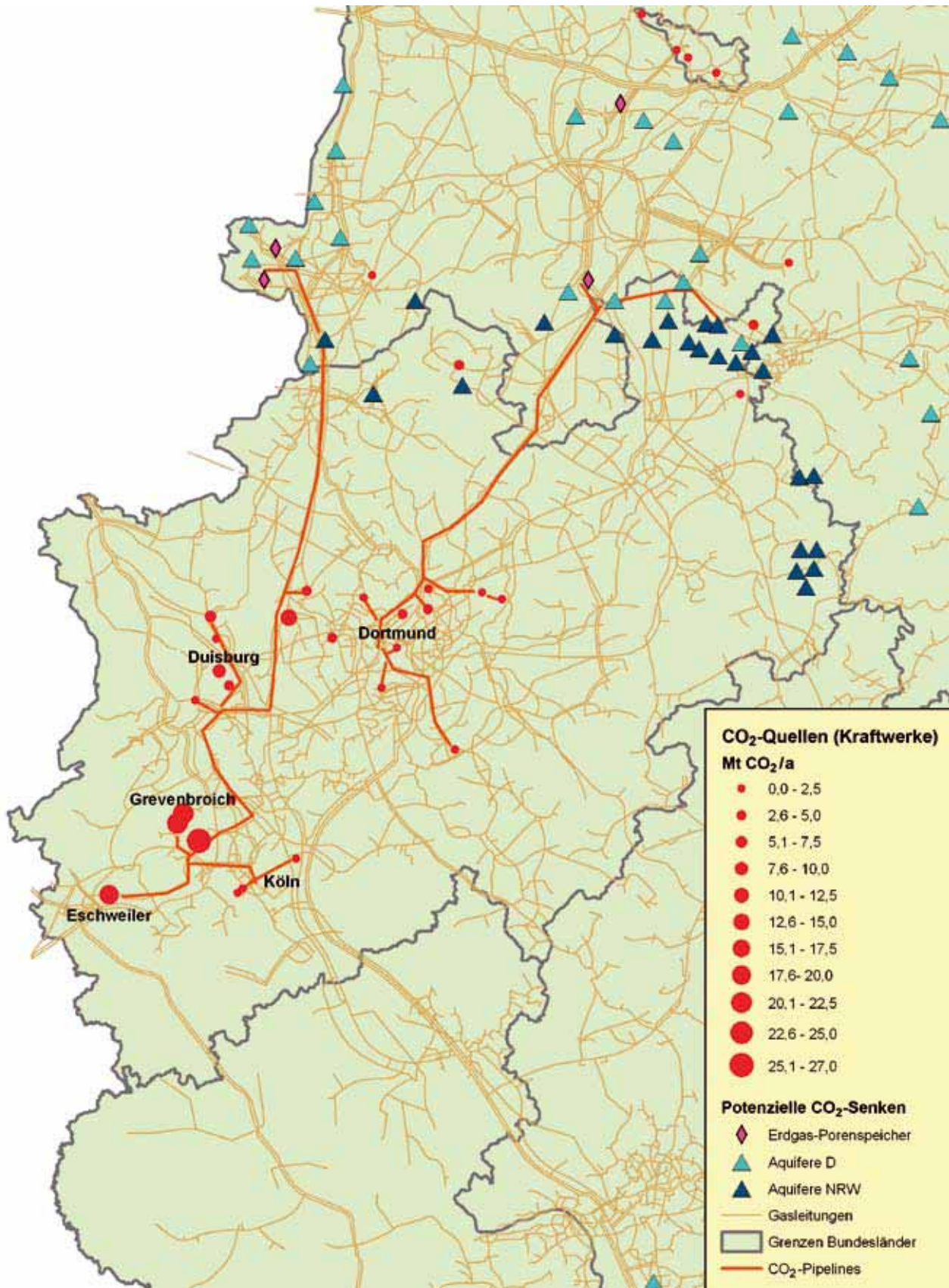


Abbildung 8-1: Beispiel für ein mögliches CO₂-Transportszenario in NRW

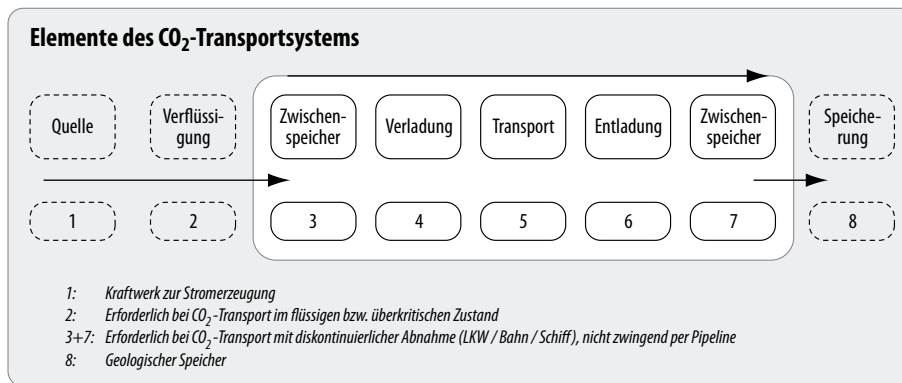


Abbildung 8-2:
 Elemente des CO₂-
 Transportsystem
 Quelle: (Schlattmann
 2006)

der Gütertransportintensität, da das CO₂ zusätzlich zu einer Senke transportiert werden muss. Im Rahmen von CCS im Energiesektor und auch darüber hinaus ist also neben dem erwünschten Klimaschutz durch die verminderten CO₂-Emissionen mit Trade-offs in Form zusätzlicher Gütertransporte zu rechnen, von denen wiederum zusätzliche CO₂-Emissionen im Verkehr sowie weitere für den Verkehr typische Umweltbelastungen ausgehen. Zwecks Minimierung dieser Trade-offs wie auch zur Kostenoptimierung bei der Implementierung eines CCS-Systems ist also eine nähere Betrachtung der möglichen Konsequenzen im Güterverkehrs-Sektor angezeigt.

8.2 Determinanten zusätzlicher Gütertransporte bei CCS

Der gesamte durch die CO₂-Abscheidung und Einlagerung induzierte Transportaufwand ergibt sich aus einer Mit- und Ohne-Betrachtung. Es werden also die Transporte betrachtet, die im Falle von CCS zusätzlich erforderlich werden und im Einzelfall hinsichtlich einer Reihe von Determinanten analysiert. Aufwand und Kosten des Transportes resultieren dann aus den Transportmengen, den Transportentfernungen sowie den dabei eingesetzten Verkehrsträgern. Tabelle 8-1 gibt einen Überblick zu den relevanten Faktoren, die nachfolgend näher beschrieben werden.

Technisches Verfahren der Abscheidung

Zunächst werden die absolut und spezifisch zu transportierenden Mengen durch die Wahl des technischen Verfahrens der Abscheidung beeinflusst. Da die CO₂-Abscheidung Energie kostet, erhöht sich bei Kraftwerken deren Eigenverbrauch und es muss mehr Brennstoff eingesetzt werden, um die gleiche Strommenge ins Netz einzuspeisen. Bestimmte Abscheideverfahren erfordern zudem zusätzliche Einsatzstoffe (z.B. Amine als Waschsubstanz), die ebenfalls zu transportieren sind. Tabelle 8-2 verdeutlicht für verschiedene Kraftwerkstypen und -größen, welche Mengen an CO₂ und zusätzlichem Brennstoff transportiert werden müssen.

Hinzu kommen im Falle der MEA-Wäsche Amine, die im Betrieb teilweise verloren gehen sowie degradieren und ersetzt werden müssen. Allerdings erfordert letzteres bei einem 700 MW-Kraftwerk lediglich eine Jahresmenge von geschätzten 3 000 bis 3 500 t, was gemessen an dem zusätzlichen Brennstoffbedarf und dem einzu-lagernden CO₂ relativ unbedeutend ist¹.

Anlagengröße und Effizienz

Überdies werden die Einsatzmengen von der Anlagengröße determiniert. Hierbei spielt auch die eventuell von der Größe abhängige Effizienz der jeweiligen Anlagen eine Rolle. Damit liegen die zu transportierenden Mengen von Einsatzstoffen und CO₂ fest. Zudem wird mit der Anlagengröße und deren Lage gleichzeitig über die erforderlichen Stromtransporte oder Transporte sonstiger Produkte entschieden. Die Mengen an Einsatzstoffen und CO₂ sind für die Wahl des Verkehrsträgers soweit relevant, als dieser grundsätzlich und im unmittelbaren Umfeld der Anlage über entsprechende Kapazitäten verfügen muss. Anderenfalls müssen die erforderlichen Kapazitäten neu geschaffen werden.

Wie Tabelle 8-2 zeigt, ist durch CCS bereits für einzelne Kraftwerke mit erheblichen Transporten zu rechnen. Die jährlichen Transportmengen für diese Kraftwerke relativieren sich zwar, wenn man sie mit dem gesamten binnenländischen Gütertransportaufkommen in Deutschland vergleicht, das ohne den Nahverkehr der deutschen LKW in 2003 3 612 Mio. t betrug (BMVBW 2004, S. 237). Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass lediglich einzelne Kraftwerke betrachtet werden. Auf der Ebene der Gütergruppen wird die Bedeutung der durch CCS möglicherweise induzierten Gütertransporte noch deutlicher.

In Kraftwerken verfeuerte Kohle wird aus Kostengründen überwiegend per Binnenschiff oder Eisenbahn angeliefert. In 2003 betrug das gemeinsame Gütertransportaufkommen dieser Verkehrsträger für die Gütergruppe Kohle 87,4 Mio. t. (BMVBW 2004, S. 244, 246).

¹ Zu beachten ist jedoch, dass es sich bei MEA (Monoethanolamin) um eine ätzende Flüssigkeit handelt, die als Gefahrgut anzusehen ist.

Tabelle 8-1: Für den Transportaufwand bei CCS relevante Faktoren

Technisches Verfahren der Abscheidung	Anlagengröße	Räumliche Lage der Quelle	Verkehrsträger	Räumliche Lage der Senke	Technisches Verfahren der Einlagerung
Transportmenge CO ₂ , Abscheidemittel, zusätzlicher Brennstoff	Menge und Effizienz	Transportentfernung und Zugang zu Verkehrsträgern	Kapazität, Effizienz und Kosten	Transportentfernung und Zugang der Verkehrsträger	Zugänglichkeit insbesondere bei Offshore-Einlagerung

Allein der auf CCS entfallende Mehrverbrauch einzelner Kraftwerke der betrachteten Typen und Größen von rd. 0,23 Mio. t bis zu 1,6 Mio. t ist also bereits nicht zu vernachlässigen. Noch bedeutender sind die Mengen an zu beförderndem CO₂ mit 3,4 Mio. bis 5,1 Mio. Jahrestonnen (bei Kohlekraftwerken). Es ist daher davon auszugehen, dass im Falle einer weitgehenden Abscheidung und Einlagerung von CO₂ allein im Kraftwerksbereich für die erforderlichen Transporte erhebliche Kapazitäten bereit gestellt werden müssen und vornehmlich besonders massenleistungsfähige Verkehrsträger für den Einsatz vorzusehen sind.

Lage der Quellen und Senken

Neben den für CCS zu transportierenden zusätzlichen Mengen wird der gesamte Transportaufwand maßgeblich durch die Transportentfernung zwischen Quellen und Senken bestimmt. Die räumliche Lage der jeweiligen Quellen und Senken determiniert die zurückzulegende Transportentfernung. Zugleich liegen damit auch bestimmte Bedingungen des Einsatzes der verschiedenen Verkehrsträger fest. So kann etwa eine bestehende Anlage oder Senke weit von einem Wasserweg entfernt liegen, was die Nutzung der Binnenschifffahrt nur mit multimodalen Transporten ermöglicht. Umladen führt dabei zu zusätzlichen Kosten. Bei vielen der für CCS geeigneten Anlagen kann wegen der Versorgung

mit Einsatzstoffen wie etwa Kohle vom Vorhandensein eines Bahnanschlusses oder Wasserweges ausgegangen werden. Bei neuen Anlagen können diese Faktoren in die Standortwahl und Planung einfließen. Bei den Senken ist die Standortwahl stark von deren natürlicher Lage abhängig. Im Falle von Bergwerken und Gasfeldern kann für den Transport des einzulagernden CO₂ teilweise auf vorhandene Infrastrukturen zurückgegriffen werden.

Verfügbarkeit der Verkehrsträger an den Standorten

Grundsätzlich ist der Einsatz von Rohrleitungen, Binnen- und Seeschiffen, Eisenbahnen und Lkw für den Transport von CO₂ denkbar. Allerdings sind einzelne Verkehrsträger bei sehr großen Mengen mit Einschränkungen behaftet. So werden bei Transporten per Lkw sehr schnell die Kapazitätsgrenzen des Straßennetzes erreicht und auch im Eisenbahnverkehr können sehr große Transportmengen zu einer zumindest lokalen Belastung des Netzes führen, die nur mittels Kapazitätsausbau vermieden werden kann. Bei vielen der in Frage kommenden Quellen wird bereits ein Bahnanschluss oder ein Zugang zu Wasserstraßen verfügbar sein. Entscheidend für den Einsatz des jeweiligen Verkehrsträgers ist dann nur noch, ob jeweils Kapazitätsreserven für die durch CCS induzierten Transporte ver-

Tabelle 8-2: Durch CCS zusätzlich induziertes jährliches Transportaufkommen bei der Strom- bzw. Wasserstoffproduktion (Abscheidegrad: 88 Prozent bzw. 99,5 Prozent bei Oxyfuel und 71 Prozent bei Erdgasreformierung)

Kraftwerks-Typ	Netto-Leistung [MW _{el}]	Wirkungsgrade [%]		Volllast-Stunden [h/a]	Zusatz-Brennstoff		Einzulagerndes CO ₂ [kt/a]
		ohne CCS	mit CCS		[kt _{Kohle} /a]	[m ³ _{Erdgas} /a]	
Braunkohle DT	700	46	34	7 000	1 574		5 114
Steinkohle							
• DT	700	49	40	7 000	276		3 570
• DT (Oxyfuel)	700	49	38	7 000	343		4 249
• IGCC	700	50	42	7 000	229		3 400
Erdgas GuD	700	60	51	7 000	143 044 811		1 705
H₂: Steinkohle-Vergasung	560	59	55	8 000	68		2 374
H₂: Erdgas-Reformierung	350	74	69	8 000	24 590 628		580

Quelle: WI-Berechnungen (Herleitung siehe Tabellen A 3 und A 4 im Anhang)

füßbar sind. Beim Transport mittels Rohrleitung wird dagegen fast immer ein Neubau erforderlich sein, was sich im Vergleich zu solchen Optionen, die auf vorhandenen Infrastrukturen aufbauen, ungünstig auf die Kosten auswirken kann.

Technisches Verfahren der Einlagerung

Die gewählten technischen Verfahren der Einlagerung sind für den Transport zunächst insoweit relevant, wie sie die maximal zuführbaren Mengen beeinflussen und Standort bestimmend sind. Bei der Offshore-Einlagerung ergeben sich darüber hinaus spezielle Anforderungen, da bei ihr die Zuführung des CO₂ nur mittels Pipeline sowie Seeschiff oder Küstenmotorschiff möglich ist. Während ein vollständiger Transport per Pipeline generell machbar ist, kann das Seeschiff oder Küstenmotorschiff in vielen Fällen nur ein Glied innerhalb einer Transportkette sein. Dies erfordert den Vorlauf per Pipeline, Binnenschiff oder Eisenbahn und das Umladen zwischen den beteiligten Verkehrsträgern.

8.3 Technische Bedingungen des Transportes und Massenleistungsfähigkeit

Technisch möglich ist der Transport von CO₂ mit sämtlichen zur Verfügung stehenden Verkehrsträgern. Allerdings ergeben sich im Einzelfall relevante Unterschiede, die mit dem Aggregatzustand des CO₂, dessen kontinuierlichem Anfall bei Quellen wie Kraftwerken und den erheblichen Mengen zusammenhängen.

Da Rohrleitungen in aller Regel für den Zweck des CO₂-Transportes neu gebaut werden müssen, können sie passend dimensioniert werden. Dabei sollte deren Kapazität so ausgelegt werden, dass auf eine Zwischenspeicherung weitgehend verzichtet werden kann.

Bei den anderen in Frage kommenden Verkehrsträgern Seeschifffahrt, Binnenschifffahrt, Eisenbahn und Straßengüterverkehr ist generell von einem Transport des CO₂ im Druckbehälter auszugehen. Analog zu LPG und

LNG ist von einem Transport in verflüssigter Form auszugehen, da in gasförmigem Aggregatzustand die Transportkapazitäten zu gering wären. Dabei wird das CO₂ so temperiert und unter Druck abgefüllt, dass der maximale Betriebsdruck des jeweiligen Druckbehälters bis zum Ende des Transportes nicht überschritten wird. Zur Verhinderung der Aufheizung und sicherer Unterschreitung des maximalen Betriebsdruckes bis zum Fahrtziel werden zwecks Abschattung des Druckbehälters auf dem Dach von Kesselwagen aufgesetzte Sonnenschutzbleche sowie teilweise mit Polyurethan isolierte Druckkessel eingesetzt. Bei der deutlich langsameren Schifffahrt kommen zur Aufrechterhaltung der erforderlichen Temperatur aktive Kühlsysteme zum Einsatz.

Im Falle des Straßentransportes sind für die Belieferung mit CO₂ Zugmaschinen mit Sattelaufleger üblich, die bei einem zulässigen Gesamtgewicht von 40 t über eine Zuladung von 20 t verfügen. Das CO₂ wird darin bei einem Druck von 12–17 bar und einer Temperatur von –50 bis –70 Grad Celsius befördert (Air Liquide 2005).

Eine kontinuierliche Befüllung an der Quelle und Entladung am Ort der Senke ist umso schlechter zu gewährleisten, je kleiner die einzelnen Transportgefäße sind. Während Tankschiffe bei der Befüllung selbst als Pufferspeicher dienen können, so ist dies bei Kesselwagen der Eisenbahn und Druckkesseln auf Sattelauflegern für den Transport auf der Straße aufgrund der geringen Aufnahmekapazität der einzelnen Transportbehälter nur mittels einer großen Zahl von Fahrzeugen möglich. Zugleich ist das Handling aufwändiger, da jeder dieser Behälter separat befüllt werden muss. Es gibt zwar so genannte „Block Trains“, d.h. Ganzzüge mit miteinander verbundenen Kesselwagen, die in einem Zug befüllt werden können (VTG 2005a), diese Technik ist aber nur für den Transport nicht unter Druck stehender flüssiger Transportgüter verfügbar, bei denen die Kesselwagen von oben befüllt werden. Für mit flüssigen Gasen befüllte Kesselwagen ist eine solche Lösung wegen der unten liegenden Einfüllstutzen und des hohen Druckes derzeit nicht gegeben. Zur Verkürzung der erforderlichen Zeit zur Befüllung mit verflüssigten Gasen sind Verladeanlagen üblich, mit denen simultan mehrere Kesselwagen befüllt oder entladen werden können (Transpetrol 2005).

Hinsichtlich der Zeit bezogenen Transportkapazität muss neben der Größe der einzelnen Transportbehälter und der Zahl der bei Ganzzügen zu einer Einheit zusammenstellbaren Kesselwagen auch die Geschwindigkeit berücksichtigt werden. Schiffe verfügen zwar als einzelne Fahrzeuge über eine beeindruckende Transportkapazität, sie verkehren jedoch mit Geschwindigkeiten, die deutlich unter denen von Zügen oder Lkw liegen, was die Kapazität pro Zeiteinheit mindert. Dies beeinflusst nicht die Zahl der für den Transport erforderlichen Fahrzeugbewegungen, sondern wirkt sich auf die Zahl der effektiv einzusetzenden Fahrzeuge aus.

Tabelle 8-3 stellt die Transportkapazitäten der in Frage kommenden Verkehrsträger vergleichend dar.

Tabelle 8-3: Transportkapazitäten verschiedener Verkehrsträger

	Ladepkapazität [t]
Rohrleitung	nach Bedarf
Gastanker	10 000 bis 135 000
Binnenschiff	400 bis 6 000
Ganzzug CO ₂	1 000 bis 3 000
Ganzzug Kohle	800 bis 1 400
Lkw (Sattelaufleger)	20

Quelle: WI-Zusammenstellung

Im Falle der **Rohrleitung** erfolgt die Dimensionierung ohnehin entsprechend dem Transportbedarf, weshalb Pipelines prinzipiell die jeweils erforderliche Kapazität anbieten. Dies ist jedoch für einzelne Leitungen einfacher zu gewährleisten als für ein Netz, bei dem Teile der Rohrleitungen simultan für verschiedene Transportrelationen und Transportmengen genutzt werden, die zudem auch noch im Zeitablauf Veränderungen unterworfen sein können. Im Falle der anderen Verkehrsträger ist der Vergleich der Kapazitäten deshalb wichtig, weil je nach der Menge des zu transportierenden CO₂ u.U. eine Vielzahl von Fahrzeugbewegungen notwendig wird. Diese belasten nicht nur die jeweiligen Verkehrsnetze (Wasserstraßen, Schienennetz, Straßen), sondern auch die Anwohner der in Frage kommenden Anlagen und Strecken erheblich. Damit können Durchführbarkeit und Akzeptanz beeinträchtigt werden.

Bei Schiffen kommen sowohl Binnenschiffe als auch im Falle des Transportes zu maritimen Aquiferen Seeschiffe in Betracht. **Seeschiffe** können erhebliche Kapazitäten anbieten, sind dann aber wegen ihrer Abmessungen auf den Binnenwasserstraßen nur eingeschränkt oder gar nicht einsetzbar. Idealerweise werden Seeschiffe daher bei maritimer Ablagerung von CO₂ aus solchen Quellen eingesetzt, die ihren Standort an entsprechend dimensionierten Wasserwegen haben, eine Kombination, die die Potenziale stark einschränkt. Eine andere Möglichkeit zum Einsatz von Seeschiffen bei der maritimen Einlagerung besteht im Bau von Rohrleitungen zu Häfen, die von entsprechend dimensionierten Seeschiffen frequentiert werden können, oder in anderen Formen des kombinierten Verkehrs.

Für den Transport über **Binnenwasserstraßen** stehen Motortankschiffe mit einer Länge von 50–135 m, einer Breite von 6,6–17,0 m, einem Tiefgang von 2,2–4,0 m sowie einer Tragfähigkeit von 400–6 000 t zur Verfügung. Die Auswahl muss sich neben den Transportmengen vor allem an den auf der jeweiligen Strecke im Wasserstraßennetz engsten Stelle orientieren. Dies gilt bei Binnenschiffen insbesondere für die Schiffsbreite und den Tiefgang. Die maximale Brückendurchfahrthöhe ist bei Binnenschiffen unbedeutend. Bei Küstenmotorschiffen spielt dagegen wegen der höher aus dem Wasser aufragenden Rumpfformen auch die Brückendurchfahrthöhe eine Rolle.

Für den Flüssiggas-Transport auf hoher See sind Gastanker üblich. Hierbei gibt es unterschiedliche Designs und Spezifikationen. So kann zwischen Designs mit höherem Druck und begrenzt niedriger Temperatur und solchen mit geringem Überdruck und sehr niedrigen Temperaturen unterschieden werden (Hybridvarianten). Ein Beispiel für das erstgenannte Design ähnelt den derzeit für den Transport von Flüssiggas gebräuchlichen Tankschiffen mit einer Temperatur von –55 Grad Celsius und einem Druck von 6 bar. Bei den letztgenannten Designs wird das verflüssigte Erdgas bei geringem Überdruck (max. 230 mbar) und einer Temperatur von –164 °C bis –161 °C transportiert.

Hinsichtlich der Transportkapazität stellt etwa das Flüssiggas-Tankschiff Typ II der Klasse „Det Norske Veritas“ bei einer Länge von 145,70 m und einem Tiefgang von 9,70 m eine Ladekapazität von 12 500 m³ bereit (Thyssen-Nordseewerke 2005). Die von diesem Anbieter angebotenen Schiffsgrößen liegen bei einem Fassungsvermögen von rd. 10 000 bis 55 000 m³, was bei entsprechenden Temperaturen und Drücken annähernd der Tonnage entspricht. Darüber hinaus gibt es für den LNG-Transport (LNG = Liquefied Natural Gas) bereits deutlich größere Einheiten. Neben aktuellen LNG-Tankern mit 125 000–135 000 m³ Gesamtvolumen sind Schiffe mit bis zu 250 000 m³ Kapazität in Planung. Deren Einsatz erfordert allerdings entsprechend dimensionierte Häfen und einen Vorlauf mit anderen Verkehrsträgern, sofern die CO₂-Quellen nicht unmittelbar in Hafennähe ihren Standort haben.

8.4 Netzbildungsfähigkeit der Verkehrsträger

Ein weiterer entscheidender Faktor für den Einsatz der verschiedenen Verkehrsträger ist die so genannte Netzbildungsfähigkeit. Diese steht für die unterschiedliche Dichte der jeweiligen Verkehrswege, die deren Netz mehr oder weniger engmaschig macht und damit die Möglichkeit eines ungebrochenen Transportes mit diesem Verkehrsträger sowie die Länge der tatsächlich zurückzulegenden Strecke beeinflusst. Abgeschwächt wird die Bedeutung der Netzbildungsfähigkeit, wenn es sich um besonders kostensensitive Transporte handelt, da die Transporterfordernisse und -kosten dann bereits bei der Standortwahl prioritär berücksichtigt werden. Wichtig ist dies bereits für viele der für CCS in Frage kommenden Anlagen und insbesondere für Kraftwerke, die mit festen Brennstoffen befeuert werden. Dies gilt jedoch in besonderer Weise für CO₂, da dieses in den allermeisten Fällen keinen wirtschaftlichen Wert hat, sondern dessen Entsorgung bereits mit Kosten belastet ist. Beeinflussbar sind vor allem die neuen Standorte von CO₂-Quellen, während bei den Senken nur eine Auswahl aus grundsätzlich geeigneten Standorten in Betracht kommt, die durch den jeweiligen Verkehrsträger mehr oder weniger gut erschlossen sind.

Die höchste Netzbildungsfähigkeit weist in Deutschland die **Straße** auf. Die Wahrscheinlichkeit ist sehr hoch, dass die Standorte der Quellen und Senken bereits an das Straßennetz angeschlossen sind oder eine Erschließung mit begrenztem Aufwand geschaffen werden kann. Allerdings bedeuten die Transporte großer Mengen von CO₂ eine erhebliche Belastung der betroffenen Strecken des Straßennetzes, die neben der Vielzahl an Fahrzeugen auch in Straßenschäden und Belastungen des Umfeldes durch Lärm und Emissionen ihren Niederschlag findet. Unabhängig hiervon ist allerdings bereits wegen der relativ hohen spezifischen Kosten ein Straßentransport großer Mengen von CO₂ nicht anzunehmen.

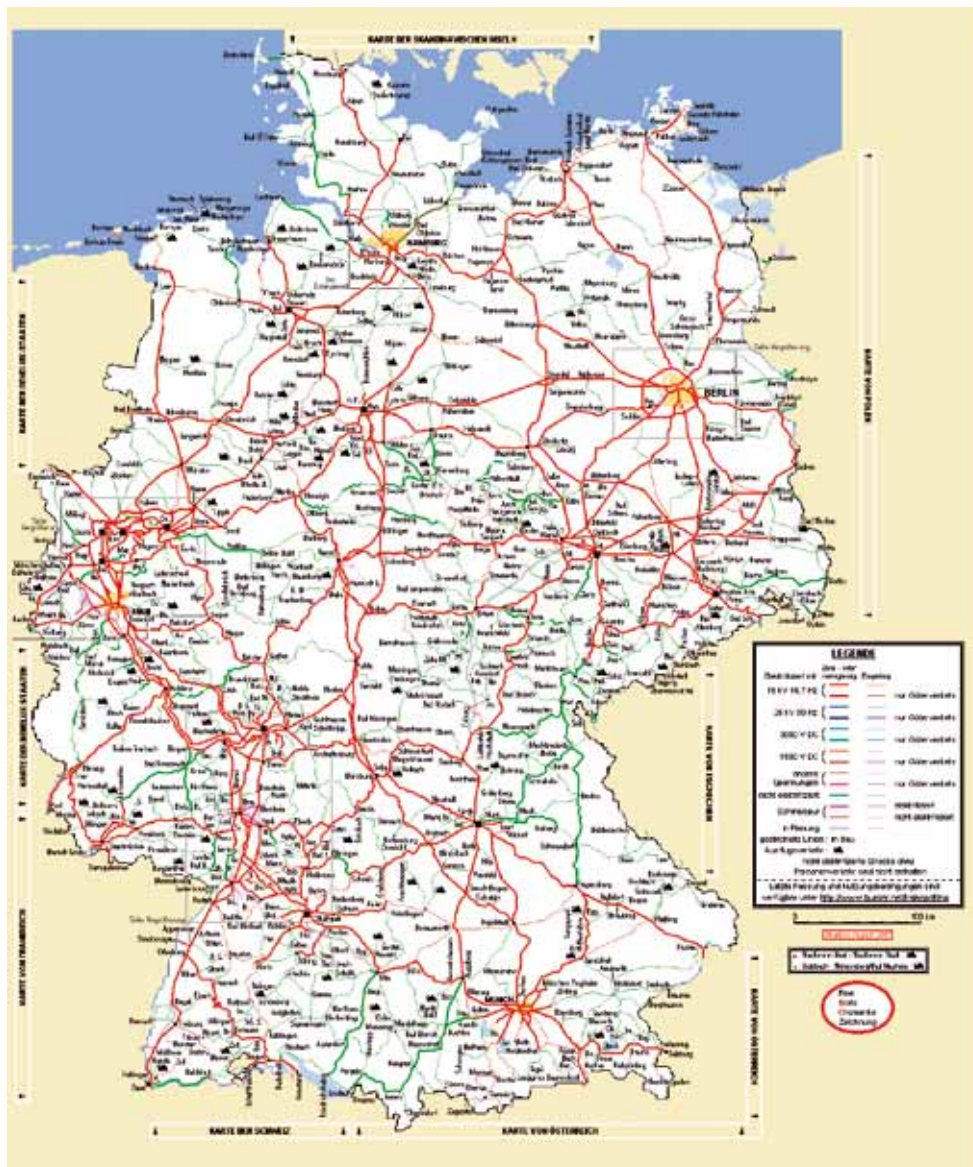


Abbildung 8-3:
Eisenbahnnetz in
Deutschland
Quelle: Ausschnitt aus
Chomenko (2005)

Das **Schienennetz** in Deutschland (siehe Abbildung 8-3) ist zwar deutlich weniger dicht als das Straßennetz, jedoch kann davon ausgegangen werden, dass viele CO₂-Quellen, wie etwa Kraftwerke, bereits über einen Gleisanschluss verfügen. Primär bedeutsam ist daher für den Transport von CO₂ auf der Schiene, ob die in Frage kommenden Senken über einen Gleisanschluss verfügen oder ob dieser mit überschaubarem Aufwand geschaffen werden kann. Hinsichtlich der Kapazität ist anzumerken, dass der Verkehr auf den Hauptstrecken des Schienennetzes teilweise sehr dicht ist, was jedoch insofern weniger bedeutend ist, als dass der Güterverkehr üblicherweise während der Nacht abgewickelt wird, womit Strecken und Zeiten mit Kapazitätsengpässen vermieden werden können. Je nach Lage der Strecke können durch den nächtlichen Verkehr allerdings Lärmprobleme verstärkt werden (z.B. alte Rhein-strecke), was die Akzeptanz solcher Verkehre beeinträchtigen kann.

Wie Abbildung 8-4 zeigt, ist das Netz der nennenswert schiffbaren **Wasserstraßen** in Deutschland nur von begrenzter Dichte. Während einige existierende CO₂-Quellen (z.B. Steinkohlekraftwerke) wegen der Belieferung mit Einsatzstoffen häufig nahe bei oder unmittelbar an Wasserstraßen ihren Standort haben, trifft dies für die Senken nur eingeschränkt zu. Zudem ist das Netz hinsichtlich der Schiffbarkeit nicht homogen. Vielmehr bestehen je nach Schiffstyp und -größe unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten. Im weiter verzweigten Fluss- und Kanalnetz sind teilweise nur kleinere Binnenschiffstypen einsetzbar.

Wie Abbildung 8-5 verdeutlicht, weist die Verkehrsdichte auf den deutschen Binnenwasserstraßen große Unterschiede auf. Dies liegt zum einen an den stark streuenden nautischen Bedingungen bezüglich Fahrwasserbreite und -tiefe. Zudem ist die überragende Bedeutung der Rheinschifffahrt auch durch die nieder-

Binnenwasserstraßen des Bundes



Graphisches Symbol auf der Karte	Klasse der Binnenwasserstraße	MOTORSCHIFFE UND SCHLEPPKÄHNE Typ des Schiffes: Allgemeine Merkmale				
		Bezeichnung	Länge L (m)	Breite B (m)	Tiefgang d (m)	Tonnage T (t)
Blue line	I	Penische	38,5	5,05	1,8-2,2	205-400
		Westlich der Elbe				
		Gross Finow	41	4,7	1,4	180
Dark blue line	II	Östlich der Elbe				
		Kempenaar	50-55	6,6	2,5	400-650
		Westlich der Elbe				
Green line	III	BM-500	57	7,5-9,0	1,6	500-630
		Östlich der Elbe				
		Gustav Koenigs	67-80	8,2	2,5	650-1000
Light green line	IV	Westlich der Elbe				
		Östlich der Elbe	67-70	8,2-9,0	1,6-2,0	470-700
		Johannes Welker	80-85	9,5	2,5	1000-1500
Red line	Va	Größe Rheinschiffe	95-110	11,4	2,5-2,8	1500-3000
		Vb				
Yellow line	VIa					
		VIb				
		VIc				
			140	15	3,9	

Abbildung 8-4: Binnenwasserstraßen des Bundes
Quelle: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Wohnungswesen (2001)

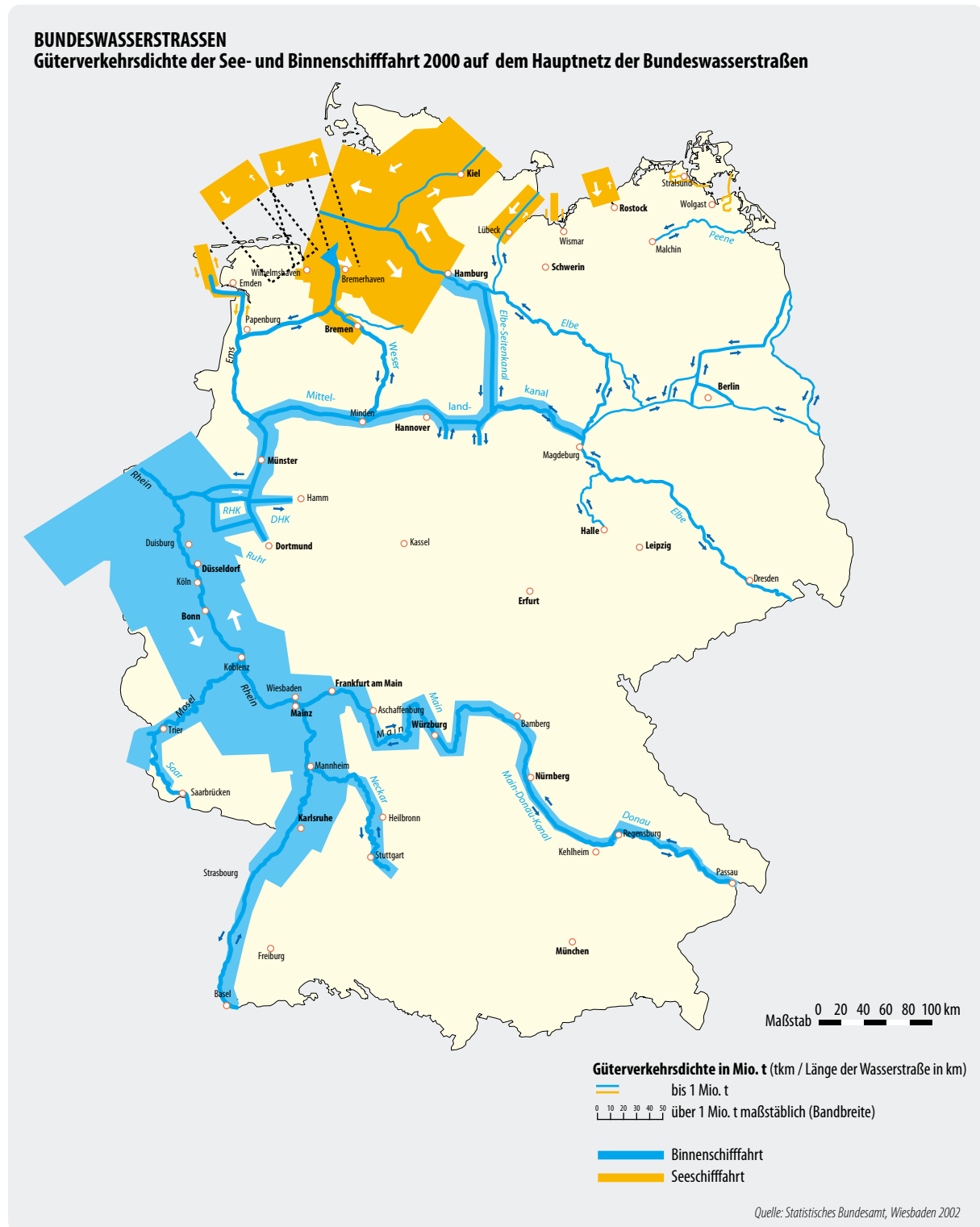


Abbildung 8-5: Verkehr auf den Binnenwasserstraßen des Bundes

ländischen Häfen Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen bedingt, für die der Rhein als Verbindung zum Hinterland fungiert. Auch die mengenmäßig bedeutsamen Verkehre von Nord- und Ostsee nach Bremerhaven und Hamburg bzw. Kiel, Lübeck und Rostock gehen jeweils auf die Funktion als Seehafen zurück. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass die deutschen Binnen-

wasserstraßen über erhebliche freie Kapazitäten für den Transport von CO₂ verfügen (Petersen, Pastowski, Lelowski 1993). Da der Transport mit Schiffen zudem relativ kostengünstig abgewickelt werden kann, spricht vieles für diese Transportart, sofern die Lage von Quellen und Senken die Zugänglichkeit gewährleistet. Auch hinsichtlich der lokalen Umweltbelastungen ergeben

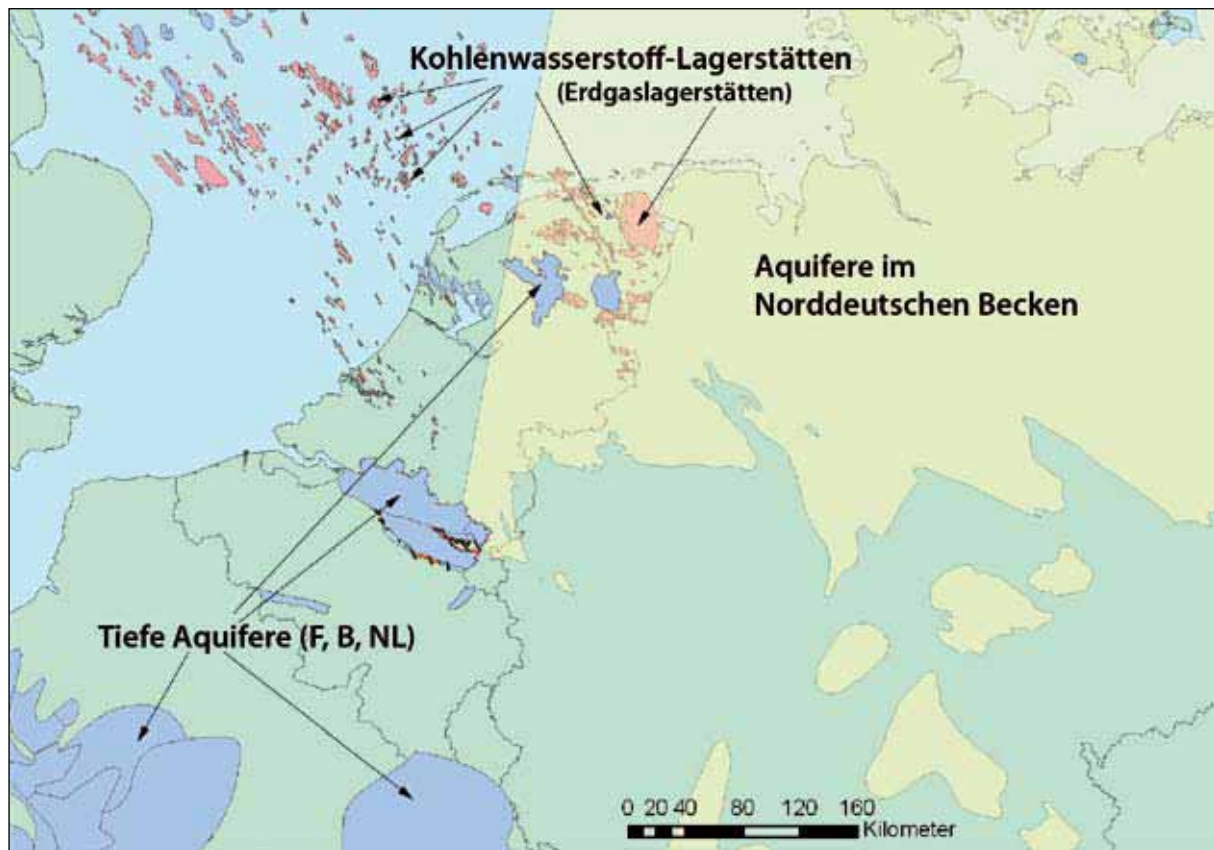


Abbildung 8-6: Verteilung von potenziellen CO_2 -Speicherformationen
Der gelbe (beigefarbene) Bereich kennzeichnet die generelle Verbreitung tiefer Aquifere ($> 1.000 \text{ m}$), die sich potenziell zur CO_2 -Speicherung eignen könnten. Die blauen Bereiche kennzeichnen tiefe Aquifere in Frankreich und den Benelux-Ländern. Zusätzlich sind für die Niederlande die Kohlenwasserstoff-Felder (KW-Lagerstätten) aufgeführt. (Nach GESTCO 2004)

sich Vorteile (gegenüber dem Transport auf der Straße bzw. Schiene), da Wasserwege meist nicht in unmittelbarer Nähe von dichter besiedelten Gebieten liegen und Lärm, abgesehen von großen Schubverbänden auf dem Rhein, unbedeutend bleibt. Bei den Emissionen von Luftschadstoffen müsste primär auf technischem Wege analog zu Straßenfahrzeugen versucht werden, die Belastungen zu begrenzen.

Abbildung 8-3 verdeutlicht die gegenüber den Wasserstraßen größere Netzichte der Eisenbahninfrastruktur, die größere Chancen für einen ungebrochenen Verkehr von der Quelle zur Senke eröffnet. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die existierenden Quellen fast alle und auch einige der Senken bereits über einen Gleisanschluss verfügen.

Insgesamt lässt sich also feststellen, dass die besonders massenleistungsfähigen Verkehrsträger Rohrleitung und Schifffahrt Nachteile bei der Netzbildungsfähigkeit aufweisen und Quellen und Senken nicht optimal oder – im Falle der Rohrleitungen – bislang gar nicht erschließen. Dies kann im Einzelfall erhöhte Investitionen für die Erschließung oder einen kombinierten Verkehr mit mehreren Verkehrsträgern zu entsprechend höheren Kosten erforderlich machen. Bei den für den CO_2 -Transport geeigneten Rohrleitungen ist derzeit

von allen Verkehrsträgern die geringste Netzbildungsfähigkeit festzustellen. Während der Transport größerer Mengen CO_2 per Lkw wegen der nicht gegebenen Massenleistungsfähigkeit und aus Kosten- und Umweltschutzgründen Probleme aufwirft, müsste also ein Rohrleitungsnetz für den großmaßstäblichen Transport von CO_2 zwischen diversen Quellen und Senken erst in einer koordinierten Anstrengung geschaffen werden. Dies erfordert Zeit und entsprechende Investitionen.

8.5 Folgerungen

Die am Anfang dieses Kapitels aufgeworfenen Fragen werden, soweit dies nach dem heutigen Kenntnisstand möglich, ist hier zusammenfassend beantwortet.

Wo liegen zukünftige CO_2 -Senken?

Die für die CO_2 -Speicherung in Frage kommenden Optionen umfassen in Deutschland insbesondere leere Gasfelder und saline Aquifere. Die relevanten Speicher sind vor allem in Norddeutschland verortet: Gasfelder von West nach Ost in einem ca. 100 km breiten Gürtel

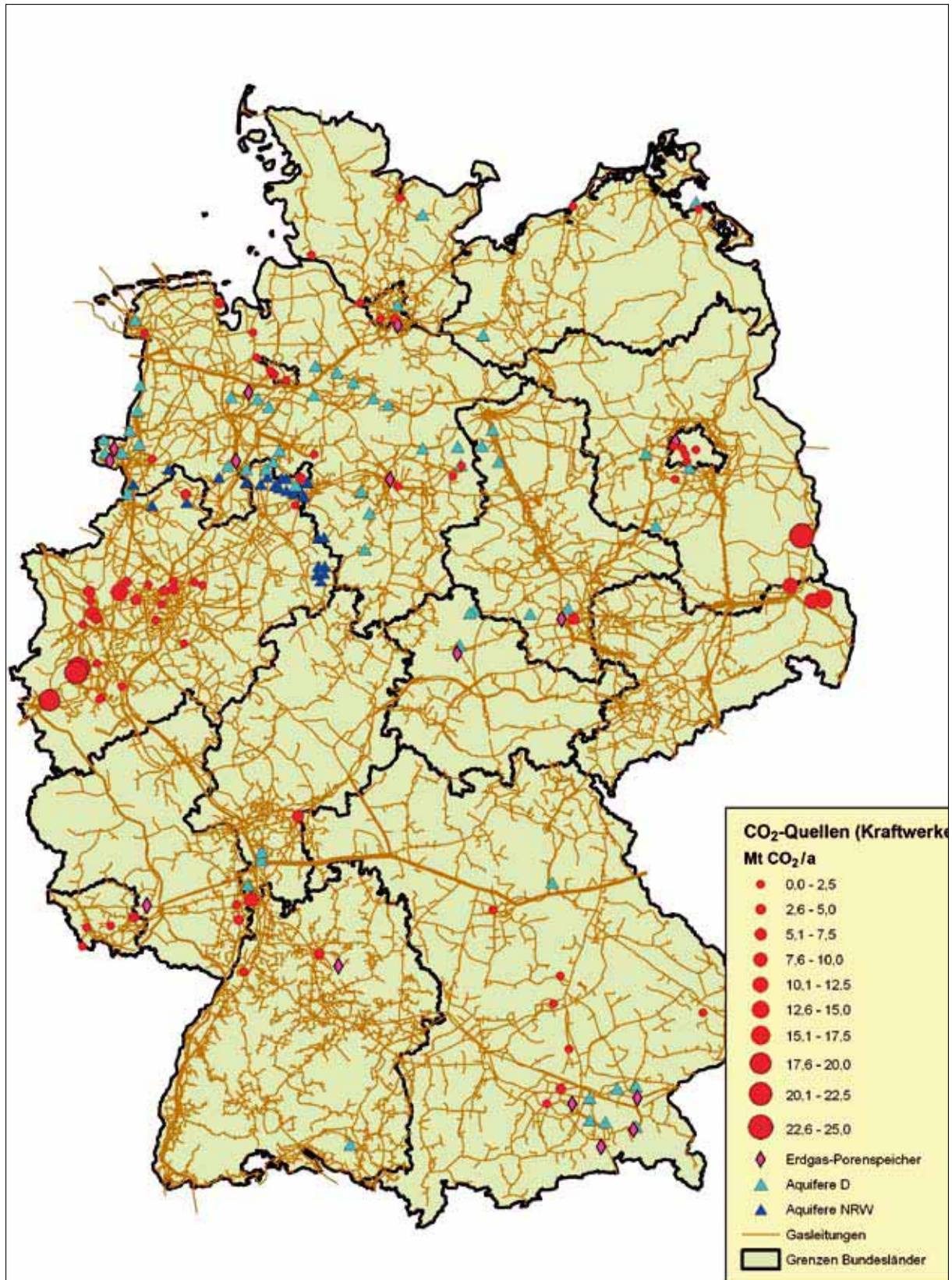


Abbildung 8-7: CO₂-Quellen (Kraftwerke) und -Senken (Aquifere und Erdgasspeicher) und vorhandenes Erdgaspipelinennetz in Deutschland

vom Emsland bis zur Altmark, saline Aquifere schwerpunktmäßig im Norddeutschen Becken. In Abbildung 8-6 sind auch die potenziellen Senken der westlichen Nachbarländer verzeichnet. Hier wäre eine zukünftige Kooperation mit der Nutzung von Speichern auch über die eigenen Landesgrenzen hinweg denkbar, insbesondere für Nordrhein-Westfalen. Von Bedeutung ist dies vor allem für die großen Punktquellen im Ruhrgebiet sowie im rheinischen Braunkohlerevier.

Der gelbe (beigefarbene) Bereich kennzeichnet die generelle Verbreitung tiefer Aquifere ($> 1\,000\text{ m}$), die sich potenziell zur CO_2 -Speicherung eignen könnten. Die blauen Bereiche kennzeichnen tiefe Aquifere in Frankreich und den Benelux-Ländern. Zusätzlich sind für die Niederlande die Kohlen-Wasserstoff-Felder (KW-Lagerstätten) aufgeführt. (Nach GESTCO 2004)

Wann können zukünftige Senken erschlossen werden?

Einige Erdgasfelder sind bereits erschöpft und dienen zum Teil als Erdgaszwischenpeicher, so z.B. der unterirdische Erdgasspeicher der WINGAS in Rehden. Er ist der größte Gasspeicher in Westeuropa und verfügt über rund ein Fünftel der gesamten in Deutschland vorhandenen Erdgas-Speicherkapazität. Weitere Lagerstätten werden in den nächsten 10–20 Jahren erschöpft sein und könnten dann, entsprechende Eignung vorausgesetzt, als CO_2 -Speicher dienen.

Wann werden die CO_2 -Senken erschöpft sein?

Die Speicherpotenziale der erschöpften Erdgaslagerstätten und der salinen Aquifere betragen zwischen 14 und 30 Gt. Je nach Bezugsgröße (siehe auch Kap. 7.3) ergeben sich daraus unterschiedlich lange zeitliche Verfügbarkeiten bis zum vollständigen Auffüllen aller Speicher. Setzt man beispielsweise die jährlichen Emissionen aller Industrieanlagen und Kraftwerke (Verbrennungsanlagen $> 50\text{ MW}$) mit einer Emissionsrate oberhalb von 1 Megatonne pro Jahr an, dies waren in der Summe $343,41\text{ Mt}/\text{CO}_2$ in 2004², so ergibt sich daraus rein rechnerisch ein Speicherzeitraum von 41 bis 87 Jahren³. Tiefe Kohleflöze sind zwar eine weitere Option, da aber zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch völlig offen ist, ob und wann und in welchem Umfang sie möglicherweise genutzt werden können, wurden Sie hier nicht berücksichtigt.

2 Quelle: Europäisches Schadstoffregister EPER (www.eper.de)

3 Diese Abschätzung vernachlässigt jedoch den zum gegenwärtigen Zeitpunkt realistisch erscheinenden um 30 Prozent erhöhten CO_2 -Ausstoß für die zusätzlichen Energieaufwendungen in der gesamten CCS-Prozesskette. Mit Berücksichtigung der zusätzlichen CO_2 -Emissionen würde sich die maximale Speicherverfügbarkeit auf 31 bis 67 Jahre reduzieren.

Wo liegen zukünftige Kraftwerksstandorte (verbrauchernah, verkehrsnah, senkennah, zentral, dezentral)?

Die bisherigen Kraftwerksstandorte wurden nach verschiedenen Optimierungsparametern gewählt: Braunkohlekraftwerke liegen aufgrund der hohen Transportintensität des Brennstoffs beispielsweise brennstoffnah in den Braunkohlerevieren im Rheinland bzw. in der Lausitz (in Abbildung 8-7 als die größten CO_2 -Punktquellen erkennbar), da ein weiter Transport der niederkalorigen Kohle nicht lohnt. Steinkohlekraftwerke wurden hingegen näher an die Verbraucherschwerpunkte großer Städte bzw. Industrieanlagen (insbesondere im Ruhrgebiet) gebaut. Sie sind außerdem – zur kostengünstigen und massenhaften Anlieferung der Steinkohle – i.d.R. auf eine gute Verkehrsanbindung per Binnenschifffahrt angewiesen. Zur effizienten Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung werden mittelgroße bzw. kleinere Kraftwerke (auf Kohle- oder Erdgasbasis) dezentral direkt in die Nähe von Wärmesenken gebaut (Wohnsiedlungen, Stadtteile, Industrieanlagen). Bei zukünftigen CCS-Kraftwerken kommt mit der Entfernung zur bzw. Lage der CO_2 -Senke ein weiterer Parameter bei der Standortwahl eines neu zu bauenden Kraftwerks ins Spiel. Inwieweit dies tatsächlich Einfluss auf die Standortwahl haben wird, bleibt abzuwarten, da die eingangs genannten übrigen Faktoren (Brennstoffnähe, Verbrauchernähe, Verkehrsanbindung) ihre Wirkung behalten. Letztendlich wird eine Abwägung unter ökonomischen Gesichtspunkten zu einer Standortentscheidung führen. Bei neuen Kraftwerksstandorten werden eventuell auch Fragen der Akzeptanz eine Rolle spielen und die Erschließbarkeit neuer Kraftwerksstandorte einschränken.

Was wird transportiert (CO_2 , Strom, H_2)?

Auch diese Frage wird in erster Linie unter ökonomischen Gesichtspunkten zu beantworten sein. Sie ist direkt verknüpft mit der Standortwechselbeziehung von CO_2 -Quelle und Senke. Belässt man die Kraftwerksstandorte brennstoffnah (Braunkohle) bzw. relativ verbrauchernah (Steinkohle), so muss das CO_2 zu potenziellen Speichern transportiert werden. Würde man zukünftig die Kraftwerke direkt an einen CO_2 -Speicher bauen, so würde sich die Menge an zu transportierendem Strom erhöhen. Geht man in einem dritten Ansatz von einer Dekarbonisierung der Brennstoffe am Speicherstandort aus (d.h. Kohlevergasung bzw. Erdgasreformierung zu H_2), so würde dies den Transport von CO_2 und Strom aufheben bzw. reduzieren, aber gleichzeitig den Transport von H_2 erforderlich machen. Ähnlich wie beim Kraftwerksneubau kann auch bei der Realisierung neuer Leitungsnetze (Strom, CO_2 oder H_2) die Akzeptanz für die Infrastrukturüberlegungen von entscheidender Bedeutung sein. Diesbezügliche Erfahrungen liegen noch nicht vor.

Wie wird CO₂ transportiert?

Für den CCS-Einsatz kommen aus ökonomischer, energetischer und ökologischer Sicht in erster Linie die Pipeline und der Schiffstransport in Frage. Der Transport per Bahn wäre nur mittels Kapazitätsausbaus möglich und der LKW-Transport wäre aufgrund der geringen Ladekapazität, der Umweltbelastungen und des ohnehin überlasteten Straßennetzes nur übergangsweise, beispielsweise für Pilotprojekte, akzeptabel.

Welche Infrastruktur wird benötigt?

Für den CO₂-Transport per Pipeline müsste ein völlig neues Rohrleitungsnetz verlegt werden. In Einzelfällen wird es evtl. möglich sein, vorhandene Erdgasleitungen bzw. deren Trassen zu nutzen. Je nach Leitungslänge und Vordruck werden einzelne Verdichteranlagen benötigt. Für den Schiffstransport müssten neue Tanker konzipiert werden mit großem Ladevolumen und der nötigen Be- und Entladeinfrastruktur inklusive Zwischenspeicher in der Nähe der Hafenanlagen.

8.6 Transport-Fallbeispiel für ein 700 MW-Steinkohlekraftwerk

Um die Größenordnungen der von CCS induzierten Gütertransporte einschätzen zu können, ist es zunächst sinnvoll, eine Abschätzung der erforderlichen Transporte für ein Beispielkraftwerk vorzunehmen. Auf diese Weise können bereits wenig aussichtsreiche Varianten der Transportdurchführung identifiziert werden.

Das folgende Beispiel in Tabelle 8-4 schätzt für ein 700 MW_{el}-IGCC-Steinkohlekraftwerk (7000 Volllaststunden) die durch CCS bedingten Fahrzeugbewegungen für den Transport von CO₂ und für den zusätzlichen Transport von Kohle ab. Die angenommenen jährlichen Transportmengen liegen bei rd. 3,4 Mio. t CO₂ und rd. 230 000 t zusätzlicher Steinkohle (vgl. Tabelle 8-2). Für die verschiedenen Verkehrsträger werden – soweit sinnvoll – Bandbreiten höheren und niedrigeren Ladekapazitäten angegeben.

Natürlich müssen hierbei noch die erforderlichen Leerfahrten berücksichtigt werden, da für diese nur in Ausnahmefällen entsprechende Ladungen zur Verfügung stehen, weshalb letztlich von annähernd der doppelten Zahl an Fahrzeugbewegungen auszugehen ist. Zugleich impliziert die Zahl der Fahrzeugbewegungen keine Aussage über die dabei zurückgelegten Transportstrecken, die von den Bedingungen im Einzelfall abhängig sind. Das Gleiche gilt für die für den Transport einzusetzende Zahl an Fahrzeugen, die vom genauen Fahrzeugtyp, von der Entfernung, der Geschwindigkeit und weiteren Faktoren abhängig ist.

Tabelle 8-4: Abschätzung der für CCS erforderlichen jährlichen beladenen Fahrzeugbewegungen bei einem 700 MW IGCC-Steinkohlekraftwerk

Transport-Medium	Ladekapazität [t]	Anzahl zusätzlicher Transporte pro Jahr	
		CO ₂	Kohle
Gastanker	10 000	340	–
	135 000	25	–
Binnenschiff	400	8 500	–
	6 000	570	–
Ganzzug CO ₂	1 000	3 400	–
	3 000	1 130	–
Ganzzug Kohle	800	–	289
	1 400	–	164
Lkw (Sattelaufzieger)	20	170 000	–

Quelle: Eigene Abschätzungen

Bereits an dieser Stelle wird erkennbar, dass der Transport per Lkw neben den hohen Kosten auch wegen der immensen Zahl der Fahrzeugbewegungen keine brauchbare Variante ist. Dies liegt insbesondere daran, dass im Umfeld der Quellen und Senken sowie entlang der Strecken mit erheblichen Verkehrsbelastungen gerechnet werden muss. Kalendertäglich wäre an den Quellen und Senken mit einem Aufkommen von rd. 930 an- und abfahrenden Schwerlast-Lkw zu rechnen.

Auch der Transport mit kleinen Binnenschiffen mit 400 t Ladekapazität würde zu erheblichen Belastungen führen. So wären kalendertäglich rd. 23 Binnenschiffe dieses Typs abzufertigen. Bei der weiteren Betrachtung und szenarioförmigen Analyse können daher solche Fälle ausgeklammert werden. Der Transport der zusätzlichen Kohle wird – im Vergleich zum CO₂-Transport – geringere Auswirkungen haben, weil die Mengen überschaubarer bleiben und die Anlieferung ohnehin bereits per Schiff oder Ganzzug erfolgt. Dennoch nimmt auch dieses zusätzliche Transportvolumen (pro 700 MW_{el}-Kraftwerk ein zusätzlicher mit Kohle beladener Ganzzug alle ein bis zwei Tage) eine nicht zu vernachlässigende Größenordnung ein.

Die eventuell erforderlichen Transporte von Aminen für die MEA-Wäsche sind gegenüber diesen Transportvolumina mengenmäßig weitgehend unbedeutend. Anders als bei Kohle und CO₂ würde es sich allerdings bei MEA um Gefahrguttransporte handeln.