

MÖGLICHKEITEN, GRENZEN UND WISSENSLÜCKEN DER UNTERTÄGIGEN CO₂-ABLAGERUNG IN DEUTSCHLAND

(STAND: 2006)

Allgemeine Grundlagen

Zur Speicherung von CO₂ werden die natürlich vorhandenen *Poren* und *Klüfte* im Gestein genutzt. Natürliche oder künstlich geschaffene Hohlräume - insbesondere aufgegebene Bergwerke – werden dagegen vor allem aus Sicherheitsgründen nicht für die Speicherung von CO₂ in Erwägung gezogen.

Die effektive Nutzung des Porenraumes zur Speicherung großer Gasvolumen setzt eine hohe Verdichtung voraus. Erst in Tiefen von etwa einem Kilometer und mehr werden in der Erdkruste Druck- und Temperaturbedingungen erreicht, unter denen CO₂ eine hohe Dichte erreicht und nur noch gering kompressibel ist.



In Abhängigkeit von der Ablagerungstiefe verändert sich die Dichte des CO₂. Unterhalb einer Tiefe von ca. 800 m befindet sich das überkritische CO₂ in einem quasi-flüssigen Stadium – mit marginalen Dichteänderungen

Mit weiter zunehmender Tiefe ist keine wesentliche Verbesserung der CO₂-Eigenschaften zu erzielen. Der Aufwand für die Speichererrichtung und dessen Betrieb nehmen aber zu, während sich die Qualität der Speichergesteine mit zunehmender Tiefe üblicherweise ver-

schlechtern. Daraus resultiert – ohne Berücksichtigung der lokalen geologischen Gegebenheiten – folgendes Muster:

- Als optimal wird eine Ablagerung in Tiefen von 1 - 2 km angesehen.
- Häufig dürfte die Qualität poröser Speichergesteine in 2 – 4 km Tiefe für die Speicherung von CO₂ ausreichend sein.
- In mehr als 4 km Tiefe ist eine Speicherung von CO₂ zwar nicht ausgeschlossen, jedoch sehr kostenaufwendig.

Zur Begrenzung der räumlichen Ausdehnung von CO₂-Speichern sollten die Speichergesteine einen ausreichend hohen Porenanteil am Gesteinsvolumen (*Porosität*) haben und die Speicherschichten eine genügende Mächtigkeit – bzw. effektive Mächtigkeit bei Schichten mit mehreren Lagen geeigneter Gesteine – aufweisen.

Als minimale Porosität für einen CO₂-Speicher werden etwa 12 Vol% angesehen. Die minimale Mächtigkeit des Speichergesteins oder die Summe der Mächtigkeiten von Sandsteinlagen in einer Wechselfolge mit feinkörnigeren Sedimenten (effektive Mächtigkeit) sollte etwa 20 m betragen. Bei dieser Mächtigkeit und der minimalen Porosität könnten bei einer CO₂-Dichte von 600 kg/m³ maximal 1,44 Mo. t CO₂ pro km² gespeichert werden. Bei der Injektion von Flüssigkeiten in poröse Gesteine wird üblicherweise nicht der gesamte ursprüngliche Poreninhalt (Gas, Wasser, Öl) ersetzt. Die *Flutungseffizienz* (Verdrängung von Wasser durch CO₂ bzw. Erdöl durch CO₂) wird vermutlich im Bereich von etwa 5 bis 50 % liegen, so dass die spezifische Kapazität in der Praxis entsprechend geringer - und die Ausdehnung der Speicher größer ausfallen werden.

Es genügt nicht allein, dass das Porenvolumen einer Struktur zur Aufnahme einer geplanten Menge von CO₂ geeignet ist. Das Gestein muss auch eine ausreichende *Durchlässigkeit* (Permeabilität) besitzen, damit das CO₂ auch mit einer wirtschaftlich vertretbaren Anzahl von Bohrungen in den Untergrund injiziert werden kann. Neben der Durchlässigkeit wird die *Injektivität* (Injektionsrate) aber auch von der Art der Bohrung (z. B. vertikal/horizontal), dem geotechnisch möglichen Einpressdruck und der Länge des Injektionsintervalls der Bohrung bestimmt.

Aufgrund ihres Auftriebes akkumulieren sich Gase in natürlichen Lagerstätten oder Erdgas speichern in strukturellen Hochlagen von Speicherformationen (*Fallen*), die von undurchlässigen Gesteinen überlagert sind. Letztgenannte Gesteine – so genannte Deckschichten – verhindern eine weitere Migration respektive ein Entweichen der Gase. Daher werden für die Speicherung von CO₂ in der Regel auch strukturelle Fallen in Betracht gezogen.

Je nach Verfahren und Aufwand der Abscheidung an der Punktquelle werden noch *Verunreinigungen* im CO₂ enthalten sein, die eine Veränderung der physikochemischen Gaseigenschaften (z. B. Dichte) zur Folge oder Auswirkungen auf Speichergesteine haben können. Hinsichtlich der Auswirkungen können keine allgemeingültigen Aussagen gemacht werden, da hierbei die beteiligten Stoffe gesondert betrachtet und deren Konzentrationen berücksichtigt werden müssen. Grundsätzlich gilt: je reiner das CO₂ sein wird, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit unerwünschter Effekte aufgrund von Verunreinigungen.

Welche Speicheroptionen kommen grundsätzlich für Deutschland in Betracht?

Die Bundesrepublik Deutschland emittiert zurzeit reichlich 850 Mio. t CO₂ pro Jahr – davon entfallen mehr als ein Drittel auf große Punktquellen, z. B. fossil befeuerte Kraftwerke, Raffinerien, integrierte Eisenhütten und Stahlwerke, Zementwerke und Teile der chemischen Industrie. Aus wirtschaftlichen Gründen ist es sinnvoll, das CO₂ vorrangig an diesen Punktquellen abzuscheiden und in entsprechend aufnahmefähigen „Senken“ zu speichern. Aufgrund des bereits oben geschilderten Phasenverhaltens von CO₂ im Untergrund beschränkt sich die Suche nach Speicheroptionen auf Gebiete mit weit verbreiteten und hinreichend mächtigen Sedimentpaketen – nämlich das Norddeutsche Becken, den Oberrheintal-Graben und das Apennin-Becken. Dabei gilt es nicht nur nach Speichern zu suchen, sondern ebenso wichtig ist es die Existenz, Verbreitung und langfristige Stabilität von abdeckenden Schichten zu berücksichtigen.

Die BGR hat für den Standort Deutschland Erdöl- und Erdgasfelder, tief liegende Aquifere, unterhalb der Abbaugrenze befindliche Kohlenflöze sowie Salz- und Kohlenbergwerke hinsichtlich ihrer Eignung als CO₂-Speicher bewertet. Bewertungskriterien waren die Speicherkapazität, die Durchlässigkeit von Reservoirgesteinen, Existenz, Rückhaltevermögen und Integrität von abdeckenden Schichten, Kenntnis über den jetzigen Poreninhalt, ggf. Nutzungskonflikte sowie die Möglichkeit, die CO₂-Speicherung für eine gleichzeitige Gewinnung von Kohlenwasserstoffen zu nutzen.

Von der BGR auf ihre Eignung als CO₂-Speicher beurteilte Optionen in Deutschland und deren abgeschätzte Speichervolumina

| <u>Option</u> | <u>Speichervolumen [Mrd. t CO₂]</u> |
|----------------------|--|
| Aquifere | 20±8 |
| Erdgasfelder | 2,75 |
| Steinkohleflöze | 0,37 bis 1,67 |
| Steinkohlenbergwerke | 0,78 |
| Erdölfelder | 0,13 |
| Salzbergwerke | 0,04 |

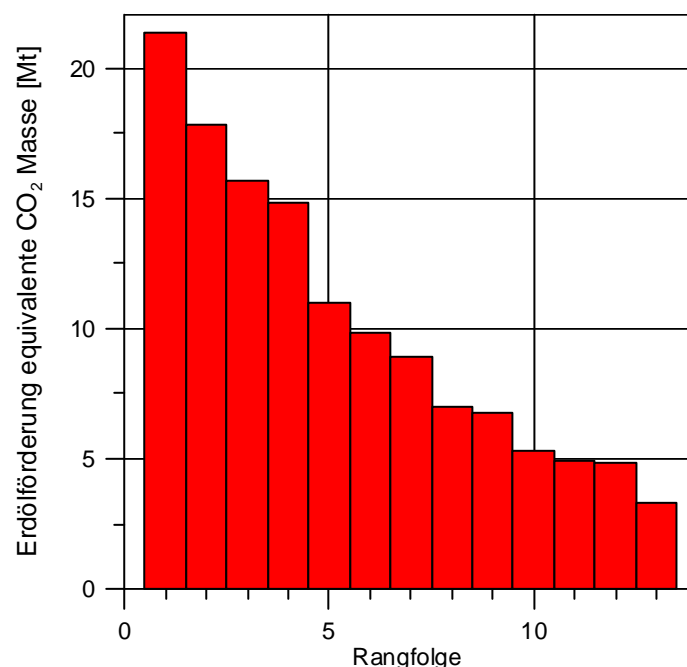
Die Ablagerungsmöglichkeiten in den Erdöl- und Erdgasfeldern sowie den tief liegenden Aquiferen werden im weiteren Verlauf dieses Textes ausführlich diskutiert. Die Speicherpotenziale in Kohleflözen und in Bergwerken sind nachrangig respektive nur bedingt tauglich und werden demzufolge nur kursiv abgehandelt.

Erdölfelder

Deutschland besitzt vergleichsweise kleine Öllagerstätten, deren CO₂-Speicherkapazität im Einzelfall kaum für große Punktquellen in Frage kommt. Selbst die Speicherkapazität der Öllagerstätten insgesamt ist zu gering um für einen längeren Zeitraum merklich zur Minderung der nationalen CO₂-Emissionen beitragen zu können. Alle dreizehn Ölfelder, die aufgrund ihrer kumulierten Produktion von mehr als 2 Mio. t Erdöl als Speicheroption für mittelgroße CO₂-Emittenten in Betracht gezogen wurden, befinden sich in Norddeutschland. Die aggregierte Kapazität dieser Lagerstätten beträgt etwa 132 Mio. t CO₂.

Es gibt in Deutschland 6 Lagerstätten, deren kumulative Erdöl- und Erdölgasförderung einer Masse von jeweils mehr als etwa 10 Mio. t CO₂ entspricht. Die Felder mit den größten Speicherkapazitäten befinden sich im westlichen Niedersachsen (*Georgsdorf, Rühle, Bramberge*). Zur genaueren Abschätzung der Speicherkapazität einzelner Felder sind die Anteile gelösten und freier Gase sowie die Reserven und die Fördermethoden zu berücksichtigen. Rechnet man die sicheren und wahrscheinlichen Reserven zu der kumulierten Ölförderung hinzu, dann dürfte sich das geförderte Volumen noch um etwa 20 % erhöhen. Andererseits werden fallweise bereits Heißdampf oder Wasser als Medien zur Ausbeutesteigerung eingesetzt, so dass das ehemals von Öl erfüllte Porenvolumen nicht mehr vollständig zur Verfügung steht.

Das größte deutsche Ölfeld *Mittelplate* wird kurzfristig nicht als CO₂-Speicher genutzt werden können, da die Lagerstätte noch über bedeutende Reserven verfügt.



Speicherkapazität deutscher Erdöllagerstätten

Erdgasfelder

Produktionstechnisch lassen sich zwei Speichertypen unterscheiden:

1. Abgeschlossene Speicher (Kompartimente), aus denen das Gas durch Expansion gefördert wird. Der Lagerstättendruck verringert sich proportional zur Menge des geförderten Gases.

In diesem Fall ist die Injektion von CO₂ bis zum Erreichen des ursprünglichen Lagerstättendruckes möglich. Die speicherbare CO₂-Menge entspricht in etwa der geförderten Gasmenge. Die Injektion in Lagerstättenbereiche mit stark erniedrigtem Druck (unterhalb etwa 7 MPa) kann besondere Injektionsstrategien zur Vermeidung geotechnischer Schwierigkeiten aufgrund einer 2-Phasen-Strömung in der Bohrung erforderlich machen (z.B. Erwärmung, Entspannung von überkritischen CO₂).

2. Lagerstätten mit hydraulischer Verbindung zu umgebenden wasserführenden Schichten. Bei der Förderung von Erdgas kann Lagerstättenwasser nachströmen und den Druckabfall in der Erdgaslagerstätte kompensieren oder verringern.

In diesem Fall muss eingedrungenes Lagerstättenwasser wieder zurück gedrängt werden. Die Verdrängung des Lagerstättenwassers wird nicht vollständig möglich sein (Flutungseffizienz). Die Speicherkapazität in der Lagerstätte kann geringer sein als die Menge es geförderten Gases. Andererseits kann aber auch eine Verdrängung des Lagerstättenwassers bis über den ursprünglichen Gas-Wasser-Kontakt hinaus möglich sein. Da viele Lagerstätten nicht exakt einem der beiden beschriebenen Typen entsprechen, sind zur Prognose der Speicherkapazitäten von Gasfeldern Einzelfalluntersuchungen nötig.

Es gibt in Deutschland 32 Lagerstätten, deren kumulierter Erdgasförderung einer Masse von mehr als 10 Mio. t CO₂ entspricht – davon 14 Felder mit mehr als 30 Mio. t und fünf Lagerstätten mit einer äquivalenten *Speicherkapazität* von mehr als 100 Mo. t. Die gesamte Kapazität dieser Lagerstätten beträgt etwa 2750 Mo. t CO₂. Unter Berücksichtigung der gegenwärtig bekannten sicheren und wahrscheinlichen Reserven erhöht sich diese Kapazität um weitere etwa 30 %.

Die *Nachnutzung* von Kohlenwasserstofflagerstätten für eine CO₂-Speicherung birgt Vor- und Nachteile, die fallweise abgewägt werden müssen.

Vorteile. Bei der Speicherung von CO₂ in Erdgasfeldern kann auf bestehendes Wissen und ggf. auf vorhandene Infrastruktur zurückgegriffen werden:

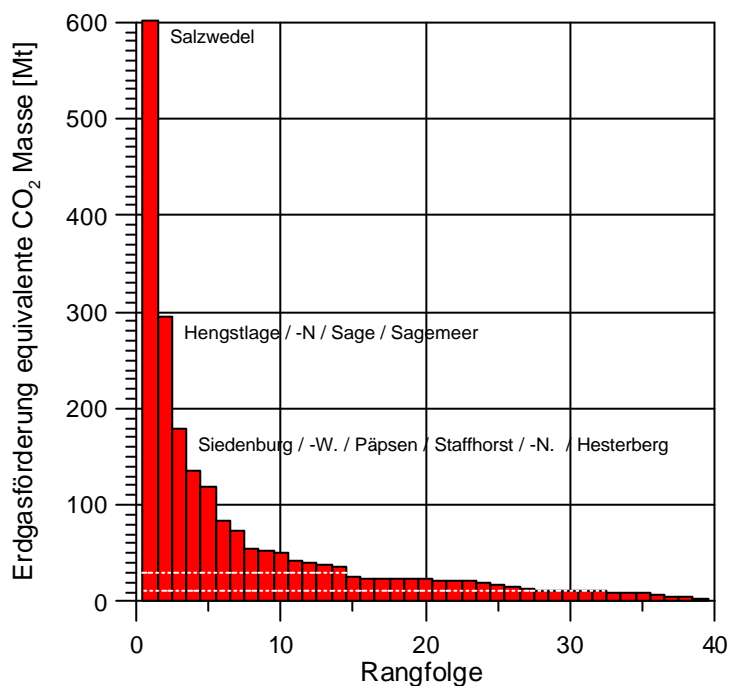
- Die geologischen Verhältnisse sind gut erkundet.
- Die lagerstättenspezifischen Eigenschaften des Speichers sind aus dem Förderverhalten (Produktionsgeschichte) der Bohrungen bekannt.
- Die Fähigkeit der Deckschichten, Gase über geologische Zeiträume zurückzuhalten, ist naturgegeben.
- Die Felder sind an das Ferngasleitungsnetz angeschlossen.

- Feldinfrastruktur, z.B. Sondenplätze oder Bohrungen, können nachgenutzt werden.

Viele deutsche Erdgaslagerstätten befinden sich bereits in einer späten Förderphase, so dass Maßnahmen zur Ausbeutesteigerung sinnvoll sein können. Die theoretisch mögliche Ausbeutesteigerung von Erdgaslagerstätten durch CO₂-Injektion („enhanced gas recovery“, EGR) ist bisher erst in einem Pilotversuch im Gasfeld K12-B im Niederländischen Sektor der Nordsee versucht worden. Eine abschließende Bewertung dieses Versuchs steht noch aus.

Nach dem Ende von EGR-Maßnahmen kann die CO₂-Injektion bis zum Erreichen des ursprünglichen Drucks fortgesetzt und die Lagerstätte als CO₂-Speicher genutzt werden.

Nachteile. Bei einer Nachnutzung von Kohlenwasserstofflagerstätten tragen verfüllte Altbohrungen potenziell das Risiko von Leckagen in sich, da sie nicht für die langzeitsichere Speicherung von CO₂ ausgelegt wurden. Altbohrungen sind daher sorgfältig zu überprüfen, gegebenenfalls aufzuwältigen und sicher neu zu verfüllen.



Speicherkapazität deutscher Erdgaslagerstätten

Die Verbreitung der für eine Speicherung von CO₂ in Frage kommenden Gaslagerstätten ist auf das Norddeutsche Becken beschränkt. Meist befinden sich die Lagerstätten nicht in unmittelbarer Nähe zu größeren Emittenten.

Aquifere

Aquifere sind per Definition Grundwasserleiter, unabhängig von der Tiefe und der Qualität des Wassers im Porenraum. Im Kontext der CO₂-Speicherung versteht man darunter jedoch nur tief im Untergrund gelegene, Sole-führende Gesteinsschichten. Die Sole im Porenraum tiefer Grundwasserleiter (salinare Aquifere) ist nicht als Trink- oder Brauchwasser nutzbar. Salinare Aquifere werden in geringem Umfang – gemessen an ihrer weiten Verbreitung – als Lagerstätten für Erdwärme und Sole sowie als Speichergestein für Erdgas oder zur Versenkung bergbaulicher Abwässer genutzt.

Im Unterschied zu Erdgas ist Wasser nahezu inkompressibel. Das bedeutet,

- dass die Injektion von Fluiden zu einer Verdrängung der in Aquiferen vorhandenen Formationswässer führt,
- oder dass es in geringdurchlässigen Schichten zur Kompression des Wassers und der Gesteine und somit zu einer Erhöhung des Lagerstättendrucks kommt,
- bis dass ggf. bei ungemindert fortgesetzter Injektion das Rückhaltevermögen der Deckschichten überschritten wird und Fluide die Deckschichten durchdringen oder durchbrechen.

Die Durchlässigkeit eines Gesteins für Gas oder Wasser ist erheblich größer als die Durchlässigkeit für ein Gas-Wassergemisch (*relative Permeabilität*). Daher ist zur Injektion in einen Aquifer ein höherer Druck erforderlich als bei der Injektion von CO₂ in einen gaserfüllten Porenraum. Innerhalb eines Aquifers steigt das spezifisch leichte CO₂ nach oben und breitet sich unterhalb der Deckschichten aus. Somit wird effektiv nur ein Teil des Speichervolumens von CO₂ erfüllt werden. Die *Flutungseffizienz* wird von der internen Struktur des Speichers aber auch von der gewählten Anordnung der Injektionsbohrungen bestimmt. In Erdgasspeichern werden Gassättigungen bis zu etwa 60 % erreicht. Im Sinne einer effizienten Nutzung des unterirdischen Raumes müssen die Injektionsstrategien so gewählt werden, dass eine hohe Flutungseffizienz erreicht werden kann.

Abhängig von der Injektionsrate, der Dauer der Injektion, der Durchlässigkeit des Gesteins, dem Abstand von der Bohrung, dem Volumen des umgebenden Speichergesteins und den Kompressibilitäten von CO₂, Wasser und Gestein steigt der Druck in der Umgebung einer Injektionsbohrung an. Der Druckanstieg darf die Belastbarkeit des Deckgebirges (kapillarer Schwellendruck, Frac-Druck) nicht erreichen. Bei der Speicherung von Erdgas in Aquiferen wird maximal ein Druckgradient von 16.8 kPa/m erreicht. Dieser Gradient übersteigt den hydrostatischen Gradienten in norddeutschen Formationswässern: 10.5 bis 13.1 kPa/m. In anderen europäischen Ländern werden bei der Speicherung von Erdgas hydrostatischer Gradienten nicht überschritten.

Während der Injektionsphase ist ein Überdruck in der Umgebung der Injektionsbohrungen unvermeidlich. Die Prognose der zeitlichen und räumlichen Verteilung des Druckanstiegs in Aquiferen ist mit Unsicherheiten behaftet und erfordert detaillierte Untergrundmodelle und den Einsatz von Lagerstättensimulatoren. Während der Injektion sind daher Anpassungen der Injektionsraten oder der Injektionsbohrungen erforderlich. Nach dem Verschließen der

Injektionsbohrungen kommt es zum Abklingen des Injektionsdrucks. Die Ausdehnung und die hydraulischen Eigenschaften der regionalen Umgebung eines Speichers bestimmen den Druckverlauf im Speicher maßgeblich. Für die langfristige Speicherung von CO₂ sollte der Druckgradient im Speicher nach dem Abfall des Injektionsdrucks den hydrostatischen Druck nicht wesentlich überschreiten.

Aufgrund der geringen Kompressibilität von Wasser ist mit einem raschen und anhaltenden Druckanstieg in geschlossenen Aquiferstrukturen zu rechnen, so dass diese für die Speicherung von CO₂ kaum geeignet sind. In offenen Strukturen – mit einer hydraulischen Verbindung zur Umgebung – ist eine Verdrängung von Formationswasser möglich. Der Anstieg des Formationswasserdrucks verteilt sich auf die regionale Umgebung, so dass der Überdruck im Speicher geringer ausfällt. Die Verdrängung des Formationswassers birgt allerdings die Gefahr von Salzwasseraustritten in sich. Sole könnte in flachere Grundwasserleiter eindringen, die in Oberflächennähe zur Trinkwassergewinnung genutzt werden, oder über Störungen gar an die Oberfläche gelangen und aquatische oder terrestrische Ökosysteme beeinträchtigen. Die detaillierte Erkundung des Speicherumfeldes ist daher von entscheidender Bedeutung für die Bewertung der Speichereignung, zur Prognose der Formationswasserverdrängung und zur Planung angemessener Injektionsstrategien.

Die Lösung von CO₂ im Formationswasser führt zu einer Verringerung des Volumens der freien Gasphase und damit zu einer Verringerung der Gasmenge, die nach oben entweichen könnte. Dadurch wird auch der injektionsbedingte Überdruck reduziert, so dass die Lösung von CO₂ die Speichersicherheit fördert. Die Löslichkeit ist proportional zum Druck – und umgekehrt proportional zur Temperatur und zum Salzgehalt des Wassers. Die Geschwindigkeit und das Ausmaß der Lösung von CO₂ in Aquiferen sind von der Aquiferstruktur und der Ausbreitung von Gas- und Wasserphase und daher stark von örtlichen Bedingungen und der gewählten Injektionsstrategie abhängig. Die vollständige Lösung im Formationswasser ist eher unwahrscheinlich und vermutlich nur langfristig (Jahrtausende bis Jahrmillionen) möglich. Dies legen Untersuchungen natürlicher CO₂-Vorkommen oder numerische Simulationen nahe.

CO₂-gesättigtes Formationswasser besitzt eine höhere Dichte als das CO₂-freie Formationswasser, wodurch ein Absinken CO₂-reicher Wässer aus strukturellen Hochlagen (Fallen) in benachbarte tiefer liegende Strukturen (z.B. Mulden, oder Randsenken von Salzstöcken) möglich ist.

Bei der Lösung von CO₂ in Wasser wird die schwache Säure *Kohlensäure* gebildet. Diese kann zur Korrosion von Bohrlochausrüstung und Gesteinen führen. Säurebeständige Stähle und Zemente werden zum Ausbau von Sauer gasbohrungen bereits erfolgreich eingesetzt. Die langfristige Beständigkeit dieser Materialien ist Gegenstand laufender Forschung und Entwicklung.

Interaktion von CO₂ mit Aquifergesteinen

Die geochemische Umwandlung von Speichergesteinen und Deckschichten aufgrund der Einwirkung von Kohlensäure ist von deren mineralogischer Zusammensetzung abhängig. Quarz, der Hauptbestandteil von Sandsteinen, wird von Kohlensäure unwesentlich angegriffen. Feldspäte, Karbonate und mafische Alumosilikate können in kohlensauren Lösungen gelöst und in Sekundärminerale umgewandelt werden. Je nach Mineral und Untergrundtemperatur verlaufen die Reaktionen mit unterschiedlicher Geschwindigkeit. Schnelle Reaktionen beeinflussen den Injektionsprozess, langsame Reaktionen die langfristige Speichersicherheit. Die Reaktionen können zu positiven oder negativen Volumenänderungen der Minerale führen und somit die Speicherung von CO₂ günstig beeinflussen oder reduzieren bzw. behindern. Die Auswirkungen möglicher geochemischer Reaktionen sind im daher Einzelfall abzuschätzen. Generell gilt aber:

- In reinen Sandsteinen sind eher keine negativen Auswirkungen zu befürchten.
- Je höher der Anteil an reaktiven Komponenten in den Speicher- und Deckschichten ist, desto größer ist das Potenzial unerwünschter Effekte.
- Karbonate und Sulfate, die überwiegend aus relativ gut und rasch löslichen Mineralen bestehen, sind als Speicher oder Deckschichten kritisch einzustufen, da diese zur Verkarstung, d.h. der Bildung unterirdischer Hohlräume durch lokale Lösung und Erweiterung von Klüften im Gestein neigen.

Speicherkapazität von Aquifern

Im Gegensatz zu Kohlenwasserstofflagerstätten lässt sich die Speicherkapazität von Aquifern nur ungenau vorhersagen. Das liegt einerseits an der natürlichen Variabilität des Untergrundes. Dessen hydraulisches Verhalten lässt sich nur mittels detaillierter geologischer Modelle und numerischer Simulationen vorhersagen. Andererseits ist die Speicherkapazität auch davon abhängig, wie hoch der technische Aufwand zur Erzielung möglichst hoher Gas-sättigungen getrieben wird. Je mehr Bohrungen genutzt werden – insbesondere Horizontalbohrungen – desto gezielter kann eine heterogene Struktur im Untergrund mit CO₂ gefüllt werden. Damit erhöht sich die Speichereffizienz – aber auch die Kosten steigen. Derartige standortangepasste Injektionskonzepte liegen vor der geologischen Standorterkundung in der Regel nicht vor. Ebenso sind viele Aquiferstrukturen nicht als Lagerstätten erkundet worden, logischerweise fehlen ausreichende Informationen aus Tiefbohrungen oder seismischen Aufnahmen. In der Konsequenz sind insbesondere Abschätzungen der regionalen oder nationalen Speicherkapazitäten mit großen Unsicherheiten behaftet. Die bisher vorliegende pauschale Abschätzung der Speicherkapazität in Deutschland (20 ± 8 Mrd. t) im Norddeutschen Becken, im Oberrheintalgraben und im Alpenvorland-Becken berücksichtigt keine standort-spezifischen Informationen zur Verbreitung und Beschaffenheit von Deckschichten oder zur geotechnischen Eignung der Speicher. Dennoch kann man bereits jetzt festhalten, dass das bei weitem größte Potenzial im Norddeutschen Becken liegt.

Offene Aquiferstrukturen

Von manchen Seiten wird auch die Nutzung ausgedehnter schwach geneigter Aquifere ohne strukturelle Fallen zur CO₂-Ablagerung erwogen. Die darin zu erwartende Ausbreitung von CO₂ will man gezielt nutzen, um das Gas im Speicher zu binden. Ein Teil des CO₂ wird in dem durchströmten Aquifer aufgrund von Kapillarkräften in feinen Poren zurückgehalten (Restgassättigung). Je mehr Wasser in Kontakt mit der CO₂-Phase gerät, desto mehr Gas kann im Formationswasser gelöst werden. So hofft man, die frei beweglich CO₂-Phase vor Erreichen der Erdoberfläche abfangen und auf diese Weise langfristig sicher speichern zu können.

Diese theoretisch mögliche Option setzt die planmäßige Ausbreitung des Gases über Entfernungen von einigen Zehnerkilometern voraus. Natürliche Aquifere sind heterogen und gestört, was Gas- und Tiefenwasseraustritte (Mineralquellen) an der Erdoberfläche immer wieder zeigen. Ausgedehnte Gebiete ohne bis in die Speichertiefen reichende Störungen sind selten. Eine modellhafte gleichmäßige Ausbreitung kann aufgrund der Heterogenitäten und Störungen nicht verlässlich gewährleistet werden. Die Ausbreitung des CO₂ im Untergrund ist nach der Injektion nicht mehr kontrollierbar. Infolge der langfristigen Ausbreitung des Gases in schwach geneigten Schichten können Aufstiegswege an die Erdoberfläche erst Jahrzehnte nach Abschluss der Injektionsphase erreicht werden. Aufgrund der Risiken wird diese bislang nicht erprobte Option in besiedelten Gebieten zurzeit für nicht verantwortbar gehalten.

Steinkohleflöze, Bergwerke und andere Optionen

Eine gegenüber Methan bevorzugte Adsorption von CO₂ an Steinkohlen ist physikochemisch begründet und im Labormaßstab nachgewiesen. Durch Übertragung dieses Konzeptes auf natürliche Umgebungen wird versucht, CO₂ an Kohle zu binden und gleichzeitig den Energieträger Methan freizusetzen. Angesichts der sehr geringen Permeabilitäten von Kohlen ist jedoch zu bezweifeln, dass dieses Verfahren für den Standort Deutschland ökonomisch umzusetzen ist – die bislang bekannten Ergebnisse eines Feldversuchs in Polen bestätigen diese Überlegung.

Die unterirdischen Hohlräume im Salz bzw. in Steinkohlen scheiden aus, weil zum einen Salzbergwerke sinnvollerweise eher für die Deponierung fester oder gefasster toxischer Abfälle genutzt werden sollten, zum anderen das Deckgebirge in den Kohlenrevieren bekanntermaßen zerrüttet ist und damit keinen Rückhalt für das CO₂ bietet.

Abschließend drei Bemerkungen zu nicht relevanten Optionen: Die geologischen Schichten im Gebiet der deutschen Nordsee kommt wegen konkurrierender Nutzungsansprüche (Nationalpark Wattenmeer, FFH-Gebiete, Seeschiffahrtswege, Windparks, etc.) kaum für eine CO₂-Speicherung in Betracht. Gegen eine Einlagerung im Ozean sprechen einige Gründe: Abgesehen von den Transportdistanzen zwischen Deutschland und dem tiefen Atlantik spricht insbesondere die nicht abwägbar mögliche Beeinflussung von Flora und Fauna im Ozean grundsätzlich gegen diese Option. Auch müssten die Konsequenzen eines unkontrol-

lierten CO₂-Transportes in die Hoheitsgebiete anderer Länder juristisch bedacht sein. Eine Fällung des Kohlendioxids in Form von Magnesit – unmittelbar am Kraftwerk – ist wegen der limitierten Verfügbarkeit des benötigten Rohstoffs Mg-Silikat in Mitteleuropa keine Lösung.

Fazit

Die Speicherung von CO₂ ist am Standort Deutschland aus geologischer Sicht sowohl in Erdgasfeldern als auch in tiefen Aquiferen grundsätzlich möglich – die Kapazität dieser beiden Optionen reicht nach heutigem Wissen für einige Jahrzehnte zur Speicherung eines signifikanten Teils des CO₂ aus allen großen Punktquellen. Alle anderen Optionen scheinen dagegen wenig Erfolg versprechend.

Die in Deutschland seit einigen Jahrzehnten praktizierte Untertagegasspeicherung bietet viele Ansätze zum Transfer technischen und geologischen Wissens. Darüber hinaus gehen die Fragen, wie zum Beispiel die Entwicklung adäquater, preiswerter Monitoringinstrumente oder die Langzeitsicherheit von Bohrungen und Bohrlochzementen können im Rahmen der vielen internationalen Forschungsaktivitäten gelöst werden. National zu klären sind dagegen alle Fragen, die mit der Eignung individueller Speicherstandorte verknüpft sind. Hierzu könnte die Erstellung eines bundesweiten „Speicherkatasters“ eine wertvolle Grundlage bilden.

Angesichts der Enge auf dem Zeitstrahl – neben dem Druck des offensichtlich beginnenden Klimawandels ist beispielsweise die anstehende Erneuerung des deutschen [und internationalen] Kraftwerkparks zu nennen – ist es dringend erforderlich, möglichst umgehend anhand von Pilot- und Demonstrationsprojekten die Machbarkeit dieser Technologie nachzuweisen, Wissenslücken zu schließen und die gewonnene Erfahrung in Regelwerke einfließen zu lassen. Das von der EU und aus nationalen Quellen finanzierte FuE-Projekt *CO₂-Sink* in Ketzin – man will in diesem Sommer mit der CO₂-Injektion (ca. 10-20 kt/a) beginnen – ist ein erster Meilenstein.