



**GEOSTOR**

# Geotechnische Implikationen rechtlicher Rahmenbedingungen für die Erkundung und Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern unter dem Meeresboden. – AP 5.2

**Autor Franz May**

Februar 2024

## Aufgabe

Prinzip, Prozesse und Anforderungen der CO<sub>2</sub>-Speicherung an den Untergrund sind bei Speicherstandorten unter dem Meeresboden nicht anders als an Land. Dennoch unterscheiden sich die erforderlichen Technologien, vor allem bei der Untersuchung der Standorte, der Errichtung und bei der Überwachung der Speicher (z.B. IEA-GHG 2015).

Geotechnische Implikationen und Herausforderungen, die sich aus dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) und dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) und insbesondere aus deren Anlagen und Verordnungen für die Speicheruntersuchung und Überwachung im marinen Bereich ergeben, werden in diesem Bericht zum AP5.2 des GEOSTOR Projektes beleuchtet. Diese werden den verfügbaren und den in AP 4 ‚Monitoring‘ zu entwickelnden Erkundungs- und Überwachungstechnologien gegenübergestellt. Bestehende Vorschläge für Erkundungs- und Überwachungskonzepte, wie z.B. die EU „Guidance Documents“, werden mit den rechtlichen Anforderungen verglichen. Mögliche Konflikte zwischen Untersuchungs- und Überwachungsmethoden und Umweltschutzanforderungen oder konkurrierenden Nutzungen werden aufgezeigt (ergänzend zu den Arbeiten unter AP5.1), um weiteren Optimierungs- und Handlungsbedarf für die rechtlichen Rahmenbedingungen zur Einführung der marinen geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung in der deutschen AWZ aufzuzeigen.

### Zitierang

May, F. (2024): *Geotechnische Implikationen rechtlicher Rahmenbedingungen für die Erkundung und Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern unter dem Meeresboden*, GEOSTOR/BGR, Kiel/Hannover, 57 S., DOI 10.3289/CDRmare.35

<https://geostor.cdrmare.de/>

## Inhalt

1. Geotechnische Implikationen rechtlicher Anforderungen des KSpG.....	5
1.1 Untersuchung.....	6
1.1.1 Rechtliche Anforderungen an die Untersuchung.....	6
1.1.2 Geotechnische Implikationen für die Untersuchung .....	9
1.2 Überwachung.....	15
1.2.1 Rechtliche Anforderungen an die Eigenüberwachung.....	15
1.2.2 Rechtliche Anforderungen an die dauerhafte Überwachung nach der Übertragung der Verantwortung.....	17
1.2.3 Geotechnische Implikationen für die Eigenüberwachung .....	18
1.2.4 Prinzipielle Möglichkeiten der dauerhaften Überwachung, nach der Übertragung der Verantwortung .....	21
1.2.5 Geotechnische Konsequenzen der Überwachung .....	22
1.3 Umweltauswirkungen von Untersuchung und Überwachung.....	25
1.3.1 Meeresumwelt und Naturschutzgebiete .....	25
1.3.2 Mögliche Beeinträchtigungen weiterer Schutzgüter der Meeresumwelt .....	26
2. Zusammenstellungen mariner Untersuchungs- und Überwachungsmethoden.....	29
3. Beschreibung und Diskussion relevanter Untersuchungs- und Überwachungskonzepte bzw. Untersuchungsprogramme und Überwachungspläne .....	33
3.1 Untersuchungsstrategien und Grundüberwachung.....	33
3.2 Eigenüberwachung .....	36
3.2.1 Standortspezifische Umsetzung allgemeiner Überwachungskonzepte.....	36
3.2.2 Wie genau muss die Überwachung sein? .....	38
3.3 Dauerhafte Überwachung nach Übertragung der Verantwortung.....	43
4. Empfehlungen und Optimierungsbedarf .....	44
5. Fazit.....	48
Quellenverzeichnis.....	49
Danksagung.....	53
Anhang.....	54

## Verwendete Abkürzungen

AWZ, Ausschließliche Wirtschaftszone  
BfN, Bundesamt für Naturschutz  
BGR, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe  
BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie  
BMWK, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz  
BSH, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie  
CO<sub>2</sub>, Kohlenstoffdioxid (Kohlendioxid)  
CCS, engl. carbon dioxide capture and storage  
CCU, engl. carbon dioxide capture and utilization  
CDR, engl. carbon dioxide removal

# 1. Geotechnische Implikationen rechtlicher Anforderungen des KSpG

Die Untersuchung der geotechnischen Implikationen, die sich aus den Anforderungen des KSpG ergeben, berücksichtigt vor allem dessen Anhänge. Es sind zudem weitere geotechnisch relevante Gesetze und Verordnungen zu beachten, auf die im Einzelnen in diesem Bericht eingegangen wird. Eine vollständige Übersicht über alle möglicherweise relevanten Rechtsanforderungen ist im Rahmen dieses Berichts jedoch nicht möglich und vorgesehen. Eine umfassendere Bewertung der Rechtslage zur CO<sub>2</sub>-Speicherung im marinen Raum erfolgt in diesem Arbeitspaket durch die Universität Hamburg.

## Liste der berücksichtigten Gesetze, Verordnungen und Normen:

- EU-Verordnung 601/2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (EU Monitoringverordnung)
- Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (EU CCS-Richtlinie)
  
- Bundesberggesetz (BBergG)
- Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG)
- Kohlendioxidspeicherungsgesetz (KSpG)
- Geologiedatengesetz (GeolDG)
- Seeanlagengesetz (SeeAnlG)
- Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)
- Tierschutzgesetz (TierSchG)
- Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)
- Wasserhaushaltsgesetz (WHG)
- Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)
  
- Offshore-Bergverordnung (OffshoreBergV)
- Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee (AWZROV)
- Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee (Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee) (AWZROWAnl)
- Verordnung zum Schutz von zu Versuchszwecken oder zu anderen wissenschaftlichen Zwecken verwendeten Tieren (Tierschutz-Versuchstierverordnung - TierSchVersV)
- Verordnung über die Festsetzung des Naturschutzgebietes „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ (NSGSylV)
- Verordnung über die Festsetzung des Naturschutzgebietes „Borkum Riffgrund“ (NSGBrgV)
- Verordnung über die Festsetzung des Naturschutzgebietes „Doggerbank“ (NSGDgbV)
- Verordnung zu den Internationalen Regeln von 1972 zur Verhütung von Zusammenstößen auf See (SeeStrOV)
  
- DIN 1319–1:1995 Grundlagen der Messtechnik: Grundbegriffe
- DIN SPEC 91458 Nutzung von Kohlenstoffdioxid – Begriffe
- ISO 27914:2017 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Geological storage
- ISO/TR 27923:2022 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Injection operations, infrastructure and monitoring
- DVGW C 260:2022 Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen

Der Bericht konzentriert sich auf die Speicherung von CO<sub>2</sub>, insbesondere in salinaren Aquiferen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee, da Kohlenwasserstofflagerstätten, anders als in den Hoheitsgewässern benachbarter Anrainerstaaten, im deutschen Sektor der Nordsee nur unwesentlich zum geschätzten Speicherpotenzial beitragen. In diesem Bericht ohne Nennung eines Gesetzes angeführte Paragraphen beziehen sich auf das KSpG.

## 1.1 Untersuchung

Als ordnungsgemäße Untersuchung möglicher Speicherstandorte ist eine Untersuchung entsprechend den Anforderungen, die in Verordnungen nach §25 geregelt werden können, zu verstehen. Da solche Verordnungen sowohl für die Untersuchung als auch für die Überwachung nicht existieren, kann darauf in diesem Bericht kein Bezug genommen werden. Es sei hier aber darauf hingewiesen, dass die Norm ISO 27914 Anforderungen an die Charakterisierung und Bewertung möglicher Speicherstandorte auflistet, die gemeinsam mit der Anlage 1 des KSpG als Grundlage für die Erstellung einer möglichen Verordnung dienen kann.

### 1.1.1 Rechtliche Anforderungen an die Untersuchung

Die Suche geeigneter Speicherstandorte ist üblicherweise ein mehrstufiges Verfahren, bei dem regionale Potenzialabschätzungen auf der Grundlage vorhandener Daten und Informationen einer detaillierten Standorterkundung vorausgehen. Diesem Prinzip folgt auch das KSpG.

**Grundlagen für die Potenzialbewertung** sind nach §5 von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) und den zuständigen Landesbehörden zu erarbeiten. Für eine Speicherung im Meeresgebiet wären dies die zuständigen Behörden in Schleswig-Holstein und Niedersachsen für die Küstengewässer sowie die BGR für die AWZ. Zu diesen Grundlagen gehören nach §5 (2) insbesondere:

1. „die Abgrenzung der räumlichen Ausdehnung der für die dauerhafte Speicherung geeigneten Gesteinsschichten,
2. die geologische Charakterisierung der geeigneten Gesteinsschichten einschließlich entsprechender Gesteinsparameter,
3. die geologische Charakterisierung der Gesteinsschichten, die die geeigneten Gesteinsschichten umgeben,
4. die Abschätzung der für die dauerhafte Speicherung nutzbaren Volumina der jeweiligen Gesteinsschichten,
5. die Charakterisierung der in den Gesteinsschichten vorhandenen Formationswässer, deren potenzielle Migrationswege und der vorherrschenden Druckverhältnisse,
6. die Abschätzung von Druckveränderungen in den Gesteinsschichten durch die vorgesehene dauerhafte Speicherung,
7. mögliche Nutzungskonflikte durch Exploration, Rohstoffgewinnung, Geothermienutzung, nutzbares Grundwasser, Speicherung oder Lagerung anderer gasförmiger, flüssiger oder fester Stoffe oder wissenschaftliche Bohrungen im Bereich der für die dauerhafte Speicherung geeigneten Gesteinsschichten.“

Welche Informationen im Einzelnen von den zuständigen Behörden der Länder der BGR für die Potenzialabschätzungen zur Verfügung zu stellen sind, ist bisher noch nicht in einer möglichen Verwaltungsvereinbarung geregelt. Das BMWi (heute BMWK) veröffentlicht die Bewertungen nach §5 (2) im Benehmen mit den Ländern. Ob die diesen Bewertungen zugrundeliegenden Grundlagen nach §5 (2) auch Fachdaten, entsprechend der Begriffsbestimmung des GeolDG §3 (3) 2. darstellen, welches deren öffentliche Bereitstellung letztlich regelt, muss im Einzelfall geklärt werden, da im GeolDG nach Alter und Eigentümern der Daten unterschieden wird. Prinzipiell werden solche Fachdaten auch für die Untersuchung (§7) möglicher Speicherkomplexe und deren Umgebung, zwecks Beantragung einer Speichergenehmigung benötigt und könnten für einen Teil der Untersuchungen herangezogen werden. Die Datendichte ist jedoch heterogen und die Daten wurden oft für andere Zwecke, vor allem die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen, erhoben, so dass die öffentlich verfügbaren Informationen nur teilweise die Anforderungen des KSpG erfüllen dürften und sie ersetzen keine detaillierte Standortuntersuchung.

Bei der **Untersuchung des Untergrundes** auf seine Eignung zur Errichtung von Kohlendioxidsspeichern sind nach §7 (1) 3. folgende Beeinträchtigungen von Schutzgütern auszuschließen:

- a) Bodenschätze, von öffentlichem Schutzinteresse
- b) Vorhandene Nutzungsmöglichkeiten des Untergrundes, von öffentlichem Schutzinteresse
- c) Bergrechtliche Genehmigungen
- d) Wasserrechtliche Zulassungen

Die Prüfung dieser Voraussetzung obliegt der zuständigen Behörde, der c) bekannt sein müssten. Außerhalb der Küstengewässer sollten d) im Allgemeinen nicht betroffen sein. Die Beeinträchtigungen von a) und b) sind weniger

allgemein auszuschließen. Es stellt sich die Frage, welche Bodenschätze von öffentlichem Schutzinteresse sind – heute wirtschaftlich gewinnbare Reserven, z.B. an Sand oder Kies, oder auch potenzielle Ressourcen und Nutzungsmöglichkeiten zum Beispiel von flachen Gasvorkommen oder Nebenbestandteilen von Formationswässern wie Lithium? Eine Bohrung wäre in einem Kiesvorkommen am Meeresboden sicher eine Beeinträchtigung der möglichen Kieslagerstätte. Eine ordnungsgemäß abgeteuft und ausgebaute Bohrung sollte aber ein durchteuftes Formationswasservorkommen im Untergrund nicht wesentlich (über den bohrlochnahen Bereich von einigen Metern Radius hinausgehend) verändern oder beeinträchtigen. Was ist im öffentlichen Interesse angesichts des sich ändernden Bewusstseins für Klima- und Ressourcenschutz? Wer prüft das Vorhandensein von Nutzungsmöglichkeiten oder Bodenschätzen, auf welcher Basis? Müsste die Untersuchung des Untergrundes für einen CO<sub>2</sub>-Speicher eventuell mit der Auflage zur Erkundung von Rohstoffen von öffentlichem Schutzinteresse verbunden werden, beispielsweise zur Analytik speziell bezeichneter Elemente in den Formationswässern des Speicherkomplexes? Diese Fragen sind bisher nicht beantwortet.

Der Begriff „Beeinträchtigung“ (§7 (1) 3.) beinhaltet eine negative Beeinflussung. Eine Auswirkung der CO<sub>2</sub>-Speicherung auf Gesteinsschichten alleine reicht nicht aus. Für wen oder welchen Zweck oder ab welchem Grad etwas als negativer Einfluss anzusehen ist, wird für die Bodenschätze nicht weiter ausgeführt. Positive Beeinflussungen sind ebenfalls denkbar, aber nicht Gegenstand und Zweck des Gesetzes.

Konkreter werden die Anforderungen an die Standortuntersuchung in **Anlage 1 des KSpG** definiert. Charakterisierung und Bewertung potenzieller Kohlendioxidspeicher und Speicherkomplexe sowie ihrer Umgebung haben danach nach aktuell bewährten Verfahren zu erfolgen. Bewährte Verfahren schließen solche, die Gegenstand von Forschung und Entwicklung sind aus. Die Anlage lässt aber offen, welches bewährte Verfahren sein können. Kriterien, nach denen Verfahren als bewährt angesehen werden können, wären hilfreich bei der Methodenauswahl.

Anmerkung: Methoden beschreiben eher das grundsätzliche Vorgehen, während sich die Verfahren in der praktischen Anwendung der Methode (und des Messprinzips) unterscheiden können (DIN 1319-1:1995). Beispielsweise kann das Messprinzip der Infrarotspektroskopie als Methode zur CO<sub>2</sub>-Analytik in der Bodenluft sowohl in Verfahren mit mobilen Geräten als auch ortsfest für permanente Überwachungseinrichtungen genutzt werden. Da häufig nicht zwischen Methoden und Verfahren unterschieden wird und beide Begriffe oft synonym verwendet werden, werden diese Begriffe auch in diesem Bericht synonym gebraucht.

Für die Charakterisierung sind Daten aus einem weiten, über den Speicher (das Reservoir) hinausgehenden Untergrundvolumen zu erheben. Für den **Speicherkomplex** (§3 12.) beinhaltet dies nach Anlage 1 1.1 Daten aus den Bereichen:

- a) „Geologie und Geophysik;
- b) Hydrogeologie, insbesondere nutzbares Grundwasser;
- c) Speichereigenschaften und vorgesehene Art und Weise der ingenieurtechnischen Speichererschließung, einschließlich volumetrischer Berechnungen des Porenvolumens für die Kohlendioxidinjektion und der endgültigen Speicherkapazität;
- d) Geochemie (Lösungsgeschwindigkeit, Mineralisierungsgeschwindigkeit);
- e) Geomechanik und weitere Gesteinseigenschaften (Durchlässigkeit, Riss- und Sperrdrücke);
- f) Seismik;
- g) Vorhandensein und Zustand natürlicher und anthropogener Wege, einschließlich Brunnen und Bohrlöcher, die als mögliche Leckagewege dienen könnten.“

Diese Liste ist nicht ausschließlich und auch nicht sonderlich detailliert oder systematisch: Es wird umfassend das wissenschaftliche Fach Geologie genannt aber auch dessen Zweige Geochemie, Hydrogeologie und Geophysik. Für die Geophysik werden wiederum einige Teilgebiete explizit benannt, nämlich Geomechanik und Seismik. Unter Seismik sind sowohl aktive Verfahren zur Erkundung von Untergrundstrukturen und Gesteinseigenschaften zu verstehen, als auch die Registrierung der natürlichen Seismizität, die Informationen für die dynamische Modellierung (Anlage 1 3.1.2 n)) und den Bezug für die Überwachung induzierter Seismizität liefert. Dann werden einzelne Parameter und aber auch Informationen zum Verhalten des Untergrunds in Abhängigkeit von dessen vorhergesehener Nutzung angegeben. Diese Liste lässt insgesamt Einiges an Interpretationsspielraum bezüglich Parameter, Methoden und räumlicher Datendichte offen. Verordnungen zur Präzisierung der Anforderungen an die Untersuchung der Untergrundeignung für die CO<sub>2</sub>-Speicherung nach §25 könnten diesen Spielraum eingrenzen, sind bisher aber noch nicht erlassen worden.

Daten zur „endgültigen Speicherkapazität“ können nicht schon bei der Untersuchung, sondern erst nach Stilllegung des Speichers ermittelt werden (s. Kapitel 4). Die erwartete Speicherkapazität kann vorher lediglich unter Annahmen und verbunden mit Unsicherheiten abgeschätzt werden. Ebenso verhält es sich mit der „Mineralisierungsgeschwindigkeit“, welche a priori nur mit Unsicherheiten abgeschätzt, konkreter aber erst durch Untersuchungen bei fortgeschrittenem Speicherbetrieb ermittelt werden kann.

Für die **Umgebung des Speicherkomplexes** sind nach Anlage 1 1.2 folgende Merkmale zu dokumentieren:

- a) „den Speicherkomplex umgebende Gesteinsschichten, die durch die Speicherung von Kohlendioxid in dem Kohlendioxidsspeicher beeinträchtigt werden könnten;
- b) Bevölkerungsverteilung, Topografie und Infrastrukturen in dem Gebiet über dem Kohlendioxidsspeicher;
- c) Nähe zu wertvollen Umweltgütern und Rohstoffen, insbesondere zu Gebieten, die nach den §§ 22 und 57 Absatz 2 des Bundesnaturschutzgesetzes zu geschützten Teilen von Natur und Landschaft erklärt wurden,“ (Geschützte Meeresgebiete im Bereich der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone) „sowie zu Natura-2000-Gebieten, zu Trinkwasserschutzgebieten, zu für die Trink- und Thermalwassernutzung geeignetem Grundwasser und zu Kohlenwasserstoffen;
- d) Tätigkeiten im Umfeld des Speicherkomplexes und mögliche Wechselwirkungen der Kohlendioxidsspeicherung mit diesen Tätigkeiten, beispielsweise Exploration, Produktion und Untergrundspeicherung von Kohlenwasserstoffen, potenzielle geothermische Nutzung von Gesteinsschichten und Nutzung von Grundwasservorkommen;
- e) Entfernung zu den potenziellen industriellen Kohlendioxidquellen, einschließlich Schätzungen der Gesamtmenge an Kohlendioxid, die potenziell unter wirtschaftlich tragbaren Bedingungen für die Speicherung verfügbar ist, sowie die Verfügbarkeit angemessener Transportnetze.“

Schwierig dürfte die Erfassung von potenziell nutzbaren Umweltgütern und Rohstoffen sein, da Potenzialabschätzungen nicht nur von Untergrundbedingungen abhängen, sondern auch mit Erwartungen an wirtschaftliche und technische Entwicklungen in der zeitlich nicht begrenzten Zukunft verbunden sind. Solche Potenziale sind beispielsweise Trink- und Thermalwassernutzung, Geothermie, Grundwassernutzung oder CO<sub>2</sub>-Speicherung, wobei für letztere zudem die Angemessenheit und Verfügbarkeit von Transportnetzen zu berücksichtigen ist (vgl. vorhergehende Diskussion unter Grundlagen der Potenzialbewertung).

Die Ermittlung der Nähe zu Schutzgütern und Schutzgebieten impliziert die Ermittlung einer Entfernung zu potenziellen Kohlendioxidsspeichern, wobei nur nahegelegene und keine fernen Gebiete unter c) zu berücksichtigen sind. „Nähe“ ist nicht definiert oder begrenzt. Es wird auch nicht angegeben, auf wessen Nähe sich bezogen wird, und von wo aus diese zu berechnen ist, bspw. vom Zentrum des Speichers oder dem Rand des Untersuchungsfeldes aus. Ähnlich a) könnte man hier die Definition der „Nähe“ von möglichen Beeinträchtigungen durch die Speicherung abhängig machen. Bei den Meeresschutzgebieten in der Nordsee ist der primäre Schutzzweck die Erhaltung der spezifischen ökologischen Werte und Funktionen der Gebiete und der günstigen Erhaltungszustände (BNatSchG, Schutzgebietsverordnungen). Daher sind Beeinflussungen der Gebiete generell als Veränderungen anzusehen, die dem Erhaltungswunsch bestehender Zustände widersprechen. Folglich sollte man eher von der „Reichweite möglicher Beeinflussung“, als von der „Reichweite von Beeinträchtigungen“ ausgehen, um zu betrachtende Naturschutzgebiete (bzw. Umweltgüter) in der Nähe potenzieller Speicherstandorte zu ermitteln. Es ist jedoch auch denkbar, dass die Speicherung von CO<sub>2</sub> zu positiven Beeinflussungen des ursprünglichen Zustands von Schutzgütern führen können, wie im Fall von Rohstoff- oder Kohlenwasserstoffvorkommen (z.B. CO<sub>2</sub>-Fluten von Öllagerstätten, geothermische Nutzung).

Für einige der oben aufgelisteten Merkmale wird im marinen Bereich generell „Fehlanzeige“ zu dokumentieren sein (Bevölkerungsverteilung, Trinkwasserschutzgebiete).

Konsequenzen aus der Dokumentation dieser Merkmale für das Genehmigungsverfahren oder für Zwecke der Raumordnung sind im KSpG selbst nicht weiter ausgeführt. Die Bewertung dieser Merkmale hinsichtlich der Umweltauswirkungen und Vorsorgemaßnahmen erfolgt im Einzelfall bei der Umweltverträglichkeitsprüfung für die Errichtung, den Betrieb und die Stilllegung von Kohlendioxidsspeichern (UVPG Anlage 1 15.2) bzw. bei der Abwägung der Ergebnisse der UVP bei der Planfeststellung nach §13 (1), d. h. hierbei sind die Ziele der Raumordnung zu beachten sowie Grundsätze und sonstige Erfordernisse der Raumordnung zu berücksichtigen.

Weitere konkrete Anforderungen an die Untersuchung werden für die **Erstellung des 3-D-Erdmodells** in Anlage 1 2. gemacht, wobei benötigte Informationen den Speicherkomplex, das Deckgestein und die hydraulische Einheit und die enthaltenen Fluide umfassen. Das Deckgestein ist begrifflich im KSpG nicht näher definiert. Da die unmittelbaren Deckschichten und natürliche zweite Ausbreitungsbarrieren bereits Teil des Speicherkomplexes sind, ist unter Deckgestein wohl das aus mindestens einer Gesteinsschicht bestehende Deckgebirge über dem Speicherkomplex bis zur Erdoberfläche zu verstehen. Die Datenerhebung beinhaltet:

- a) „die struktureologischen Verhältnisse und die Rückhalte-mechanismen;
- b) geomechanische, geochemische und strömungstechnische Eigenschaften des Reservoirs und der Gesteinsschichten, die über dem Kohlendioxidsspeicher liegen und diesen umgeben (Deckgestein, abdichtende und durchlässige Gesteine, geologische Barriere);
- c) Bruchsysteme und das Vorhandensein anthropogener Pfade;
- d) die räumliche Ausdehnung des Speicherkomplexes;
- e) das Porenraumvolumen einschließlich Porositätsverteilung;

- f) die Zusammensetzung und Eigenschaften vorhandener Formationsfluide;
- g) jedes andere relevante Merkmal.“

Da in den CO<sub>2</sub>-Speichern mehrere Rückhalte Mechanismen (a) gleichzeitig wirken und im Lauf der Zeit unterschiedliche Anteile des injizierten CO<sub>2</sub>-Stroms in unterschiedliche Zustände binden und vom Entweichen aus dem Speicher zurückhalten, sind für jeden der Mechanismen geeignete Parameter festzulegen und zu quantifizieren. Ebenso sind für die anderen geforderten Informationen geeignete Parameter, Verfahren zu deren Ermittlung und die Messpunkte bzw. Daten- und Probendichte festzulegen und im Untersuchungsprogramm der Genehmigungsbehörde vorzulegen. Die Untersuchung hat nach §7 (1) 2. in einem angemessenen Zeitraum zu erfolgen. Dieser Zeitraum sollte nicht zu knapp bemessen sein, da es zeitliche Einschränkungen für Untersuchungen auf der Nordsee aus Witterungs- und Naturschutzgründen geben kann, aber auch um eine ausreichende Informationsdichte zu gewährleisten, insbesondere für die Datenerhebung zur Grundüberwachung (oft als Baselinemonitoring bezeichnet), welche Bezugs- und Ausgangswerte für die spätere Speicherüberwachung liefert.

Weitere, für die **dynamischen Simulationen** benötigte Untersuchungsergebnisse, die nicht explizit aufgeführt sind, aber nach Anlage 1 2 g) oder 1.1 a) erhoben werden können, sind mineralogische Informationen zwecks Simulation der Rückhalte Mechanismen (Anlage 1 3.1.2 d)) sowie Informationen über Reaktionen und Mineralisierung im Kohlendioxidsspeicher (Anlage 1 3.1.2 l)) und bathymetrische Informationen zwecks Simulation möglicher Hebungen der Geländeoberfläche (hier: des Meeresbodens, Anlage 1 3.1.2 n)). Zum Punkt 2. g) der Anlage 1 stellt sich die Frage, wer im Zweifelsfall über die Relevanz anderer Merkmale entscheidet oder sich um einen fachlichen Konsens bemüht, wenn Antragsteller und Genehmigungsbehörde in diesem Fall unterschiedlicher Ansicht sind. Gegebenenfalls kann die Stellungnahme der BGR zu beantragten Untersuchungsgenehmigungen hilfreich sein. Nach Entscheidung der Genehmigungsbehörde ist der mögliche Rechtsweg in einer Rechtsbehelfsbelehrung aufzuzeigen.

Weiterhin werden im Rahmen der **Risikobewertung** Daten zur Charakterisierung der Gefahren benötigt, wie z.B. der maximale Druck im Kohlendioxidsspeicher (Anlage 1 3.3.1 c)), zu dessen Ermittlung Proben der Deckschichten und hydraulische Formationstests erforderlich sind, die bei der Untersuchung des Speicherkomplexes mit gewonnen oder durchgeführt werden können.

Für die Folgenabschätzung (Anlage 1 3.3.3) möglicher Leckagen sind Einwirkungen höherer Kohlendioxidkonzentrationen und anderer Stoffe aus dem Speicherkomplex auf die Biosphäre, einschließlich der Meeressedimente und Meeressgewässer, zu berücksichtigen. Dafür werden Informationen über deren Zustand und Vulnerabilität gegenüber möglicherweise aus dem Speicherkomplex austretenden CO<sub>2</sub>-Ströme und darin enthaltenen Stoffen benötigt.

Bei der Quantifizierung der verschiedenen Parameter sind auch die damit verbundenen **Unsicherheiten** und deren Quellen zu betrachten bzw. zu quantifizieren, zumindest soweit sie Eingang in die dynamische Simulation oder die Risikocharakterisierung finden. Die Angabe von Verfahren und Unsicherheiten entspricht generell der guten Praxis von Wissenschaft und Technik und sollte bei allen Parametern angegeben werden, da diese u.a. als Bezugsgrößen des Ausgangszustands vor der Speicherung die Festlegung von Detektionsschwellen von Überwachungsmethoden mitbestimmen. Bei den Quellen von Unsicherheiten sollten sowohl epistemische als auch aleatorische Unsicherheiten betrachtet werden. In der Norm ISO 27914:2017 wird als Zweck der Charakterisierung und Bewertung möglicher Speicherstandorte die Reduzierung von Unsicherheiten genannt, die aus geologischen Heterogenitäten und aus der begrenzten Datenverfügbarkeit resultieren. Daher gehört die Beschreibung von Annahmen und Datenunsicherheiten nach dieser Norm für die CO<sub>2</sub>-Speicherung auch zu den Schlüsselparametern für Erstellung geologischer Modelle gezählt, die fallspezifisch betrachtet und behandelt werden müssen.

## 1.1.2 Geotechnische Implikationen für die Untersuchung

Die Untersuchung mit Eingriffen in den Untergrund erfordert nach §7 (1) 4. fachkundige Personen. „Vertiefungen“ (§7 (1) 8.) umfassen wohl Flach- und Tiefbohrungen, vielleicht auch Rammkernsondierungen. Ob andere geringe Vertiefungen, z.B. zum Befestigen oder Verlegen von Geräten am Meeresuntergrund ebenfalls dazu gerechnet werden, ist nicht nur eine Frage der Dimension, sondern auch der Verankerungstechnik, die den Besonderheiten des Meeresbodens und dem Arbeiten unter Wasser gerecht werden muss, was zumindest bei den ausführenden Personen Fachkunde erfordert. Sprengseismik wird im Meeresbereich nicht eingesetzt. Bei der Feststellung der erforderlichen Fachkunde kann die zuständige Behörde auf die etablierte Praxis bei staatlichen Bergbehörden zurückgreifen. Es ist bei der Untersuchung im marinen Bereich zu beachten, dass sich die Methoden, Geräte und Untersuchungsbedingungen im Meeresbereich von den an Land eingesetzten Verfahren unterscheiden und die

Untersuchungen daher durch Unternehmen mit einschlägigen Erfahrungen im marinen Bereich durchgeführt werden sollten.

Die Anlagen des KSpG beschreiben recht allgemein Fachgebiete oder Gegenstände der Untersuchung. Auch das EU-Guidance Dokument 2 beschreibt eher die Notwendigkeit und Bedeutung von Untersuchungen, als dass es konkret beschreibt, welche Daten erhoben werden sollen. Für jeden Untersuchungsgegenstand können jeweils verschiedene Parameter definiert werden, zu deren Quantifizierung wiederum unterschiedliche Größen erhoben oder gemessen werden können. Die folgende Tabelle 1 gibt einen Überblick über solche, für die Untersuchung möglicherweise sinnvollen Parameter – ohne Anspruch auf Vollständigkeit sowie Nennung möglicher Größen. Manche Parameter sind für mehrere Untersuchungsgegenstände zu erheben. Sie sind in der Tabelle 1 den möglichst relevantesten Untersuchungsgegenständen der Anlage 1 1.1 zugeordnet. Diese wiederholen sich zum größten Teil in Anlage 1 2. und sind daher nicht doppelt in Tabelle 1 aufgelistet. Jedoch kann der Rahmen (Größen, Untersuchungsgebiet, Datendichte) über die in Anlage 1 1.1 gelisteten Untersuchungsgegenstände hinausgehen. Anlage 1 1.1 bezieht sich auf den Speicher und den Speicherkomplex, Anlage 1 2. b) schließt darüber hinaus das Deckgestein und die hydraulisch verbundenen Gebiete mit ein. Diese Parameter können sinnvollerweise in einer Untersuchung erhoben werden, wobei die unterschiedlichen Untersuchungsgegenstände und Ziele sich durch unterschiedliche, entsprechend angemessene Datendichten unterscheiden könnten (May et al. 2011). Weitere Hinweise auf zu erhebende Daten oder Auswertungen finden sich in der Anleitung der Britischen North Sea Transition Authority (NSTA 2022c) zur Stellung von Speicheranträgen. Die Festlegung einer angemessenen, dem Untersuchungsziel gerecht werdenden Datendichte ist nicht trivial, da Methoden, die große Flächen bzw. Volumen erfassen können, von der Auflösung her meist geringer sind, als Methoden, die kleinräumiger detaillierte Messungen ermöglichen. Eine vollständige Abdeckung aller Skalenbereiche mit einer einzigen Methode ist nicht möglich. Daher sind Kombinationen von grob- und feinskaligen Untersuchungen erforderlich, um methodenbedingte Datenlücken durch geeignete Inter- und Extrapolationen zu überbrücken (z.B. Geostatistik). Somit lassen sich nicht alle Eigenschaften des Untergrunds diskret erfassen, sondern nur durch die Integration über repräsentative Gesteins- oder Gebirgsvolumen. Beispielsweise lassen sich nicht alle potenzielle Migrationswege auf diskreten Klüften erfassen, wohl aber lässt sich die generelle Klüftigkeit von Gebirgsvolumen zur Abschätzung von Migrationsmöglichkeiten verwenden. Problematisch ist die Extrapolation von heterogenen Eigenschaften, die auf einer kleinräumigen Skala stark variieren können, für deren Ermittlung aber Gesteinsproben aus Bohrungen benötigt werden, die nur punktuell vorliegen. Diese Gesteinsproben können zur Kalibrierung oder Prüfung von Schätzverfahren verwendet werden, mit deren Hilfe über größere Volumina extrapoliert wird, beispielsweise zur Ermittlung der Porositätsverteilung (Anlage 1 2. c)) anhand von geophysikalischen Daten, mit denen der Speicherkomplex insgesamt untersucht werden kann.

Tabelle 1 Zusammenstellung möglicher Parameter für die Untersuchung und Charakterisierung potenzieller Speicherstandorte.

Quelle	Gegenstand der Untersuchung	Mögliche Parameter (→ Methode/Größe)
Anl. 1 1.1 a)	Geologie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schichtenfolge</li> <li>• Stratigraphie</li> <li>• Gesteinsart</li> <li>• Schichtverbreitung</li> <li>• Diskordanzen und Ausbisse</li> <li>• Struktur (s.u., 1.1.f)</li> </ul>
Anl. 1 1.1 a)	Geophysik	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schwerefeld am Meeresboden</li> <li>• Elektrische Leitfähigkeit der Schichten</li> <li>• Untergrundtemperatur, f(Tiefe)</li> <li>• lithostatischer Druck, f(Tiefe)</li> <li>• Richtungen und Beträge der Hauptgebirgsspannungen in den verschiedenen Gesteinsschichten</li> </ul>
Anl. 1 1.1 b)	Hydrogeologie, insbesondere nutzbares Grundwasser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hydrostratigraphie</li> <li>• Klassifikation der Grundwasserleiter und Geringleiter und für jede hydrostratigrafische Einheit:</li> <li>• Kluftpermeabilität</li> <li>• Matrixpermeabilität</li> <li>• Formationsdruck</li> <li>• Konzentrationen der Haupt- und Nebenbestandteile</li> <li>• pH-Wert, unter Normalbedingungen</li> <li>• elektrische Leitfähigkeit</li> </ul>

Quelle	Gegenstand der Untersuchung	Mögliche Parameter (→ Methode/Größe)
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Redoxpotenzial</li> <li>• Salinität</li> <li>• Dichte unter Normal- und Formationsbedingungen</li> <li>• Phasenanteile unter Normal- und Formationsbedingungen</li> <li>• Art und Konzentration gelöster Gase unter Normal- und Formationsbedingungen</li> <li>• Gassättigung unter Formationsbedingungen</li> <li>• Radioaktivität</li> <li>• Feststoffgehalt</li> <li>• Sättigungsindices</li> <li>• Grundwasseralter</li> <li>• Richtung und Geschwindigkeit der Strömung</li> <li>• Chemische und biologische Beschaffenheit des Meerwassers</li> <li>• Isotopie anorganischer Kohlenstoffspezies von Formations- und Meerwasser, sowie ggf. Kohlenwasserstoffen</li> </ul>
Anl. 1 1.1 c)	Speichereigenschaften (Speicherkomplex: jeweils für Speicherschicht, Deckschicht, zweite Barriere erforderliche Untersuchungen)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiefenlage der Top-Fläche</li> <li>• Tiefenlage der Basis-Fläche</li> <li>• Mächtigkeitsverteilung</li> <li>• Spillpoints</li> <li>• Lithologie</li> <li>• Mineralphasengehalte</li> <li>• Gesteinsdichte</li> <li>• Interne Struktur (Lagenbau, Gestein, Tiefe, Mächtigkeit)</li> <li>• Faziesverteilung und Variabilität</li> <li>• Nettomächtigkeit</li> </ul> <p>für die einzelnen Lagen des Speichers:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mittlere Porosität</li> <li>• Porenradienverteilung</li> <li>• relative Permeabilitäten für CO<sub>2</sub> und Wasser <math>f(\text{Fluidsättigung})</math></li> <li>• vertikale und horizontale Permeabilität</li> <li>• Permeabilitäts-Porositätsbeziehung</li> <li>• Fluidgehalt (s.o., 1.1 b)</li> <li>• Fluiddruck</li> <li>• Fluidsättigung</li> <li>• Fluidkompressibilität, <math>f(p, T)</math></li> <li>• Gesteinskompressibilität, <math>f(p, T)</math></li> <li>• spezifische Wärmekapazitäten Gestein, Fluid</li> <li>• spezifische Wärmeleitfähigkeiten Gestein, Fluid</li> <li>• Störungsgeometrie</li> <li>• Störungsversatz</li> <li>• Alter der Bewegung an Störungen</li> <li>• Klüftigkeit (Orientierung, Dichte, Flächen, ...)</li> </ul>
Anl. 1 1.1 c)	Berechnungen des Porenvolumens für die Kohlendioxidinjektion	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Effizienzfaktor</li> </ul>
Anl. 1 1.1 c)	Endgültige Speicherkapazität	Keine unmittelbar feststellbare Untergrundeigenschaft, Schätzung aufgrund dynamischer Simulation und Feststellung durch Speicherüberwachung zum Ende der Betriebszeit
Anl. 1 1.1 d)	Geochemie (Lösungsgeschwindigkeit, Mineralisierungsgeschwindigkeit)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mineralbeschaffenheit</li> <li>• Minerallöslichkeit und Kinetik</li> <li>• Korngrößenverteilung der Minerale</li> </ul>

Quelle	Gegenstand der Untersuchung	Mögliche Parameter (→ Methode/Größe)
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spezifische Oberflächen der Gesteine/Minerale</li> <li>• Beim Fehlen geeigneter Literaturdaten ggf. standort-spezifische Untersuchungen der Henry-Konstante für CO<sub>2</sub> als f(p, T, Salinität) sowie reaktionskinetischer Parameter für die Alteration gesteinsbildender Minerale sowie Mineralneubildungen zur Berechnung von Mineralisierungsgeschwindigkeiten mittels dynamischer Simulationen</li> </ul>
Anl. 1 1.1 e)	Geomechanik und weitere Gesteinseigenschaften (Durchlässigkeit, Riss- und Sperrdrücke)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• In-situ-Spannungen (s.o., 1.1 a))</li> <li>• rezente seismo-tektonische Aktivität</li> <li>• Gesteinsfestigkeit</li> <li>• Gebirgsfestigkeit</li> <li>• Deformationsverhalten, f(p, T, Fluidsättigung)</li> <li>• Kapillarer Eintrittsdruck</li> <li>• Rissausbreitungsdruck</li> </ul>
Anl. 1 1.1 f)	Seismik	<ul style="list-style-type: none"> <li>• S- und p-Wellengeschwindigkeiten der Schichten zur Zeit-Tiefenkonversion</li> <li>• 3-D Seismik des Speicherkomplexes und des Deckgebirges</li> <li>• 2-D Seismik der Umgebung</li> <li>• Natürliche Seismizität (Hypozentren, Lokalmagnitudo, Bodenbeschleunigung und maximale Schwinggeschwindigkeit; Wellenform)</li> <li>• Magnitude-Häufigkeits-Statistik</li> <li>• Mikroseismische Grundüberwachung</li> <li>• ggf. Herdlösungen</li> </ul>
Anl. 1 1.1 g)	Vorhandensein und Zustand möglicher natürlicher Leckagewege	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mineralisierung von Störungen,</li> <li>• Durchlässigkeit von Störungen</li> <li>• Kritische Spannung auf Störungsflächen</li> <li>• Polygonale Störungssysteme</li> <li>• Kluftnetze</li> <li>• Seismische Chimneys (Dimensionen und Durchlässigkeit)</li> <li>• Flache Gasvorkommen und Pockmarks</li> <li>• Eiszeitliche Rinnen</li> <li>• Komplexe Leckagewege</li> </ul>
Anl. 1 1.1 g)	Vorhandensein und Zustand von Bohrlöchern, die als mögliche Leckagewege dienen könnten (Alt- und Erkundungsbohrungen)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Logs, incl. Cement-Bond-Log, bei zugänglichen Bohrungen</li> <li>• Auswertung von Bohrungsberichten von Altbohrungen (Alter, Historie, Verfüllung ...)</li> <li>• Fluidaustritte am Meeresboden im Umfeld der Bohrungen: Detektion (optisch, geochemisch, hydroakustisch, bathymetrisch), Charakterisierung der Beschaffenheit, Attribution (natürlich, anthropogen) und Quantifizierung von Flüssen</li> </ul>
Anl. 1 2. a)	Strukturgeologische Verhältnisse	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Strukturentwicklung,</li> <li>• Schichtflächen</li> <li>• Fallenstrukturen</li> </ul>
Anl. 1 2. b)	Strömungstechnische Eigenschaften (vgl. Anl. 1 1.1 c)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Injektivität</li> </ul>
Anl. 1 2. g)	Jedes weitere relevante Merkmal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Meeresströmungen, deren Stärke, und Variabilität (Strömungsmodelle) zur Überwachung der Wassersäule, u.a. im Fall von Fluidaustritten</li> </ul>
Anl. 1 3.3.1 d)	Gefahr der Verdrängung von Formationswässern (vgl. Anl. 1 1.1 g))	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Laterale Verbreitung der hydraulischen Einheiten im Umfeld des Speicherkomplexes</li> <li>• Porositäts- und Permeabilitätsdaten dieser Einheiten</li> </ul>

Quelle	Gegenstand der Untersuchung	Mögliche Parameter (→ Methode/Größe)
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbindungen zwischen Grundwasserstockwerke / Lücken in der Verbreitung der Geringleiter</li> </ul>
Anl. 1 3.3.3	Folgenabschätzung der CO <sub>2</sub> -Einwirkung auf die Biosphäre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biotopkarten</li> <li>• Gesamtheit der Spezies in der Wassersäule</li> <li>• Gesamtheit der benthischen und endobiontischen Organismen</li> <li>• Populationsdichten von Leit- oder Indikatorspezies</li> <li>• Sensibilität der Organismen und Biotope gegen erhöhte CO<sub>2</sub>-Konzentrationen</li> <li>• Sensibilität der Organismen und Biotope gegen andere Fluide (Formationswässer, ggf. Kohlenwasserstoffe und Nebenbestandteile von CO<sub>2</sub>-Strömen)</li> </ul>
Anl. 1 3.3.3	Folgenabschätzung der CO <sub>2</sub> -Einwirkung auf die Meeressedimente	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sauerstoffgehalt, f(Tiefe)</li> <li>• pH-Wert, f(Tiefe)</li> <li>• Chemismus der Formationsfluide</li> <li>• Eodiagenetisch gebildete Phasen</li> <li>• Mikrobiologische Kennzahlen</li> </ul>
Anl. 1 3.3.3	Folgenabschätzung der CO <sub>2</sub> -Einwirkung auf die Meerestwasser	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Saisonale Variabilität der Meerwasserzusammensetzung, soweit nicht bereits nach Anl. 1 1.1 b) ermittelt.</li> </ul>
Anl. 1 3.1.2 n)	Simulation der Hebung des Meeresbodens	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bathymetrische Daten</li> <li>• Festpunktnivellements</li> <li>• Schweremessungen f(x, y, z, t)</li> </ul>

Die Untersuchungen möglicher Speicherstätten müssen nicht alle das gesamte **Untersuchungsfeld** abdecken, sowohl lateral als auch vertikal können sie sich auf Teilvolumina des Untersuchungsfeldes beschränken, deren Auswahl im Untersuchungsprogramm bezeichnet und begründet werden sollte. Abbildung 1 zeigt die räumlichen Beziehungen der in diesem Kontext relevante Begriffe, wobei eindeutige Abgrenzungen der räumlichen Ausdehnung einzelner Begriffe nicht immer definiert sind. Die Zuordnung und Gliederung der Gesteinsschichten und deren hydraulische Verbindung sind Gegenstand von Einzelfallinterpretationen, die sich mit zunehmender Kenntnis des Untergrundes aufgrund des Speicherbetriebs ändern können. Somit können sich ggf. auch die Grenzen des Speichers oder Speicherkomplexes verschieben. So stellte sich im Fall des Utsira Sandes (Sleipner-Projekt) die hydraulische Verbindung zwischen Sandlagen über die eingeschalteten Tonlagen hinweg heraus und eine ursprünglich als primäre Deckschicht angesehene Tonlage im oberen Abschnitt der Formation wurde später den intraformationellen Tonlagen zugeordnet und die ursprüngliche zweite wurde zur primären Barriere. Im Snøhvit-Speicher stellte sich die Injektivität der zunächst genutzten Speicherschicht als unzureichend heraus und so wurde für die nachfolgende Injektion eine Gesteinsschicht im ursprünglichen Deckgebirge des Speichers erschlossen. Angesichts solcher Erfahrungen empfiehlt es sich, das Untersuchungsfeld nicht zu klein zu bemessen, zumindest für einige regionalgeologische Übersichtsuntersuchungen, beispielsweise mittels 2-D-seismischer Profile.

Vertikal beginnt das Untersuchungsfeld an der Erdoberfläche. Die Begriffsbestimmungen des § 3 sind im Einklang mit § 2 (4) auszulegen und also entsprechend auf die AWZ und den Festlandssockel anwendbar. Auch auf See ist das Untersuchungsfeld im Sinn von §3 Nr. 16 daher ein dreidimensionaler Raum. Da in der Wassersäule schon von Völkerrechts wegen nicht gespeichert werden darf, muss „Erdoberfläche“ sinngemäß auf den Meeresboden als Oberfläche des Untersuchungsfeldes bezogen werden. Dennoch gehen die Untersuchungen zur Umwelt über diese Oberfläche des Feldes hinaus (pers. Mitteilung A. Proelß). Zum Speicher gehören auch unter- und oberirdische Anlagen, die somit auch Teil des Speicherkomplexes sind, obwohl sie aus den Gesteinsschichten des Speicherkomplexes herausragen, vorausgesetzt. Die Definition des Kohlendioxid-speichers in §3 müsste dann nicht nur unter- und oberirdische Einrichtungen, sondern auch Unterwassereinrichtungen einschließen (Empfehlung in Kapitel 4).

Die Untersuchungen zur Umwelt nach Anlage 1 3.3.3 schließen die Meeressedimente mit ein. Darunter sind im Kontext der anderen genannten Untersuchungsobjekte (Biosphäre, Böden, Meerwasser) die oberflächennahen unverfestigten, belebten und chemisch geschichteten Lockersedimente am Meeresboden zu verstehen. Weitere, darunter folgende Lockersedimente wären dagegen Gesteine, die Schichten des Deckgesteins (sensu Deckgebirge, im geotechnischen Sprachgebrauch) darstellen würden. Im Gegensatz zum Deckgebirge, welches vor allem hinsichtlich möglicher Leckagemöglichkeiten für Fluide aus dem Speicherkomplex hin untersucht wird, sollte der

Schwerpunkt bei der Untersuchung der Meeressedimente deren Funktion als Lebensraum benthischer und endobenthischer Organismen beinhalten.

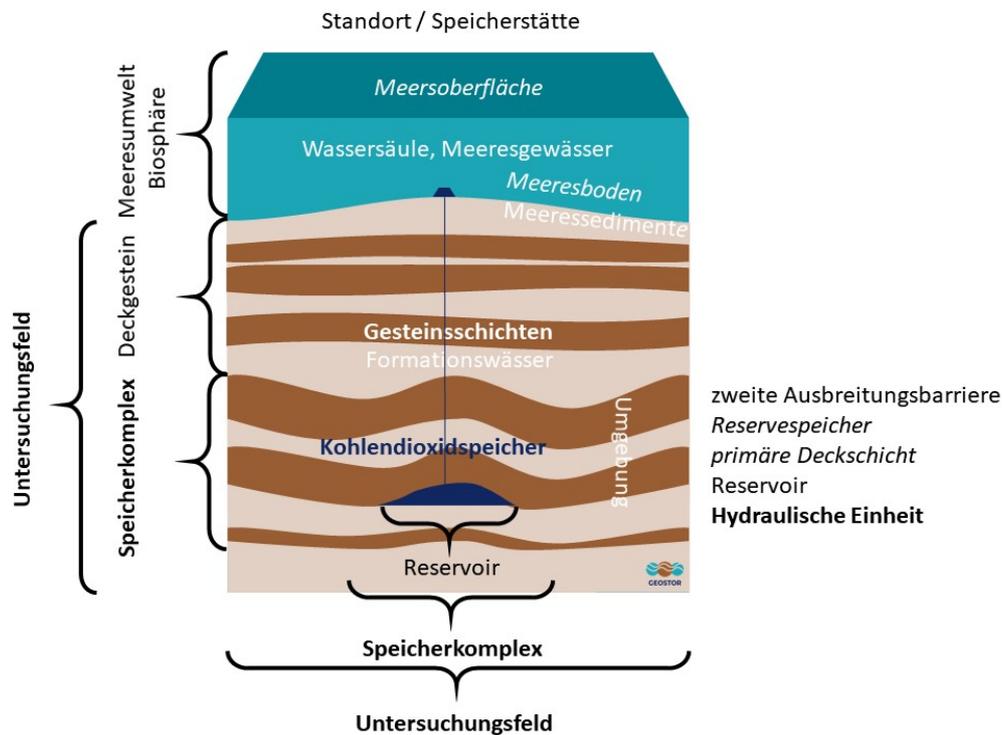


Abbildung 1. Illustration der für Untersuchung und Überwachung relevanten, im KSpG definierten (fett), der verwendeten sowie der nicht explizit erwähnten Begriffe (kursiv).

Wie die Zusammenstellung in Tabelle 1 zeigt, wird eine Vielzahl von Daten und Informationen zur Charakterisierung potenzieller Speicherstandorte benötigt. Erforderliche Daten können in unterschiedlicher Weise gewonnen werden. Die Untersuchungen unterscheiden sich im technischen Aufwand und den damit verbundenen Kosten und werden daher bei der Exploration des Untergrundes üblicherweise schrittweise, nacheinander durchgeführt. Unterschiedliche Methoden können bei den verschiedenen Vorgehensweisen eingesetzt werden, die sich auch hinsichtlich der damit verbundenen Umweltauswirkungen unterscheiden. Nachfolgend sind grundsätzliche Untersuchungsmöglichkeiten nach zunehmendem Aufwand aufgelistet:

- Nutzung und Auswertung vorhandener Informationen,
- einmalige zeitlich begrenzte Untersuchung von der Meeresoberfläche aus,
- Wiederholungsuntersuchung von der Meeresoberfläche aus,
- Datenerhebung mittels ferngesteuerter, geschleppter oder autonomer Unterwasserfahrzeuge,
- Sondierungen innerhalb der oberflächennahen Meeressedimente,
- am Meeresboden installierte Messgeräte und Messnetze, eventuell bereits für den dauerhaften Betrieb im Rahmen der Speicherüberwachung ausgelegt,
- temporär offene Tiefbohrung zur Gewinnung von Proben, sowie zur Durchführung von Bohrlochmessungen,
- hydraulische Formationstests in einer Tiefbohrung,
- Messungen und Tests mittels / zwischen mehreren Bohrungen,
- Ausbau und Instrumentierung von Erkundungsbohrungen für längerfristige Messungen sowie deren möglichen Weiterbetrieb als Beobachtungsbohrung im Rahmen der Speicherüberwachung.

Vermutlich wird man für eine umfassende Standortuntersuchung und -charakterisierung von den meisten dieser Möglichkeiten Gebrauch machen müssen. Bevor jedoch eine Speichergenehmigung erteilt wird, wird man vermutlich auf Wiederholungsmessungen oder die Installation von Überwachungseinrichtungen verzichten, es sei denn, dadurch könnten längere Zeitreihen für die Grundüberwachung mit vertretbarem Aufwand erhoben werden.

## 1.2 Überwachung

Bei der Zuständigkeit für die Überwachung unterscheidet das KSpG die Eigenüberwachung des Speicherbetreibers (§22) von der staatlichen Überwachung nach der Übertragung der Verantwortung (§31).

### 1.2.1 Rechtliche Anforderungen an die Eigenüberwachung

Das KSpG verlangt im §20 die Erstellung eines Überwachungskonzepts für CO<sub>2</sub>-Speicher ab der Errichtung bis zur Übertragung der Verantwortung. Dabei ist zwischen den wesentlichen Projektphasen, einschließlich Projektbeginn, Betrieb und Nachsorge, zu unterscheiden. Nach dem Ende der Eigenüberwachung des Betreibers ist das Land, auf das die Verantwortung für den Speicher übertragen wurde, für die weitere Überwachung nach §31 (5) zuständig (s. u.).

Gegenstände der kontinuierlichen Speicherüberwachung durch den Betreiber sind nach §22:

- a) der Speicher
- b) der Speicherkomplex
- c) die Injektionsanlagen
- d) das Verhalten des gespeicherten Kohlendioxids
- e) die Einwirkung des Kohlendioxids auf den Speicher
- f) die Einwirkung des Kohlendioxids auf den Speicherkomplex
- g) die Einwirkung des Kohlendioxids auf die umgebende Umwelt

Als Teilvolumen des Speicherkomplexes kann der Speicher ggf. bei der Anwendung der Methoden in einem mit überwacht werden, da die zum Speicher gehörenden Injektionsanlagen hier nochmals separat aufgeführt werden. Bei den aufgelisteten Gegenständen der Überwachung d) – g) werden die an anderer Stelle des Gesetzes zusätzlich erwähnten Nebenbestandteile des Kohlendioxidstroms im §20 nicht aufgeführt. Da beim Zweck der Überwachung in §22 auch die Detektion von Migration und Leakage genannt werden, welche nach den Definitionen in §3 auch Nebenbestandteile beinhalten können, sind diese auch als Gegenstand der Überwachung anzusehen, sofern deren Verhalten von dem des Kohlendioxids abweicht, zum Beispiel bei den Umweltauswirkungen. Bei chemisch inerten Nebenbestandteilen, die keine eigenen Phasen bilden, keine Reaktionen mit anderen Bestandteilen des CO<sub>2</sub>-Stroms oder dem umgebenden Material eingehen und Bestandteil eines homogenen CO<sub>2</sub>-Stroms sind, könnten die Überwachungsergebnisse für Kohlendioxid als Proxy für die im Kohlendioxidstrom enthaltenen Nebenbestandteile dienen.

Die Anforderung der kontinuierlichen Überwachung der Einwirkung des Kohlendioxids auf g) die umgebende Umwelt, könnte über die Grundüberwachung hinaus entbehrlich sein, da die Speichergenehmigung voraussetzt, dass die erforderliche Vorsorge gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt getroffen wird (§13 (1) 4.). Sollt die kontinuierliche Überwachung des Speicherkomplexes Hinweise darauf liefern, dass solche Einwirkungen zu befürchten sind, könnte die marine Umweltüberwachung anlassbezogen aufgenommen werden.

Die Eigenüberwachung des Speichers durch den Betreiber dient folgenden Zwecken:

Nach §22 KSpG,

- a) Beobachtung der tatsächlichen Ausbreitung des Kohlendioxids im Speicherkomplex, im Vergleich zur Prognose gemäß Anlage 1, 3.1. Im Englischen wird dieser Zweck oft als „Conformance Monitoring“ bezeichnet (Hannis et al. 2017).
- b) Entdeckung und Quantifizierung von Leckagen, erheblichen Unregelmäßigkeiten und der Migration von CO<sub>2</sub>. Im Englischen wird dieser Zweck oft als „Containment Monitoring“ bezeichnet (Hannis et al. 2017).
- c) Feststellung und Quantifizierung potenziell nachteiliger Einwirkungen auf Mensch und Umwelt.
- d) Bewertung von Abhilfemaßnahmen bei Leckagen und erheblichen Unregelmäßigkeiten. Im Englischen wird dieser Zweck oft als „Contingency Monitoring“ bezeichnet (Hannis et al. 2017).
- e) Kontinuierliche Überprüfung der Voraussetzungen für den planmäßigen Betrieb nach §13(1)1.-4. (Gesundheit, Betriebs- und Langzeitsicherheit, Umwelt, Vorsorgemaßnahmen).

Zudem ergeben sich Anforderungen aus den §§24 (2) und 45 (4), bzw. den darin enthaltenen Verweisen auf europäische Regelwerke:

- f) Kontinuierliche Überwachung der Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Stroms, vor der dauerhaften Speicherung
- g) Quantifizierung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen und die Anrechnung von Emissionszertifikaten nach dem TEHG für Rohrleitungen und Speicher und deren Überwachung entsprechend der Verordnung der EU Kommission 601/2012.

Darüber hinaus kann eine Überwachung des Speichers und seiner Umgebung sinnvoll oder notwendig sein:

- h) Vor und während der Errichtung, zur Grundüberwachung und Feststellung des Ausgangszustandes als Bezug für die nachfolgende Überwachung und die Detektion und Quantifizierung von Entwicklungen

- i) Für die Betriebsüberwachung zum Reservoirmanagement, beispielsweise bei der Verwendung mehrerer Injektionsbohrungen
- j) Zur Erhebung von Umweltdaten zur Information der interessierten Öffentlichkeit
- k) Für Versicherungszwecke des Betreibers, sowie im Falle von Schadensersatzforderungen.

Anforderungen an den Inhalt des Überwachungskonzepts und die Eigenüberwachung können in Verordnungen nach den §§ 25 und 26 geregelt werden, wobei auf öffentlich zugängliche Bekanntmachungen sachverständiger Stellen verwiesen werden kann (§25 (1)). Bisher existieren solche Verordnungen nicht. Als öffentlich zugängliche Bekanntmachungen sachverständiger Stellen könnten beispielsweise die Normen ISO 27914:2017 oder ISO/TR 27923:2022 angesehen werden, beziehungsweise einen Rahmen für die Erstellung detaillierter Verordnungen darstellen.

Die für die oben genannten Zwecke benötigten Informationen und einzusetzende Verfahren sind näher in der Anlage 2 des KSpG beschrieben. Nach 1.1.2 sind mindestens Messungen an den Bohrungsköpfen, im Speicher, und im Grundwasser, sowie diffuse Emissionen bei der Injektion zu überwachen:

- a) Der Ort zur Überwachung diffuser Emissionen ist in der Anlage 2 nicht näher bezeichnet und der Begriff nicht näher bestimmt. Da das TEHG aber auch auf CO<sub>2</sub>-Speicher anzuwenden ist und dieses auf die EU Monitoringverordnung (601/2012) verweist, ist deren Definition hier wohl anzuwenden (Art 3 48.): „unregelmäßige oder unbeabsichtigte Emissionen aus nicht lokalisierten Quellen oder aus Quellen, die zu vielfältig oder zu klein sind, um einzeln überwacht zu werden“. Potenzielle Quellen diffuser Emissionen aus CO<sub>2</sub>-Speicherstätten sind nach Anhang IV 23. B.1 der Monitoring-Verordnung zu untersuchen und die Emissionen daraus sind zu quantifizieren. Die Untersuchung konzentriert sich auf die Umgebung der Injektionsbohrungen. Die Messung oder Berechnung zur Quantifizierung der Emissionen hat nach Best-Practice-Leitlinien der Industrie zu erfolgen. Dabei können die nach Anlage 2 KSpG 1.1.2 a) – d) erhobenen Daten verwendet werden. Die Monitoring-Verordnung verweist bezüglich der Quantifizierung auf eine hinreichend dokumentierte Methodik im genehmigten Monitoring-Konzept für die Speicherstätte. Letztlich unterbleibt eine generelle Regelung zur Quantifizierung diffuser Emissionen.
- c) Druck, Temperatur und
- b) Volumenfluss des CO<sub>2</sub>-Stroms sind am Bohrungskopf technisch recht leicht zu bestimmen. Die Bestimmung der Genauigkeit der eingesetzten Messverfahren ist jedoch von Bedeutung für die Berechnung der Emissionszertifikate.
- d) Die chemische Analytik des CO<sub>2</sub>-Stroms erfordert die ständige Überwachung von Schlüsselparametern, wenn das CO<sub>2</sub> aus fluktuierenden Quellen eines Transportnetzwerks stammt. Welche Haupt- und Nebenbestandteile der CO<sub>2</sub>-Ströme zu erfassen sind, lässt die Anlage offen. Relevante Nebenbestandteile von CO<sub>2</sub>-Strömen sind beispielsweise in der Technischen Regel C 260 des DVGW aufgelistet. Für die detaillierte Analytik der Nebenbestandteile ist eine regelmäßige Probenahme erforderlich. Aus dem Kontext der zuvor in der Anlage des Gesetzes aufgelisteten Punkte a-c ergibt sich, dass die Beprobung des CO<sub>2</sub>-Stroms in der Nähe der Injektionsstelle erfolgen sollte.
- e) Die Orte, an denen Druck und Temperatur im CO<sub>2</sub>-Speicher zu messen sind, werden nicht näher definiert. Druck und Temperatur variieren im Speicher räumlich und zeitlich. Sie lassen sich mit ausreichender Genauigkeit nur vor Ort bestimmen, wozu Bohrungen erforderlich sind. Dabei ist der Wunsch nach einer hohen Datendichte gegen die Kosten und die Beeinträchtigung der Deckschichten durch Bohrungen abzuwägen. Da die Änderungen der physikalischen Bedingungen in der Nähe des Injektionsintervalls der Bohrung am größten sind, erfolgen diese Messungen sinnvollerweise an der Injektionsbohrung. Gegebenenfalls sind, beispielsweise an „Spill-Points“, weitere Überwachungsbohrungen sinnvoll. Deren Anzahl, Lage und Ausstattung sollten nach Anlage 2 1.1.1, unter Berücksichtigung der standortspezifischen Bedingungen, im Überwachungsplan beschrieben werden.
- f) Ebenso ist der Ort der Grundwasserüberwachung nicht definiert. Das WHG unterscheidet nicht zwischen oberflächennahem, für die Trinkwasserversorgung genutztem Grundwasser und Tiefenwässern. Das KSpG hingegen unterscheidet Formationswässer und nutzbares Grundwasser, insbesondere zur Trinkwassergewinnung, oder Thermalwassernutzung. In Punkt 1.1.2 f) der Anlage 2 wird jedoch auf diese Unterscheidung verzichtet. Da sowohl tiefe Formationswässer als auch Grundwasser nahe des Meeresbodens für unterschiedliche Überwachungszwecke relevant sein können, sollte ggf. auch beides in Überwachungsplänen berücksichtigt werden:
  - Die flächenhafte Überwachung der Trinkwasserversorgung dienender Aquifere ist bei der Speicherung unter dem Meeresboden vermutlich meist nicht erforderlich. Bei der Speicherung in Küstennähe ist jedoch zu prüfen, ob es seewärts einfallende Schichten gibt, über die CO<sub>2</sub> oder verdrängte Formationswässer in Trinkwasseraquifere gelangen könnten, für die dann eine entsprechende Überwachung erforderlich würde.
  - Tiefe Formationswässer insbesondere im Reservespeicher und im tiefsten Grundwasserleiter über dem Speicherkomplex können zur frühzeitigen Detektion möglicher Unregelmäßigkeiten

und Leckagen überwacht werden. Für die ständige oder regelmäßige Überwachung mehrerer tiefer Grundwasserstockwerke kommen speziell ausgebaute Beobachtungsbohrungen in Frage, die für die Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern in den USA entwickelt wurden.

Nach der EU Monitoringverordnung (Anhang IV 23.) ist ebenfalls ein Überwachungsplan vorzulegen, wobei dieser teilweise auf die Daten zurückgreifen kann, die nach dem KSpG zur Speicherüberwachung erhoben werden.

Anlage 2 1.1.3 geht auf die Überwachungsmethoden ein. Für die Überwachung des Speichers sind die besten zum Planungszeitpunkt verfügbaren Verfahren einzusetzen. Bei der Aktualisierung des Überwachungskonzeptes sind neue technische Entwicklungen zu berücksichtigen (§20 (2)). Es folgt eine unverbindliche Liste von Anforderungen an Überwachungsverfahren in Anlage 2 1.1.3, ohne dass darin angegeben wird, von welchen Bedingungen der Einsatz von, den Anforderungen am besten genügender, Methoden abhängt. Diese Unverbindlichkeit lässt Raum für Betreiber und Behörden bei der Erstellung und Genehmigung standortspezifischer Überwachungskonzepte.

- a) Nach Anlage 2 1.1.3 a) soll der genaue Ort des CO<sub>2</sub> im Untergrund erfasst werden. Da das injizierte CO<sub>2</sub> sich aber in unterschiedlichen Konzentrationen und Phasen in einem Untergrundvolumen ausbreitet, ist eine „genaue“ (was darunter zu verstehen ist, wird nicht konkretisiert) Ortsangabe nicht sinnvoll. Daher werden unter Anlage 2 1.1.3 b) Technologien empfohlen, die Daten über die räumliche Sättigung des Speicherkomplexes mit CO<sub>2</sub> liefern.
- b) Zudem soll die Migration von CO<sub>2</sub> im Untergrund erfasst werden (Anlage 2 1.1.3 a), c)). Nach §3 ist unter Migration die Ausbreitung von CO<sub>2</sub> im Speicherkomplex zu verstehen. In Anlage 2 wird Migration weiter gefasst („Migrationswege ... an der Erdoberfläche“, „innerhalb der räumlichen Grenzen des gesamten Speicherkomplexes und außerhalb davon“) und potenzielle und tatsächliche Leckagewege werden miteingeschlossen. Migrationswege an der Oberfläche sind juristisch und physikalisch nicht eindeutig zu verstehen. In Kapitel 4 dieses Berichtes werden Vorschläge gemacht die Punkte a) und b) der Anlage 2 1.1.3 zu konkretisieren.

Werden für den Zweck der Überwachung Anlagen außerhalb der Injektionseinrichtungen längerfristig installiert, beispielsweise Überwachungsbohrungen, so könnten diese als Teil der erforderlichen Einrichtungen des Speichers, wie in §3 7. definiert, angesehen werden. Sie wären damit genehmigungspflichtig im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens. Damit würde die Genehmigung solcher Anlagen in der AWZ dem Genehmigungsverfahren des SeeAnlG entsprechen. Im Planfeststellungsverfahren ist dann auch das Benehmen mit anderen Trägern öffentlicher Belange herzustellen, wie dem BSH, welches, wenn erforderlich, Sicherheitszonen um solche Anlagen entsprechend § 10 SeeAnlG einrichten kann. Ebenso wäre das Benehmen mit dem BSH bezüglich der Überwachung von Errichtung und Betrieb der Anlagen erforderlich, welches nach §14 SeeAnlG für die Überwachung von Anlagen zu wirtschaftlichen Zwecken in der AWZ verantwortlich ist und bei Gefährdungen der Meeresumwelt oder einer Beeinträchtigung der Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs Maßnahmen veranlassen kann.

## 1.2.2 Rechtliche Anforderungen an die dauerhafte Überwachung nach der Übertragung der Verantwortung

Mit der Übertragung der Verantwortung gemäß §31 enden die Kontrollen des Speichers und der dazugehörigen Einrichtungen und Anlagen durch den Betreiber. Die Überwachung kann verringert, aber nicht ganz eingestellt werden. Bei einer dauerhaften, zeitlich unbegrenzten Speicherung impliziert dieses ebenfalls eine dauerhafte Überwachung, die auch mit „Ewigkeitskosten“ verbunden sein wird. Die Überwachung nach §31 (5) dient

1. der Detektion und ggf.
2. der Ursachenermittlung und Quantifizierung von
  - a) erheblichen Unregelmäßigkeiten
  - b) Leckagen, sowie
  - c) der Überprüfung der Wirksamkeit von Abhilfemaßnahmen.

Die dauerhafte Überwachung für den 1. Zweck sollten von angemessener, aber gegenüber der Eigenüberwachung verringerter Intensität sein. Im Falle, dass a) - c) eintreten, ist die Intensität der Überwachung hingegen wieder zu steigern.

Erhebliche Unregelmäßigkeiten können Speichervorgänge betreffen, beispielsweise Migration des CO<sub>2</sub>-Stroms, oder Veränderungen des Zustands des Speicherkomplexes, durch natürliche oder durch die Speicherung induzierte Prozesse, beispielsweise geochemische Reaktion des CO<sub>2</sub>-Stroms mit dem Zement verfüllter Bohrungen, sofern sich aus diesen Vorgängen und Veränderungen Risiken von Leckagen, oder Risiken für Menschen oder Umwelt ergeben können. Nach der Stilllegung des Speichers ist das primäre Risiko das einer Leckage, da weitere Risiken erst aus der Leckage resultieren sollten.

Ein Überwachungsplan ist für diese Phase nicht explizit gefordert und die Anforderungen aus Anlage 2 sind ebenfalls nicht explizit auf die staatliche Überwachung bezogen. Eine Planung der staatlichen Überwachung analog der Eigenüberwachung erscheint naheliegend und dem Gesetzeszweck zum Schutz der Menschen und Umwelt kommender Generationen dienlich (s. Kap. 4). Ein solcher Überwachungsplan, sowie die gewonnenen Fach- und Bewertungsdaten könnten nach §6 (1) 3. in das Register aufgenommen und öffentlich zugänglich gemacht werden.

### 1.2.3 Geotechnische Implikationen für die Eigenüberwachung

Daten und Informationen zur Speicherüberwachung können prinzipiell in gleicher Weise erhoben werden, wie zur Untersuchung möglicher Speicher. Jedoch wird man dabei tendenziell eher längerfristige Messungen mit dauerhaft installierten Geräten durchführen sowie Wiederholungsmessungen zum Vergleich mit früheren Ergebnissen vor und während des Speicherbetriebs (s. Kap. 3 und 4). Zudem werden zusätzliche Verfahren eingesetzt werden, die der Verfolgung der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung im Untergrund und möglicher Leckagen dienen. Einzelne Überwachungsverfahren können so eingesetzt werden, dass die erhaltenen Informationen mehreren Überwachungszwecken dienen und Doppelarbeit vermieden werden kann, wie für das Überwachungskonzept nach der EU-Verordnung 601/2012 gefordert.

Aus den oben aufgeführten Anforderungen ergeben sich Fragestellungen zur praktischen Durchführung der Überwachung, von denen einige nachfolgend diskutiert werden. Diese Diskussion kann aber nicht erschöpfend sein und Bewertungen der zuständigen Behörden nicht pauschalisierend vorweggreifen.

Beim Transport von CO<sub>2</sub> mittels Rohrleitungen am oder im Meeresboden wird man möglichst eine durchgehende Leitung verwenden und alle zusätzlichen Anlagenteile, z.B. Ventile, auf die landwärtige Seite sowie den Bohrungskopf beschränken. Demnach ließe sich die Erfassung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Transport im marinen Bereich sinnvollerweise mittels Massenbilanzen ermitteln, da der CO<sub>2</sub>-Strom am Bohrlochkopf ohnehin zu erfassen ist. Für die landseitige Transportinfrastruktur könnte gegebenenfalls alternativ die Überwachung einzelner Emissionsquellen, nach EU-Verordnung 601/2012, in Frage kommen. Dieser Verordnung nach wählt der Betreiber der Transportnetze eine der beiden Methoden. Die land- und seewärtige Infrastruktur eines CO<sub>2</sub>-Transportnetzes wird hier nicht unterschieden, es sei denn, ihr Betrieb unterläge unterschiedlichen Betreibern.

Die Zusammensetzung des Kohlendioxidstroms vor der Injektion ist zudem nach §24 (2) zu überwachen, wobei der Ort der Überwachung im Gesetz nicht angegeben ist. Es kann nicht allgemein davon ausgegangen werden, dass der in ein Transportsystem eingespeicherte CO<sub>2</sub>-Strom in seiner Zusammensetzung dem entspricht, der an einer Injektionsbohrung ankommt, insbesondere dann, wenn CO<sub>2</sub>-Ströme aus unterschiedlichen Quellen zusammengeführt werden und deren Bestandteile während des Transports miteinander und mit dem Transportmittel reagieren können. Daher ist ggf. eine Beprobung und Analyse des CO<sub>2</sub>-Stroms auf einer Offshore-Plattform oder gar am Meeresboden erforderlich, was erheblich aufwendiger sein dürfte als dessen Überwachung an Land.

Auch wenn in CO<sub>2</sub>-Strömen enthaltene Nebenbestandteile lediglich solche aus der Abscheidung und dem Transport des Gases umfassen (§3), sollten andere Stoffe, die im Speicher zum CO<sub>2</sub>-Strom hinzukommen können, oder durch diesen verdrängt werden (Formationswässer, Erdgas, Erdöl) ebenfalls mit überwacht werden, um dem Überwachungszweck der Feststellung und Quantifizierung potenziell nachteiliger Einwirkungen auf Mensch und Umwelt (§22 (2) 3.) gerecht zu werden.

Wie Abscheidung und Rohrleitungstransport, ist auch die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> eine Tätigkeit, die dem TEHG unterliegt. Demnach ist ein Überwachungsplan für die jährliche Berichterstattung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erstellen und von der zuständigen Behörde zu genehmigen. Die Berichterstattung beschränkt sich dabei auf CO<sub>2</sub>. Dessen Leckage aus dem Speicherkomplex sowie ggf. der Eintritt in die Wassersäule sind vom Betreiber zu quantifizieren, einschließlich diffuser Emissionen und abgelassenem CO<sub>2</sub>. Es wird erwartet, dass im Normalbetrieb kein CO<sub>2</sub> aus dem Speicher abgelassen wird und daher wird an dieser Stelle auf die Betrachtung dieses Falls verzichtet.

Für die Quantifizierung **diffuser Emissionen** sieht die Monitoring-Verordnung EC 601/2012 Anhang IV 23. B.1 die Untersuchung potenzieller Quellen diffuser Emissionen aus CO<sub>2</sub>-Speicherstätten vor. Diese Formulierung könnte zu Diskussionen über den angemessenen Überwachungsaufwand führen, da die langfristige Dichtigkeit des Speichers ohnehin bereits eine Genehmigungsvoraussetzung darstellt. Die Untersuchung kann sich nicht auf die Umgebung der Injektionsbohrungen beschränken, da alle möglichen Leckagewege potenzielle Quellen diffuser Emissionen darstellen. Die erste Herausforderung der Untersuchungen ist die Detektion diffuser Emissionen in einem ausgedehnten Gebiet, bevor der zweite Schritt der Quantifizierung in Angriff genommen werden kann. Diffuse Emissionen sind mittels Berechnungen oder Messungen zu quantifizieren. Dazu können die nach Anlage 2 KSpG 1.1.2 a) – d) erhobenen Daten verwendet werden. Das KSpG fordert die Überwachung der Injektion und

neben den damit verbundenen diffusen Emissionen auch die Bestimmung von Druck, Temperatur, Zusammensetzung, Volumenstrom am Bohrungskopf. Bohrungen sind aber allgemein potenzielle Leckagewege und daher sollten neben Injektionsbohrungen auch Erkundungs-, Alt- und Überwachungsbohrungen mit in die Überwachung einbezogen werden. In der Umgebung dieser Bohrungen sind Messungen möglich. Auch abseits von Bohrungen kann es kleinere Leckagewege entlang natürlicher Heterogenitäten geben, die mit den Erkundungsmethoden nicht erkannt werden konnten. Die Definition diffuser Emissionen in der Monitoring-Verordnung macht bereits die Schwierigkeiten der Detektion und Quantifizierung dieser Emissionen deutlich: unregelmäßige Emissionen, aus nicht lokalisierten Quellen, oder aus Quellen, die zu vielfältig oder zu klein sind, um einzeln überwacht zu werden. Daher kommt hier eher die Berechnung als Ansatz zur Quantifizierung in Frage. Die Methodik hierzu ist im Monitoring-Konzept hinreichend zu dokumentieren und soll auf „Best Practice Leitlinien“ der Industrie beruhen. Solche Leitlinien sind bisher nicht bekannt. Es wird eher so verfahren, dass dort, wo es keine Hinweise auf Leckagen gibt, auch keine angenommen werden. Für die Aufsichtsbehörden stellt sich daher die Frage, ob mit hinreichendem Aufwand nach diffusen Emissionen abseits der Bohrungen gesucht wurde und somit deren Existenz gänzlich ausgeschlossen werden kann.

Störungen im Deckgebirge, seismische Chimneys, Bright-Spots, flache Gasansammlungen, Pockmarks am Meeresboden und Gasaustritte in die Wassersäule können Hinweise auf mögliche Leckagewege und potenzielle diffuse Austrittstellen geben. Sollten solche Phänomene in der Umgebung eines Speichers vorkommen, liegt deren Charakterisierung bei der Speicheruntersuchung und zumindest eine Grundüberwachung nahe, da im Falle signifikanter Abweichungen vom vorhergesehenen Verhalten das Überwachungskonzept zu aktualisieren ist und im Fall, dass dort diffuse Gasaustritte auftreten, diese dann mit dem ursprünglichen geogenen Hintergrund verglichen werden können und dieser zur Berechnung der Emissionen nach der Monitoring-Verordnung berücksichtigt werden kann.

Neben der diffusen Leckage über präexistente Leckagewege oder deren Reaktivierung (ältere, bisher dichte Störungen) können durch die CO<sub>2</sub>-Injektion in Aquifere auch neue Wegsamkeiten für Fluide geschaffen werden, die zu komplexen Leckagewegen (Seal-Bypass-Systemen) führen können (May et al. 2018). Regionen, an denen solche neuen Störungen gebildet werden können, lassen sich aufgrund der natürlichen Heterogenitäten des Untergrundes mittels numerischer Simulationen oder Laborexperimenten nur grob vorhersagen. Daher sind neben der lokalen Überwachung o.g. möglicher Austrittstellen auch Methoden zu einer großräumigen Überwachung potenzieller Austrittsgebiete erforderlich, wie auch nach KSpG, Anlage 2 1.1.3 c) gefordert. Die Messintervalle können sich bei den unterschiedlichen betrachteten räumlichen Skalen unterscheiden. Für die Quantifizierung festgestellter Leckagen (in die Atmosphäre oder Austritte aus dem Speicherkomplex, über Leckagewege im Deckgebirge, in die Wassersäule) sind nach der Monitoring-Verordnung stündliche Bestimmungen der Austrittsraten erforderlich. Die großräumige Beobachtung des Meeresbodens zur Detektion möglicher Leckagen oder diffuser Austritte könnte, wegen des hohen Aufwands und Zeitbedarfs zur flächenhaften Überwachung beispielsweise mittels bathymetrischer Methoden, seltener als stündlich erfolgen.

Neben der auf CO<sub>2</sub> beschränkten Quantifizierung nach dem TEHG könnten andere Treibhausgase bei der Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern berücksichtigt werden, sofern sie Bestandteil des CO<sub>2</sub>-Stroms sind oder durch die Speicherung aus dem Untergrund freigesetzt werden könnten. Das Treibhausgas **Methan** könnte hier problematisch sein, insbesondere bei der Speicherung in erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten: Zwar dürfte es bei Methanaustritten, die am Grund der Nordsee nicht selten sind, möglich sein, biogenes bzw. geogenes Methan von Methananteilen des CO<sub>2</sub>-Stroms zu unterscheiden, beispielsweise mittels deren Kohlenstoffisotopie. Für eine solche Unterscheidung sollten der Gasgehalt der Formationswässer am Speicherort und die Beschaffenheit der Gase im Untergrund bereits in einer Grundüberwachung bei der Speicheruntersuchung mit ermittelt werden. Ob aber geogenes Methan natürlich aus dem Untergrund entweicht oder der Speicherbetrieb Gasaustritte auslöst, z.B. durch die Verdrängung von Formationswässern oder die Schaffung von Wegsamkeiten durch das Abteufen von Bohrungen, ist nicht ohne Weiteres unterscheidbar. Daher sollte die Grundüberwachung nicht nur die Zusammensetzung der natürlicherweise vorkommenden Gase in den verschiedenen Schichten des Untergrunds erfassen, sondern auch den Meeresboden und die Wassersäule flächenhaft auf mögliche Gasaustritte vor Speicherbeginn untersuchen.

Wenn **kontinuierliche Überwachungsdaten** mindestens einmal pro Jahr an die zuständigen Behörden zu übermitteln sind, heißt das, dass mindestens einmal jährlich Daten zu erheben oder auszulesen sind. Unter kontinuierliche Überwachung fallen nach Anlage 2 1.1.2 sowohl ständige, als auch in regelmäßigen Abständen erfolgende Beobachtungen. Wenn die Zeitintervalle von regelmäßigen Beobachtungen jedoch ein Jahr überschreiten, macht eine jährliche Berichterstattung nicht unbedingt Sinn. Ebenso sind unregelmäßige Intervalle denkbar, die sich am Speicherfortschritt orientieren. Ein Beispiel für solche eine diskontinuierlich eingesetzte Überwachungsmethode könnte die Speicherüberwachung mittels seismischer Wiederholungsmessungen in Intervallen von mehr als einem Jahr sein. Angesichts der Unterschiede in der zeitlichen Variabilität einzelner Parameter sind angemessene Messin-

tervale zu wählen, um den Überwachungszwecken gerecht zu werden. Druck und Fließraten an Injektionsbohrungen können kurzfristig variieren, verglichen mit Fluidrücken in hydraulischen Einheiten des Speicherkomplexes. Als kontinuierliche Überwachung können daher recht unterschiedliche Messintervalle angesehen werden. Die Übermittlung von Überwachungsdaten sollte daher in angemessenen, im Überwachungsplan festzulegenden Intervallen erfolgen und nicht für alle Methoden in gleicher Weise pauschal, mindestens einmal jährlich erfolgen.

Die Daten müssen langfristig verfügbar sein, um beispielsweise auch nach Übertragung der Verantwortung noch Vergleiche mit Standortbedingungen vor der Injektion anstellen zu können. Da verschiedene Daten beim Betreiber der Eigenüberwachung und verschiedenen Behörden vorliegen und unterschiedlich verarbeitet und archiviert werden können, und zudem die Betreiber während der Betriebsdauer eines Speichers wechseln könnten, ist es wichtig übergreifende **Datenmanagementpläne** mit Überwachungsplänen zu verknüpfen (IOGP 2023). Grundsätzliche Verantwortlichkeiten, Anforderungen und Archivierungsvorgaben könnten in einer Rechtsverordnung zur Eigenüberwachung mit geregelt werden.

Im Falle signifikanter Abweichungen zwischen dem beobachteten und dem prognostizierten Verhalten des Speichers kann die Erhebung zusätzlicher Daten erforderlich werden (Anlage 2 KSpG 1.2.2). Hingegen könnte in der Phase der Nachsorge (§18) die Datenerhebung gegenüber der Betriebsphase eingeschränkt werden. In einem aktualisierten Überwachungskonzept (§17 (2)) könnte u. a. auf die Messung von Injektionsraten und die Untersuchung der Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Stroms verzichtet werden.

Für die **Auswahl der Überwachungsmethoden** sind nach Anlage 2 1.1.3 die besten, zum Planungszeitpunkt verfügbaren Verfahren zu verwenden. Daraus resultieren die Fragen, welches die besten Verfahren sind und woran sich deren Verfügbarkeit bemisst.

An Forschungsspeichern, natürlichen CO<sub>2</sub>-Austritten an Land und am Meeresboden oder in Feldversuchen zur CO<sub>2</sub>-Ausbreitung in marinen Sedimenten und in der Wassersäule wurden eine Vielzahl möglicher Überwachungsmethoden eingesetzt, verglichen und entwickelt. Nicht alle der erprobten Methoden sind aber für die behördlich geforderte Überwachung industrieller Speicher erforderlich wie beispielsweise die unterschiedlichen Überwachungspläne der Speicher Sleipner (offshore Norwegen) oder Decatur (USA, Festland) zeigen. Daher stellt sich für Betreiber und Behörden die Frage, wieviel Überwachung nötig und angemessen ist unter Berücksichtigung der standortspezifischen Risiken. Tucker et al. (2013) diskutieren Kriterien zur Auswahl verschiedener Methoden zur Überwachung eines bewilligten, aber nicht eingerichteten CO<sub>2</sub>-Speichers in der britischen Nordsee. Dieses Beispiel der geplanten Speicherung im Golden Eye-Feld (Schottische Nordsee) zeigt, dass eine allgemein verbindliche Vorgabe bester Überwachungstechnologien angesichts der standortabhängigen Eigenheiten der Speicherstätten nicht sinnvoll ist. Zudem existiert kein anerkannter Stand der Technik, in dem Überwachungsmethoden empfohlen werden. Die ISO Norm 27914:2017 definiert auch nur allgemeine Anforderungen an Überwachungsprogramme und listet exemplarische Parameter auf.

Aufgrund der Untersuchungsergebnisse und der Risikobewertung müssen individuelle für die jeweiligen Speicherstätten angepasste Überwachungskonzepte entwickelt werden. Kriterien zur Auswahl der besten Technologien könnten rein technische sein, deren Eignung unter den erwarteten Einsatzbedingungen, anhand von Experimenten oder Simulation abgeschätzt und verglichen werden könnten, z.B.:

- minimal auflösbare Massen, Volumina, Konzentrationen, Flüsse, Druckänderungen von CO<sub>2</sub>-Strömen, deren Bestandteilen oder verdrängtem Formationswasser oder Kohlenwasserstoffen
- minimal erforderliche zeitliche und räumliche Messpunktdichten und räumliches Auflösungsvermögen
- Reichweite und mögliche räumliche Abdeckung
- Genauigkeit der Messverfahren
- Robustheit und Lebensdauer der Geräte sowie Wartungsintervalle und -Aufwand

Daneben könnten weitere, eher qualitative Kriterien berücksichtigt werden:

- Beeinflussung der Umwelt durch die Überwachung
- Nutzungskonflikte
- Kosten
- Speichersicherheit
- Erkenntnisgewinn über den Speicherkomplex und Speicherprozesse
- Methodenentwicklung
- wissenschaftlicher Fortschritt

Die Auswahl der besten Überwachungsverfahren wird sinnvollerweise auf einer multikriteriellen Bewertung beruhen, die nur semi-quantitativ sein kann. Daher sollte, möglichst vor Erstellung des Überwachungskonzeptes, ein Konsens zwischen Behörden und Antragstellern über die maßgeblichen Kriterien für den Methodenvergleich und die -auswahl angestrebt werden.

Bei der Verfügbarkeit von Überwachungsverfahren (Material, kompetente Personen, benötigte Infrastruktur etc.) stellt sich unter Umständen die Frage, ob eine Technologie zu angemessenen Kosten zum Planungszeitpunkt am Markt erhältlich ist oder in Auftrag gegeben werden kann.

Bei der Aktualisierung der Überwachungskonzepte ist nach §20 (2) neuen Erkenntnissen in der Einschätzung von technischen Entwicklungen Rechnung zu tragen. Diese Formulierung bedeutet nicht, dass jede neuentwickelte Technik zwangsläufig in der Überwachung eingesetzt werden muss. Angesichts der Vergleichbarkeit von Messungen mit der Grundüberwachung kann es auch sinnvoll sein, auf neue Verfahren zu verzichten, insbesondere zur nachvollziehbaren Verfolgung langfristiger Entwicklungen. Zudem müssen neue oder verbesserte Verfahren in einer multikriteriellen Bewertung nicht zwangsläufig besser abschneiden als ältere Verfahren. Ist mit neuen Verfahren aber ein zusätzlicher Erkenntnisgewinn verbunden oder eine höhere Auflösung des Speicherkomplexes und der darin herrschenden Bedingungen und ablaufenden Prozesse, sollten diese Verfahren die bestehenden Verfahren ergänzen oder ersetzen, wenn dadurch die Kontinuität der langfristigen Beobachtung nicht beeinträchtigt wird.

### 1.2.4 Prinzipielle Möglichkeiten der dauerhaften Überwachung, nach der Übertragung der Verantwortung

Bei der dauerhaften Überwachung nach Übertragung der Verantwortung könnte die Unterscheidung von Überwachungszuständen helfen, die Überwachung auf einen angemessenen Aufwand zu begrenzen:

- Minimalüberwachung im Normalfall,
- Verstärkte Überwachung bei Abweichung vom erwarteten Zuständen.

Die **Minimalüberwachung** dient der Detektion von Leckagen sowie erheblichen Unregelmäßigkeiten, d. h. von Merkmalen, Ereignissen und Prozessen, die mit einem Leckagerisiko oder einem Risiko für Mensch und Umwelt verbunden sind. Diese Anforderung ist sehr umfassend, da der Austritt von CO<sub>2</sub> aus dem Speicherkomplex (Leckage) eine aufwändige Überwachung des (tiefen) Untergrunds entlang der Grenzfläche des Speicherkomplexes bedeuten würde, die ja auch in der Betriebsüberwachung nicht lückenlos überwacht werden kann. Angesichts der Ewigkeitskosten für diese Daueraufgabe sollten Aufwand und Nutzen sorgfältig abgewogen werden. Die Überwachung könnte sich auf Schlüsselpositionen wie Spillpoints, Scheitelpunkte, Bohrungen oder Störungen, eventuell auch auf wichtige Punkte zur Überwachung ausgewählter Schutzgüter, beschränken. Wenn man die Überwachung des Speicherkomplexes auf Methoden beschränken will, welche der Beobachtung des Meeresbodens und der Wassersäule dienen, oder auf solche, die von der Meeresoberfläche her angewandt werden können, ließe sich der Überwachungsaufwand reduzieren. Bei einem im Speicherkomplex zur Ruhe gekommenen, ortsfesten CO<sub>2</sub>-Strom ließe sich die Überwachung möglicherweise weiter verringern und auf empfindliche Schutzgüter beschränken.

Wird die Verantwortung übertragen, solange der CO<sub>2</sub>-Strom noch nicht zur Ruhe gekommen ist und auf dem Weg zur erwarteten ortsfesten Position migriert, dürften die Anforderungen an die dauerhafte Überwachung höher sein, um die Ausbreitung des CO<sub>2</sub>-Stroms im Speicherkomplex zu verfolgen und um Abweichungen vom modellierten Verhalten oder Leckagen frühzeitig im Untergrund erkennen zu können, bevor Fluide den Meeresboden bzw. die Wassersäule erreichen und dort festgestellt werden können. Je mehr der CO<sub>2</sub>-Strom zur Ruhe kommt, desto länger könnten Intervalle einer diskontinuierlichen Überwachung werden.

Zur Minimierung des Aufwandes könnten Instrumente zur Überwachung der Wassersäule oder des Meeresbodens mit Datenfernübertragung in der verkehrsreichen Nordsee an regelmäßig verkehrenden Wasserfahrzeugen installiert werden.

Unabhängig von der rechtlich geforderten Überwachung zwecks Erkennung erheblicher Unregelmäßigkeiten oder Leckagen aus dem Speicherkomplex sind geotechnisch abgestufte Überwachungskonzepte möglich und sinnvoll für die langfristige Überwachung von Speichern im marinen Bereich (Kap 3). Es erscheint sinnvoll, den § 31 (5) in dieser Hinsicht zu ergänzen und zu präzisieren (Kap. 4).

Die **verstärkte Überwachung** wird erforderlich, wenn sich aus der Minimalüberwachung Anzeichen auf erhebliche Unregelmäßigkeiten, oder Leckagen ergeben. Eine Überwachung mit Methoden der Eigenüberwachung während des Speicherbetriebs ist dann vermutlich erforderlich. Darüber hinaus werden dann aber gezielte, auf den Ort der festgestellten Anzeichen ausgelegte Beobachtungen und zusätzliche Untersuchungen zur Ursachenforschung erforderlich sein. Sollte durch die intensivierete Überwachung keine erhebliche Unregelmäßigkeit festgestellt werden (andere Ursachen für die Anzeichen, keine Risiken für die gesetzlich genannten Schutzgüter), kann die Überwachung wieder reduziert werden. Sollte sich eine Leckage bestätigen, ist mit der quantitativen Ermittlung des

Ausmaßes der Leckage zu beginnen und diese bis zur Bestätigung der erfolgreichen Beseitigung der Leckage fortzuführen. Methoden der Überwachung an Injektionsbohrungen sind nach deren Rückbau nicht mehr einsetzbar. Der Einsatz bohrlochbasierter Methoden würde ggf. Neubohrungen erforderlich machen.

## 1.2.5 Geotechnische Konsequenzen der Überwachung

Nach §23 (1) hat der Betreiber bei Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten

1. die zuständigen Behörden unverzüglich über Art und Ausmaß zu informieren und
2. geeignete Maßnahmen zu treffen, um die Leckage oder die erhebliche Unregelmäßigkeit vollständig zu beseitigen und weitere Leckagen und erhebliche Unregelmäßigkeiten zu verhüten, insbesondere durch das Ergreifen von Maßnahmen, die im Sicherheitsnachweis nach § 19 Satz 3 vorgesehen sind.

Anforderungen an den Sicherheitsnachweis können in einer Rechtsverordnung näher bestimmt werden (§26 (2)). Diese existiert bisher nicht, und daher ist auch nicht näher bestimmt, welche Art von Maßnahmen bei erheblichen Unregelmäßigkeiten und Leckagen zu ergreifen sind.

Die Feststellung einer Leckage beruht auf Fachdaten aus der Überwachung und erfordert darüber hinaus eine Bewertung dieser Daten, um festzustellen, ob die Daten tatsächlich eine erhebliche Abweichung oder Leckage anzeigen. Um das Ausmaß der Abweichung oder Leckage zu bestimmen, sind Quantifizierungen nötig, mittels vorhandener oder zusätzlich zu erhebender Fachdaten und darauf aufbauender Auswertungen.

Erhebliche Unregelmäßigkeiten können sich auf Speicher- und Injektionsvorgänge beziehen sowie auf den Zustand des Speicherkomplexes. Die Detektion einer Unregelmäßigkeit erfordert für Speicher- und Injektionsvorgänge den Vergleich mit einem Bezugsszenario. Dieses kann auf dem bis dahin beobachteten Verhalten (Überwachungsdaten) und/oder auf Prognosen zur Injektion und Ausbreitung des CO<sub>2</sub> im Speicher beruhen (dynamische Modellierung). Beim Zustand des Speicherkomplexes wird vielfach dessen bei der Charakterisierung festgestellter Zustand vor der CO<sub>2</sub>-Speicherung als Bezug dienen können. Es können aber ebenfalls Vergleiche mit dem simulierten Speicherverhalten angestellt werden, beispielsweise hinsichtlich der Veränderungen der Speichergesteine aufgrund geochemischer Reaktionen mit dem CO<sub>2</sub>-Strom.

Die Informationen zu **Bezugsszenarien oder Ausgangszuständen** sind mit Unsicherheiten behaftet. Die Heterogenität der charakterisierten Natur- und Umweltbereiche und die Variabilität verschiedener Messgrößen sind oft groß. Hinzu kommen die Unsicherheiten aufgrund der eingesetzten Erkundungsverfahren, beispielsweise das begrenzte Auflösungsvermögen seismischer Untersuchungen. Die Streuung der Messwerte ist bei der Datenerhebung mit zu bestimmen, was gute Praxis von Wissenschaft und Technik ist. Diese Unsicherheiten, Vereinfachungen und Annahmen gehen auch in die dynamischen Simulationen ein. Mittels multipler Simulationen ist die Sensibilität der dynamischen Modelle bezüglich der verwendeten Parameter für die Risikobewertung zu ermitteln (Anlage I 3.2). Die so festgestellten Unsicherheiten der dynamischen Simulationen sind ebenfalls zu berücksichtigen, wenn Abweichungen vom modellierten Injektions- oder Speicherverhalten festgestellt werden sollen.

Die Kenntnis der Unsicherheit der Bezugsszenarien und Ausgangszustände ist bei der Festlegung von Schwellenwerten erforderlich. Die praktischen Schwierigkeiten bei der Festlegung von **Schwellenwerten** werden anhand von zwei Beispielen aus der Umweltüberwachung illustriert (May und Waldmann 2014). Im ersten Beispiel sind geochemische Daten von Grund- und Quellwässern aus einer Region mit natürlichen CO<sub>2</sub>-Vorkommen dargestellt (Abbildung 2). Es zeigt erstens, dass unterschiedliche Parameter für den Nachweis von CO<sub>2</sub>-Austritten in Grundwässern gewählt werden können, und zweitens, dass es Schnittmengen gibt zwischen CO<sub>2</sub>-beeinflussten Wässern und den nicht davon geprägten Wässern der Umgebung. Als Beispiele für mögliche Schwellenwerte zur Diskriminierung der Gruppen wurden Mittelwerte plus der einfachen Standardabweichung gewählt. Dabei sind im Fall des Parameters CO<sub>2</sub>-Konzentration zwei Schwellenwerte möglich, je nachdem, ob man als Null angegebene Werte (nicht bestimmt, unterhalb der Nachweisgrenzen oder nicht vorhanden) in den Mittelwert mit einrechnet (Karos, oberer Schwellenwert) oder nicht (Kreise, unterer Schwellenwert).

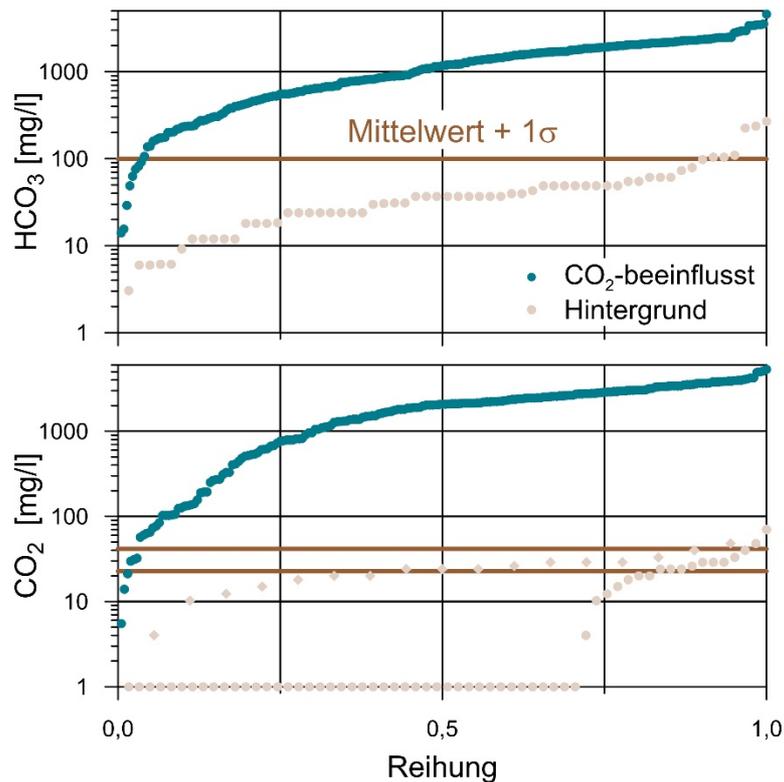


Abbildung 2. Sortierte Reihenfolge der  $\text{CO}_2$ - und  $\text{HCO}_3^-$ -Konzentrationen in Quell- und Grundwässern der Westeifel mit und ohne  $\text{CO}_2$ -Beeinflussung und mögliche Schwellenwerte zur Unterscheidung der beiden Gruppen.

Das zweite Beispiel (Abbildung 3) zeigt die natürliche zeitliche Variabilität der  $\text{CO}_2$ -Flüsse aus der Bodenluft am Standort des Forschungsspeichers in Ketzin. Es zeigt, dass sowohl Überschreitungen als auch Unterschreitungen von Schwellenwerten bedeutsam sein können. Unterschreitungen könnten in diesem Fall beispielsweise auf eine Fehlfunktion der Überwachungseinrichtungen hinweisen. Es zeigt ebenfalls, dass eine Schwellenwertfunktion (der Zeit) Abweichungen eher und sicherer erkennen lässt, als ein fixer Schwellenwert.

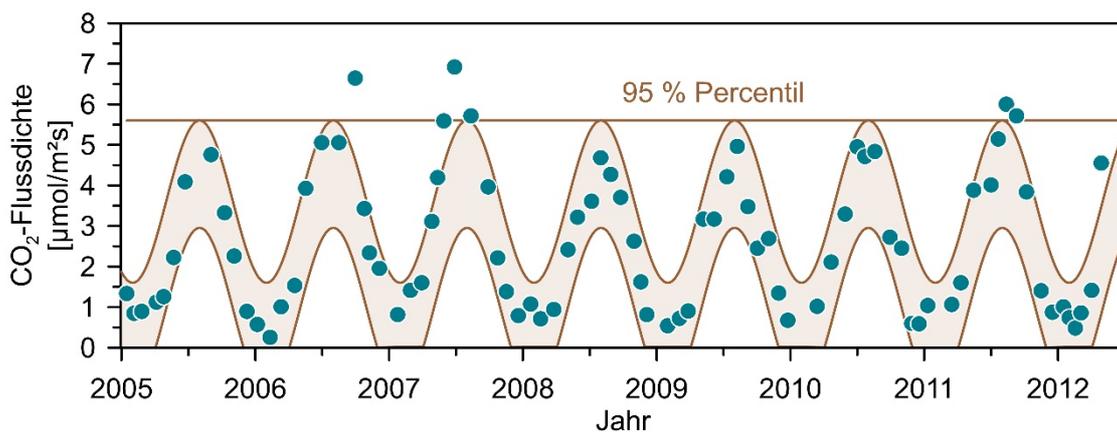


Abbildung 3. Durchschnittliche  $\text{CO}_2$ -Flussdichten an 20 Überwachungspunkten an der Erdoberfläche über dem  $\text{CO}_2$ -Speicher Ketzin. Die angezeigte Sinusfunktion der natürlichen Variation hat eine Bandbreite vom 0,6-fachen der einfachen Standardabweichung des Mittelwertes. Messwerte der Flussdichte übernommen aus Liebscher et al. (2012).

Nicht nur die Bezugsszenarien und Ausgangszustände beinhalten Unsicherheiten, auch die Überwachungswerte unterliegen einer Streuung, aufgrund der zugrundeliegenden Vorgänge oder der Messverfahren, begrenzter Genauigkeit oder systematischen Fehlern, so dass auch hier eine angemessene Toleranz berücksichtigt werden sollte, beispielsweise durch die Bildung von Mittelwerten.

Niedrige Schwellenwerte könnten häufige „Fehlalarme“ auslösen. Hohe Schwellenwerte könnten dazu führen, dass Unregelmäßigkeiten und Leckagen spät oder nicht erkannt werden. Beispielsweise würden sich für die in Abbildung 2 dargestellten Hydrogenkarbonatkonzentrationen bei 10 % der Messwerte unbegründete Abweichungen (Fehlalarm) und bei 4 % unentdeckte Abweichungen ergeben, wenn es sich um Überwachungsdaten eines Speichers handelte und als Schwelle der Mittelwert zuzüglich der einfachen Standardabweichung gewählt worden wäre. Beides gegeneinander abzuwägen ist eine Herausforderung, da aus Sicht des Umweltschutzes möglichst keine Leckage unerkannt bleiben sollte, während aus geotechnischen Gründen der Speicherbetrieb möglichst ununterbrochen laufen sollte. Injektionsstopps mit einem Ablassen des CO<sub>2</sub>-Stroms könnten unter Umständen zu mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen führen als geringfügige Leckagen.

Das Problem, angesichts natürlicher und technischer Unsicherheiten angemessene Schwellenwerte zu definieren, müssen im Einzelfall Betreiber und Genehmigungsbehörden auf der Grundlage der Untersuchungsdaten lösen. Schwellenwerte sollten möglichst keine fixen Werte darstellen, sondern Funktionen von Ort, Zeit, oder Umweltparametern darstellen. Schwellenwerte oder Funktionen könnten im Überwachungskonzept festgelegt werden. So bestände die Möglichkeit, diese Werte oder Funktionen bei der Aktualisierung des Konzeptes erforderlichenfalls entsprechend den bis dahin gemachten Betriebserfahrungen anzupassen, um Fehldiagnosen zu vermeiden. Es könnten auch statistische Verfahren zur kontinuierlichen Prognose von Umweltparametern zur laufenden Aktualisierung von Schwellenwerten aufgrund der bis dahin erhobenen Überwachungsdaten sinnvoll sein (Möller und Schlömer 2021).

Auch wenn Überwachungsparameter Werte außerhalb des erwarteten Bereichs liefern, ist noch eine Bewertung dieser Beobachtung erforderlich.

- a) Unregelmäßigkeiten sind nur dann erheblich, wenn diese mit einem Leckagerisiko oder einem Risiko für Mensch oder Umwelt verbunden sind. Um das zu ermitteln, sind gegebenenfalls neue dynamische Simulationen zur Charakterisierung und Bewertung von Gefahren und Folgeabschätzungen erforderlich.
- b) Bei Anzeichen für Leckagen ist nachzuweisen, dass es sich tatsächlich um CO<sub>2</sub> oder Nebenbestandteile aus dem Speicherkomplex handelt und andere Ursachen auszuschließen sind. Dieser Nachweis kann jedoch zusätzliche Untersuchungen erfordern. Dies war beispielsweise der Fall, als aufgrund von Gasaustritten auf der Kerr Farm eine Leckage aus dem Weyburn CO<sub>2</sub>-EOR-Projekt postuliert wurde, die sich dann aufgrund zusätzlich durchgeführter Untersuchungen als nichtig erwies (Romanak et al. 2013).

Diese Bewertung der Überwachungsdaten kann zeitaufwändig sein. Der §23 verlangt jedoch unverzügliches Handeln. Daher könnten **abgestufte Maßnahmenpläne** bei der Überschreitung von Schwellenwerten sinnvoll sein. Sie sollten im Sicherheitsnachweis beinhaltet sein. Beispiele für solche Abstufungen wurden u.a. von v. Goerne et al. (2010) vorgeschlagen. So könnte bei Abweichungen sofort reagiert werden, ohne gleich die Injektion stoppen und eventuell CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre ablassen zu müssen.

Schematisch ist ein solches Vorgehen für mögliche Anzeichen auf einen CO<sub>2</sub>-Austritt am Meeresboden in Abbildung 4 dargestellt. Zunächst könnte an der Überwachungseinrichtung geprüft werden, ob nicht eine technische Störung zu Messwerten geführt haben könnte, die von zuvor bestimmten Werten abweichen oder außerhalb der erwarteten Werte liegen und Schwellenwerte überschritten haben, bevor mit zusätzlichen Untersuchungen nach einem Gasaustritt gesucht würde, welcher unter Umständen natürlichen Ursprungs sein könnte. Bei Leckagen sieht das Gesetz keine Toleranz und sofortige Maßnahmen zu deren Beseitigung vor. Es ist dennoch überlegenswert, ob nicht auch wie für Unregelmäßigkeiten geprüft werden könnte, ob von den festgestellten CO<sub>2</sub>-Flüssen eine Gefährdung von Mensch und Umwelt zu erwarten ist, oder ob dennoch ein Weiterbetrieb mit einem aktualisierten Überwachungsplan möglich sein könnte. Dieses würde eine Änderung des §23 (1) 2. erfordern (siehe Vorschlag in Kapitel 4).

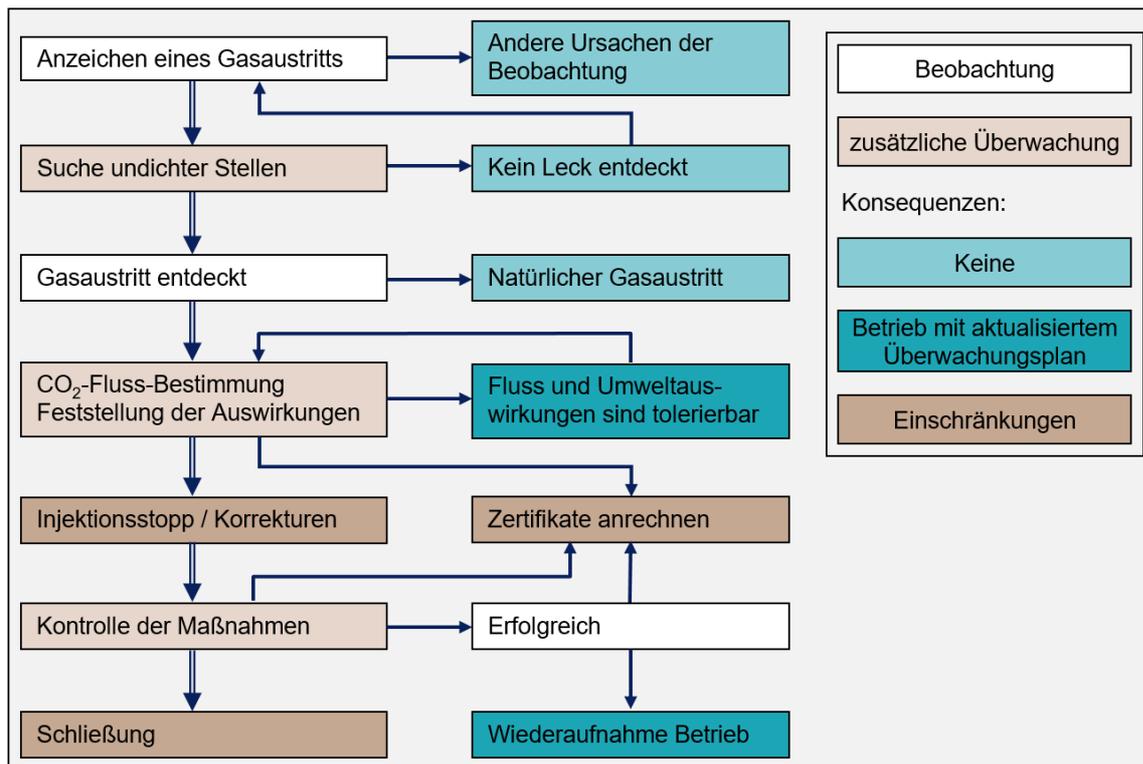


Abbildung 4. Schematische Darstellung eines abgestuften Vorgehens bei möglichen Anzeichen für CO<sub>2</sub>-Leckagen (nach von Goerne et al. 2010).

### 1.3 Umweltauswirkungen von Untersuchung und Überwachung

Umweltauswirkungen können bei der Speicheruntersuchung und -einrichtung, bei dessen Betrieb und auch noch nach Beendigung des Betriebs auftreten. Grundlagen zur Bewertung der mit der vorgesehenen Speicherung verbundenen Umweltauswirkungen sind nach §5 (3) vom Umweltbundesamt zu erarbeiten. Umweltgüter sind zu schützen oder nach der Untersuchung ordnungsgemäß wiederherzustellen (§7 (1) 6. a)).

#### 1.3.1 Meeresumwelt und Naturschutzgebiete

Untersuchungsgenehmigungen setzen voraus, dass Beeinträchtigungen der **Meeresumwelt** nicht zu besorgen sind (§7 (1) 7.) Umwelt ist in §3 KSpG recht umfassend definiert und beinhaltet mehr als nur marine Schutzgüter, z.B. Landschaft und Kulturgüter. Die Meeresumwelt beinhaltet laut Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) das Meerwasser und dessen biologische, chemische und physikalische Beschaffenheit, Fische, Schiffe, Meeresvögel, die Beschaffenheit des Meeresbodens und der (oberflächennahen, unverfestigten) Sedimente. Beim Schutz der Meeresumwelt sind aber auch deren unterschiedliche Nutzungen, wie sie in der marinen Raumplanung vorgesehen sind, zu berücksichtigen (vgl. Geostor Arbeitspaket 5.1, Kapitel 1.3.2). In diesem Kapitel wird sich auf mögliche Beeinträchtigungen der Meeresumwelt beschränkt.

Im Zentrum der Bemühungen zum Schutz der Meeresumwelt stehen die Meeresbewohner und deren Habitate. Zu diesem Zweck wurden marine **Naturschutzgebiete** eingerichtet. Die jeweiligen Schutzgebietsverordnungen der Naturschutzgebiete in Nord- und Ostsee, wie u. a. die NSGSyIV enthalten keine expliziten Aussagen zur möglichen CO<sub>2</sub>-Speicherung, weder zur Möglichkeit noch zum Verbot. Jedoch befasst sich das Bundesamt für Naturschutz (BfN) auch mit der möglichen Aufsuchung und dem Betrieb von CO<sub>2</sub>-Speichern in marinen Naturschutzgebieten: „Die Aufsuchung von Kohlendioxid-Lagerstätten und die Kohlendioxid-Speicherung stellen eine potenzielle (zukünftige) Nutzung dar, die prinzipiell in allen Schutzgebieten in der deutschen AWZ der Nordsee möglich ist.“ (BfN 2017), obwohl diese, zumindest temporäre Auswirkungen auf alle Schutzgüter im NSG „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“, welches in dem Bericht als potenzielles Speichergebiet betrachtet wird, zur Folge hätte. Wirkfaktoren und mögliche Auswirkungen auf Schutzgüter werden ebenfalls in dem Bericht aufgeführt.

Fische oder allgemein Wirbeltiere des Meeres können durch seismische Untersuchungen gestört, verletzt oder getötet werden. Maßnahmen zum Schutz von Meeressäugern (Schweinswale) sind Gegenstand des Geostor Arbeitspaketes 4. Neben seismischen Untersuchungen könnten auch anderweitiger Lärm und Störungen bei Untersuchung und Überwachung von Speichern zur Beeinträchtigung von Meeresbewohnern führen. Das BfN (2017) befürchtet potenzielle Gesamtauswirkungen auf die Lebensraumtypen und Biotope, sowie die Schutzgutgruppen Fische und Neunaugen, Wale, Robben, Benthosfresser, Wassersäulenfresser und Oberflächenfresser im Schutzgebiet „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“, neben den akustischen Belastungen, auch durch Stoffeinträge oder Trübungen. Elektromagnetische Felder könnten zudem bei einigen geophysikalischen Methoden als Wirkfaktoren auftreten.

Im Vorranggebiet für den Naturschutz, des Naturschutzgebietes „Sylter Außenriff – Östliche Deutsche Bucht“ befinden sich Vorbehaltsgebiete für den Sand- und Kiesabbau. Die Erdgasförderplattform und Teile des Feldes „A6/B4“ befinden sich im Naturschutzgebiet Doggerbank. Das Kohlenwasserstoff-Erlaubnisfeld NE3-0005-01 sowie das Bewilligungsfeld NB3-0004-00 befindet sich in Teilen des Naturschutzgebietes „Borkum Riffgrund“. Mehrfachnutzungen sind auch in Naturschutzgebieten nach Prüfung der Verträglichkeit mit dem jeweiligen Schutzzweck genehmigungsfähig und in den einzelnen Schutzgebietsverordnungen für die Naturschutzgebiete in der Nordsee bezeichnet (BfN 2017). Laut AWZROVAnI ist „in den Bereichen, in denen es zu einer Überlagerung der Vorranggebiete Naturschutz mit Vorbehaltsgebieten für die Gewinnung von Kohlenwasserstoffen kommt, ... die Rohstoffgewinnung aus raumordnerischer Sicht mit dem jeweiligen Vorranggebiet Naturschutz vereinbar.“

Da die Aufsuchung und Gewinnung von Kohlenwasserstoffen mit der Erkundung von CO<sub>2</sub>-Speichern und der Injektion von CO<sub>2</sub> mittels Tiefbohrungen eine geotechnisch in vielen Aspekten vergleichbare Nutzung des Untergrundes darstellt, ist zu überlegen, ob die CO<sub>2</sub>-Speicherung unter Auflagen nicht auch mit dem Naturschutz vereinbar sein könnte.

### 1.3.2 Mögliche Beeinträchtigungen weiterer Schutzgüter der Meeresumwelt

Die **Beschaffenheit des Meerwassers** sollte durch die meisten Erkundungsmethoden nicht beeinflusst werden. Bei Erkundungsbohrungen entsprechend der technischen Regeln sollten Austritte von Formationsfluiden nicht vorkommen. Dennoch sind hier Vorkehrungen zu treffen, um auch im Fall unvorhergesehener Havarien handlungsfähig zu sein. „Subsea Blowout Preventer“ gehören zu den wichtigsten Vorkehrungen zur Vermeidung von Fluidaustritten. Für im Zuge von hydraulischen Tests oder im Speicherbetrieb gefördertes Formationswasser gibt die OffshoreBergV Grenzwerte des Ölgehalts für dessen Einleitung ins Meer an. Für andere Inhaltsstoffe der teilweise hochkonzentrierten und ökotoxischen Solen werden darin keine Grenzwerte angegeben. In der gut durchmischten Nordsee sind Auswirkungen voraussichtlich eher lokal begrenzt als in der Ostsee. Der Geltungsbereich dieser Verordnung beinhaltet u.a. Untergrundspeicher im Offshore-Bereich, wobei der Speicherzweck und das Speichermedium nicht näher bezeichnet sind und daher CO<sub>2</sub>-Ströme und deren dauerhafte Speicherung miteinschließen könnte (Vorschlag in Kap. 4).

**Eingriffe in den Meeresboden** sind für die Installation von Geräten zur Grund- und Betriebsüberwachung punktuell erforderlich. Eine ordnungsgemäße Wiederherstellung des Meeresbodens, entsprechend (§7 (1) 6. a)) sollte zumindest den Abbau der am Meeresboden installierten Ausrüstung, nach deren Nutzung beinhalten. Dabei sollte ein Weiterbetrieb von Erkundungseinrichtungen zur Grundüberwachung, nach der Untersuchung bis zur Entscheidung über Speicheranträge und ggf. darüber hinaus, für Überwachungszwecke möglich sein, da das KSpG an dieser Stelle keine unverzügliche Wiederherstellung verlangt.

Für die ordnungsgemäße Beseitigung bei der Untersuchung anfallender Abfälle, wie z.B. Bohrklein können Verordnungen nach § 24 erlassen werden. Dabei könnte auf die OffshoreBergV insgesamt oder auf Teile der Verordnung verwiesen oder deren Geltungsbereich erweitert werden, wenn dieser nicht ohnehin schon nach §1 (2) 1. OffshoreBergV „für das Untersuchen des Untergrundes auf seine Eignung zur Errichtung von Untergrundspeichern im Offshore-Bereich“ auf die Untersuchung von CO<sub>2</sub>-Speichern anzuwenden ist. Gemäß §5 OffshoreBergV dürfen bei Tiefbohrungen gefördertes Bohrklein und Bohrspülung nur unter Auflagen und nach Genehmigung durch die zuständige Behörde oder bei Spülungen auf Wasserbasis, unter Berücksichtigung der natürlichen Gegebenheiten, ins Meer, außerhalb der Küstengewässer eingebracht werden. Da einzelne Spezies auf geeignete Sedimente am Meeresboden angewiesen sind, ist gegebenenfalls darauf Rücksicht zu nehmen, beispielsweise im Vorbehaltsgebiet „Fischerei Kaisergranat“, in der Nordsee (Anlage zur AWZROV 2.2.5 (1)).

Die Genehmigung von Standortuntersuchungen setzt ebenfalls voraus, dass **Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs** nicht beeinträchtigt wird (§7 (1) 7. a)). Diese Anforderung könnte zu Einschränkungen bei der Auswahl von möglichen Untersuchungsgebieten führen, in:

- a) Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für die Schifffahrt, vor allem, die Errichtung von Bauwerken und Anlagen
- b) Windparks, in denen der Abstand der Windenergieanlagen nicht zum sicheren manövrieren sperriger Anlagen ausreichen würde, z.B. Bohrplattformen, von Schiffen geschleppte Ausrüstung zur seismischen Erkundung des Meeresuntergrundes.

In anderen Gebieten könnte es die Leichtigkeit des Verkehrs erfordern, die Erkundungsarbeiten auf geeignete Tageszeiten und Witterungsbedingungen zu beschränken, so dass beispielsweise auf Sicht navigiert werden kann.

**Offshore-Windparks** sind von Sicherheitszonen von 500 m umgeben (§53 WindSeeG), in denen ein Befahrungsverbot für die allgemeine Schifffahrt gilt (§7 SeeStrOV). Ausnahmen zum Befahren kann die zur Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes gehörende Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt im Einzelfall, unter Bedingungen und Auflagen, im Einvernehmen mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, für Fahrzeuge von bis zu 24 m Rumpflänge zulassen. Diese Bedingungen sind in Allgemeinverfügungen für die einzelnen Windparks geregelt. Fahrzeuge, die der Forschung, der Errichtung, Wartung, Versorgung und dem Betrieb der o.g. Offshore-Anlagen dienen oder zu Bergungs- und Rettungszwecken eingesetzt werden, sind vom Befahrungsverbot ausgenommen.

Die Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt hat begonnen, Windparks für den Verkehr zu öffnen. Beispielsweise erlaubt die Allgemeinverfügung zum Befahren der gemeinsamen Sicherheitszone um die Offshore-Windparks „Nordsee Ost“ und „Meerwind Süd/Ost“ sowie die Konverterplattformen „HelWin alpha“ und „HelWin beta“ vom 13. Juli 2021 das Befahren, wenn

- a) die Länge der Fahrzeuge 24 m nicht übersteigt,
- b) die Windstärke 6 Bft nicht übersteigt,
- c) die Fahrzeuge eine AIS-Anlage in der Sicherheitszone eingeschaltet haben,
- d) die Regeln einer guten Seemannschaft und mit der entsprechenden Sorgfalt beachtet werden,
- e) die Sichtweite mehr als 1000 beträgt,
- f) vor Anlagen zu meereskundlichen Untersuchungen (vor allem Messstellen) gewarnt wird,
- g) die Sicherheitszonen direkt durchfahren werden
- h) mindestens 150 m Abstand zu den Windenergieanlagen eingehalten werden
- i) mindestens 1000 m Abstand zu Plattformen (insbesondere Umspannwerken und Konverterplattformen) eingehalten werden.
- j) Von den Windenergieanlagen selbst ist ein Abstand von mindestens 50 m einzuhalten, bei Arbeiten an den Windkraftanlagen mindestens 1000 m (Karstens 2019).

Die Abstände von Windenergieanlagen betragen typischerweise 500 bis 800 m (Hottmann 2022). Abzüglich der Sicherheitsabstände ergeben sich daraus die Breiten der theoretisch für Untersuchungen und Überwachung nutzbaren Gassen durch Offshore-Windparks. Ein Manövrieren oder Wenden innerhalb dieser Gassen ist nach g) nicht gestattet. Von Schiffen geschleppte Anlagen zur meereskundlichen Untersuchung könnten auch Geräte zur Untersuchung der Wassersäule, des Meeresbodens und der darunterliegenden Schichten beinhalten, vor denen nach f) zu warnen ist. Abzüglich der Sicherheitsabstände zu Windenergieanlagen verbleiben zwischen den Windrädern Gassen, von etwa 300 bis 500 m Breite, die für die Befahrung zwecks Untersuchungen oder Überwachung genutzt werden könnten.

Für die konventionelle marine Seismik werden ein oder mehrere Messkabel hinter den Schiffen hergeschleppt. Wird nur ein Kabel verwendet, beträgt dessen Länge meist 3-6 km, aber auch bis zu 8 km. Die Durchführung konventioneller seismischer Aufnahmen ist in Windparks daher kaum möglich. Die britische North Sea Transition Authority (2022a) sieht seismische Aufnahmen mit langen Auslagen in Windparks als Herausforderung und als nicht akzeptables Risiko an.

Kommen für die seismischen Aufnahmen mehrere Kabel parallel zum Einsatz, wird die Länge der einzelnen Kabel kürzer. Die Breite solcher p-Kabel-Anordnungen beträgt etwa 150 - 200 m und wäre laut North Sea Transition Authority (NSTA 2022a) auch in Windparks mit begrenzter flächenhafter Überdeckung des Speicherkomplexes einsetzbar. Die Auflösung der Messungen mit p-Kabel-Anordnung ist hoch in geringen Tiefen, die Abbildung des tieferen Meeresuntergrundes und des Speicherinhalts sind beschränkt. Für die Überwachung möglicher Leckagepfade im Deckgebirge können solche „Mini Streamer“-Untersuchungen gut geeignet sein (Deghan-Niri et al. 2022). Konventionelle Schiffe für die Seeseismik überschreiten die in Windparks maximale mögliche Länge von 24 m bei Weitem. Für p-Kabelauslagen ist ein Pfahlzug von 5 Tonnen ausreichend (Geometrics 2022), der schon von kleinen Schleppern aufgebracht werden kann (z.B. Fairplay Amargo, 16,56 m Länge, 16,5 Tonnen Pfahlzug). Zudem kommt dieses Verfahren mit einer geringeren Energie der Schallquellen aus, was die Meeressäuger schont.

Über die Länge und Breite geschleppter Ausrüstung für meereskundliche Untersuchungen macht die Allgemeinverfügung zum Befahren der gemeinsamen Sicherheitszone um die Offshore-Windparks keine Angabe. Der Einsatz von Schlepp- und Treibnetzen oder ähnlichen Fischereigeräten ist in der Sicherheitszone jedoch untersagt. Die Befahrung der Windparks mittels autonomer Unterwasserfahrzeuge ist nicht in der Verfügung geregelt.

Als vielversprechende Entwicklung seismischer Verfahren werden am Meeresboden in engen Abständen verlegte Geophonketten angesehen. Solche, als Ocean Bottom Nodes (OBN) bezeichnete Messanordnungen können auch für längere Zeit am Meeresboden verbleiben und für Wiederholungsmessungen eingesetzt werden. Sie können von kleineren Schiffen oder von ferngesteuerten Unterwasserfahrzeugen einzeln auch in der Nähe der Windenergieanlagen verlegt werden. Für seismische Aufnahmen ist dann nur die Befahrung des Windparks mit der Schallquelle erforderlich. Andere Konzepte zur Durchführung seismischer Untersuchungen gehen u.a. von Schwärmen kleiner unbemannter Fahrzeuge mit kurzen Hydrophonketten oder Schwärmen sich autonom fortbewegender OBNs aus. Punktfokussierte seismische Überwachung (Al Khatib et al. 2021) oder die Nutzung von Glasfaserkabeln als Geophone werden in den Greensand- und Aurora-Projekten erprobt. Obwohl es weitere technische Entwicklungen zur Verbesserung, seismischer Untersuchungen im marinen Bereich gibt, dürften seismische Untersuchungen in bestehenden Windparks aber weiterhin aufwändig sein und herausfordernd bleiben. Moderne (2010 oder 2016 und jünger, laut NSTA 2022a bzw. 2023) seismische Untersuchungen werden für die Standortcharakterisierung als erforderlich angesehen. Sollten seismische Untersuchungen auch für die Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern unterhalb bestehender Windparks für unerlässlich angesehen werden, hätte dies Konsequenzen für die Raumplanung (Geostor Arbeitspaket 5.1). Denn dann wäre eine CO<sub>2</sub>-Speicherung unter Windparks nicht möglich.

Es wäre für Zwecke der CO<sub>2</sub>-Speicherung unterhalb von Windparks zu prüfen,

- ob die Untersuchung möglicher CO<sub>2</sub>-Speicher als meereskundliche Untersuchung gilt,
- ob wiederholte Befahrungen zu Überwachungszwecken ebenso als meereskundliche Untersuchungen gelten,
- ob nachgeschleppte Messgeräte, wie Schleppnetze, in Windparks und deren Sicherheitszonen ausgeschlossen sind,
- und wenn nicht, wie lang und breit geschleppte Messgeräte sein dürfen,
- ob unbemannte Über- oder Unterwasserfahrzeuge eingesetzt werden könnten.

Nach einer ersten Einschätzung der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt, Dezernat Verkehrsmanagement und Schifffahrtspolizei See handelt es sich bei der Erkundung und Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern um eine Forschungshandlung nach §132 Bundesberggesetz (BbergG), die einer Genehmigung durch das BSH bedarf. Für eine genauere Prüfung würden allerdings mehr Informationen und Details zu den Planungen und eingesetzten Geräten benötigt.

Zur weiteren Reduzierung des Verkehrs und des seismischen Lärms werden passive seismische Verfahren im Geostor Arbeitspaket 4.1 entwickelt. Neben seismischen Verfahren könnten auch andere Überwachungsmethoden das Befahren von Windparks erfordern, wobei jedoch kleinere Schiffe und Geräte eingesetzt werden können.

Um die noch bestehenden Erkundungsmöglichkeiten des Untergrundes mittels aktiver seismischer Verfahren zu nutzen, könnte der tiefere Untergrund vor der Errichtung von Windparks erkundet werden. Denn zukünftig könnte eine Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern unter Verzicht auf konventionelle 3-D-Seismik möglich sein. Im Falle signifikanter Abweichungen vom erwarteten Speicherverhalten, erheblichen Unregelmäßigkeiten oder Austritten von Fluiden am Meeresboden sind jedoch auch Abhilfemaßnahmen und deren Überwachung sowie Anpassungen der Überwachungskonzepte erforderlich, wobei ggf. auch Arbeiten in Gebieten innerhalb des Mindestabstands von Windenergieanlagen und Plattformen erforderlich werden könnten. Auf daraus möglicherweise resultierende eigentums- und haftungsrechtliche Konsequenzen geotechnisch erforderlicher Maßnahmen und daraus resultierender Schäden wird hier nicht weiter eingegangen.

Legen, Unterhaltung und Betrieb von **Rohrleitungen und Unterwasserkabeln** dürfen bei Untersuchungen ebenfalls nicht unangemessen beeinträchtigt werden. Diese Anforderung kann vermutlich vielfach durch die zeitliche Abstimmung von Arbeiten verschiedener Nutzer des Meeresbodens erfüllt werden. In Vorbehaltsgebieten für Leitungen, gemäß der Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen Außenwirtschaftszone von 2021, könnte die Installation von permanenten Beobachtungsnetzen am Meeresboden schwierig sein, bzw. geeignete Mess- und Datenübertragungssysteme erfordern.

## 2. Zusammenstellungen mariner Untersuchungs- und Überwachungsmethoden

Seit der Jahrtausendwende wurden verschiedene Übersichten mariner (und terrestrischer) Erkundungs- und Überwachungsmethoden und Verfahren zusammengestellt. Viele der Methoden können, unter anderem, sowohl für die Erkundung als auch für die Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern genutzt werden. Zudem gibt es Methoden, die sowohl an Land als auch in mariner Umgebung eingesetzt werden können. Daher beinhalten viele Kompilationen Methoden, die in beiden Bereichen einsetzbar sind. Dabei würden jeweils umgebungsspezifische Geräteausführungen, -anordnungen und -träger zum Einsatz kommen. Im vergangenen Jahrzehnt wurden vermehrt Studien zur Überwachung der Meeresumwelt durchgeführt, entsprechende Verfahren und Geräte entwickelt, Überwachungspläne im Zuge von Untersuchungsanträgen veröffentlicht und Methodenübersichten erstellt, die sich ausschließlich auf die Überwachung von Speichern unter dem Meeresboden beschränken. Eines umfassenden Überblicks halber wird in Tabelle 2 nicht nach möglichen Einsatzbereichen oder Zwecken der Methoden unterschieden.

Tabelle 2. Übersichten potenzieller geotechnischer Untersuchungs- und Überwachungsmethoden.

Jahr	Autorinnen	Titel	Bemerkung
2022	IOGP	Recommended practices for measurement, monitoring, and verification plans associated with geologic storage of carbon dioxide	Bewertung von Methoden für Festland und/oder Meer, mit Priorisierungen
2022	ISO	Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Injection operations, infrastructure and monitoring	ISO TR 27923, Methoden für Festland und Meer
2022	Vanderweijer et al.	A technology readiness assessment for CCS site monitoring systems	marine Speicher
2022	NSTA	Measurement, Monitoring and Verification (MMV) of Carbon Capture Storage (CCS) Projects with Co-Location considerations	Überwachung in Seewindparks
2021	Robertson, McAreavey	CCUS Offshore Wind Overlap Study Report	Erkundung und Überwachung in Seewindparks
2021	Blomberg et al.	Marine Monitoring for Offshore Geological Carbon Storage — A Review of Strategies, Technologies and Trends	Wassersäule und flacher Meeresuntergrund
2021	Schütz et al.	Report on regulations and technological capabilities for monitoring CO <sub>2</sub> storage sites	ACTOM Projekt, Fokus auf Meeresumwelt
2020	IEA-GHG	Monitoring and Modelling of CO <sub>2</sub> Storage: The Potential for Improving the Cost-Benefit Ratio of Reducing Risk	Methoden für Speicher an Land und unter dem Meeresboden
2020	Conelly et al.	Evaluation of CO <sub>2</sub> monitoring tools and strategies	STEMM Projekt, Leckage
2020	Dean et al.	Insights and guidance for offshore CO <sub>2</sub> storage monitoring based on the QICS, ETI MMV, and STEMM-CCS projects	Fokus auf Wassersäule
2019	Loucaides et al.	Baseline best practice, strategy, tools and methods	STEMM Projekt, Umwelt, Grundüberwachung
2019	Rycroft	Monitoring system for an integrated CO <sub>2</sub> buffer and permanent CO <sub>2</sub> storage project	Q16 Feld, NL Nordsee
2017	Waarum et al.	CCS leakage detection technology - Industry needs, government regulations, and sensor performance	Fokus auf Wassersäule
2015	IEA-GHG	Review of offshore monitoring for CCS projects	marine Speicher
2015	Blackford et al.	Marine baseline and monitoring strategies for carbon dioxide capture and storage (CCS)	Wassersäule und Meeresboden

Jahr	Autorinnen	Titel	Bemerkung
2014	Bourne et al.	A risk-based framework for measurement, monitoring and verification of the Quest CCS Project, Alberta, Canada	terrestrischer Speicher
2013	Rütters et al.	State-of-the-art of monitoring methods to evaluate Storage site performance	CGS Europe Key Report 2013, Methoden für Festland und Meer
2013	Tucker et al.	Development of an offshore monitoring plan for a commercial CO <sub>2</sub> storage pilot	Goldeneye Feld, UK Nordsee
2012	IEA-GHG	Quantification Techniques for CO <sub>2</sub> Leakage	Methoden für Festland und Meer
2011	EU Kommission	Characterisation of the Storage Complex, CO <sub>2</sub> Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures	Directive 2009/31/EC Guidance Document 2; Methoden für Festland und Meer
2009	Srivastava et al.	Monitoring, Verification, and Accounting of CO <sub>2</sub> Stored in Deep Geologic Formations	NETL Best Practices 1. Ausgabe Fokus auf terrestrische Speicher
2009	Chadwick et al.	Review of monitoring issues and technologies associated with the long-term underground storage of carbon dioxide	Methoden für Festland und Meer
2006	Benson	Monitoring Carbon Dioxide Sequestration in Deep Geological Formations for Inventory Verification and Carbon Credits	Methoden für Festland und Meer
2005	Pearce et al.	Technology status review - monitoring technologies for the geological storage of CO <sub>2</sub>	Methoden für Festland und Meer
2005	IPCC	Special report on carbon dioxide capture and storage	Fokus auf terrestrische Speicher
2005	Chalaturnyk & Gunter	Geological storage of CO <sub>2</sub> : time frames, monitoring and verification	Fokus auf terrestrische Speicher
2002	Benson & Myer	Monitoring to ensure safe and effective geologic sequestration of carbon dioxide	IPCC Workshop, Fokus auf terrestrische Speicher

Für die Standortuntersuchung nach KSpG wird eine größere Vielfalt an Methoden benötigt als für die Überwachung, da für die Feststellung der Speichereignung auch Eigenschaften zu erfassen sind, die sich durch den Speicherbetrieb nicht ändern, wie beispielsweise die generelle Geologie. Je nach Untersuchungsziel, Überwachungszweck oder Projektphase wird eine Auswahl an Methoden zur Verfügung stehen, die nicht alle in gleicher Weise zum Erkenntnisgewinn beitragen, sich in der räumlichen und zeitlichen Auflösung sowie der erfassten Flächen und Volumen unterscheiden und mit unterschiedlichem Aufwand (und Kosten) verbunden sind. Das NETL (2009) unterscheidet beispielsweise primäre, sekundäre und zusätzlich mögliche Technologien. Unter Berücksichtigung der Überwachungszwecke und weiterer Kriterien (u.a. Kap. 1.2.3, IEAGHG 2012, Tucker et al. 2013, Schütz et al. 2021, IOGP 2022) sowie der Standortbedingungen ist eine Reihung der Untersuchungsmethoden zur Vorauswahl potenziell geeigneter Methoden für die Erstellung der standortbezogenen Überwachungskonzepte möglich (z. B. Bourne et al. 2014). Bei der Auswahl geeigneter Methoden können Expertensysteme wie das mit europäischer Förderung entwickelte ACTOM Decision Support Tool hilfreich sein (Blackford, Alendal et al. 2021). Einfachere Kosten-Nutzen-Abschätzungen für die Überwachung von Speichern wurden u.a. von Tucker et al. (2013) für ein marines Speichervorhaben in der Nordsee angewandt oder zur pauschalen Bewertung von Überwachungsmethoden genutzt (IEAGHG 2020).

Pauschale Einschätzungen der Anwendbarkeit verschiedener Methoden für unterschiedliche Zwecke, Projektphasen oder Umgebungsbedingungen sind in den verschiedenen zitierten Übersichten enthalten. Diese Übersichten dienen einer Orientierung, sind aber meist nicht als ausschließliche Einsatzmöglichkeiten zu verstehen. Die konkrete standortspezifische Eignung für einen bestimmten Zweck oder angestrebte Auflösung ist anhand der im vorhergehenden Absatz genannten Kriterien und ggf. Feldversuchen oder Simulationen der Erkundungs- und Überwachungssituation abzuschätzen. Eine pauschale Unterscheidung von Methoden oder Verfahren für Einsatzzwecke bei Untersuchung und Überwachung von Speicherstandorten wird in Tabelle 3 gegeben.

Das KSpG stellt unterschiedliche Anforderungen an die Auswahl von Methoden zur Untersuchung und zur Überwachung:

- „Die Charakterisierung ... wird ... nach zum Zeitpunkt der Bewertung bewährten Verfahren ... vorgenommen.“ (Anlage 1),
- „Die Wahl der Überwachungsmethode beruht auf den besten zum Planungszeitpunkt verfügbaren Verfahren“ (Anlage 2 1.1.3), um neuen technischen Entwicklungen Rechnung zu tragen (§ 20 (2)).

Die Entwicklung neuer Verfahren mit fortgeschrittenen Technologiereifegraden (z.B. Vandeweyer et al. 2022, Dehghan-Niri et al. 2022) zeigt, dass in Zukunft neben den klassischen Verfahren mit neuen Verfahren zu rechnen ist, die unter Umständen auch zu Änderungen der Überwachungskonzepte laufender Projekte führen können. Da es bisher keine CO<sub>2</sub>-Speichererkundung und Überwachung in Deutschland gibt, müssen sich die zum Einsatz kommenden Verfahren zwangsläufig in anderen Anwendungsfeldern bewährt haben. Diese sind in Anlage 1 jedoch nicht näher bezeichnet, noch wird dort erläutert, wie diese Bewährung festgestellt wird. Internationale CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte, Erdgasspeicherung oder die Öl- und Gasförderung könnten hier als Referenz für die Bewährung von Verfahren herangezogen werden.

Wenn somit für die Standortüberwachung andere Verfahren ausgewählt werden können oder müssen als die für eine Grundüberwachung im Zuge der Standortcharakterisierung eingesetzten, kann die Vergleichbarkeit der Messungen unter Umständen beeinträchtigt sein. Gegebenenfalls sollte die Kohärenz der eingesetzten Methoden und Messungen nachgewiesen werden.

Tabelle 3. Einsatzmöglichkeiten geotechnischer Methoden an marinen Speicherstandorten.

Methoden	Untersuchung	Überwachung
2- und 3-D Seismik	x	
4-D Seismik	x (KW-Lagerstätten)	x
Mikroseismizität	Grundüberwachung	x
Cross-hole Seismik	x	x
Vertical Seismic Profiling	x	x
Permanente Geophonnetze am Meeresboden (OBN)		x
Fokussierte (Spot) Seismik		x
Glasfaser Seismik (DAS)		x
Passive Seismik	Grundüberwachung	x
Hochfrequente Seismik (Boomer, Sparker, Pinger)	x	x
Side-scan Sonar u.a. akustische Verfahren	x	x
Multi-beam-Echolot	x	x
Georadar		x
Passive Akustik (Hydrophone)	x	x
Meeresbodengravimetrie	x	x
Bohrlochgravimetrie		x
Meeresboden-Elektromagnetik	gegebenenfalls	x
Cross-hole-Elektromagnetik (EM)		x
Permanente Bohrloch-EM	gegebenenfalls	x
Cross-hole-Widerstandstomographie		x
Eigenpotenzialmessungen	x	x
Bohrungen zur Fluidbeprobung		x
Permanently analytisch (U-Tubes)		x
Permanently analytisch, glasfaseroptisch		x
CO <sub>2</sub> und pH-Sensoren am Bohrungskopf		x
Geochemische Tracer und Isotopie	Grundüberwachung	x
Wasserchemie, Beprobung mit AUV/ROV	Grundüberwachung	x
Wasserchemie, Beprobung von Schiffen		x
Geochemische Sensoren, Mikrolabore (fest/mobil)	x	x
Gas-permeablen Schläuche	x	x
Gasanalytik Blasenströmen mit AUV/ROV	Grundüberwachung	x
Gasflussmessung von Blasenströmen (mit RUV/AUV)	Grundüberwachung	x
Akkumulationskammern und Eddy Kovarianz zur Messung des gelösten CO <sub>2</sub> -Flusses		x
diverse geophysikalische Bohrlochmessungen	x	x

Methoden	Untersuchung	Überwachung
Petrologie, Geochemie, Hydraulik und Geomechanik an Bohrklein und -kernen	x	
Geochemie und Biologie von Meeresbodensedimenten	x	
Biologie des Meeresbodens	x	x
Marine Ökosysteme	x	x
Indikatorspezies (u.a. in benthic chambers)	x	x
Strömungsmessungen	x	
Druck- und Temperatursensoren an/in Bohrungen	x	x
Hydraulische Tests	x	
Meeresbodengeodäsie: Neigung, Druck (AMT)	Grundüberwachung	x
Glasfaser Druck und Temperaturmessungen		x
Glasfaser Deformationsmessungen		x
Glasfaser-(CO <sub>2</sub> )-Analytik		x
Fluss und Chemismus des injizierten CO <sub>2</sub> -Stroms		x
Fernerkundung der oberflächennahen Wassersäule	x	x
GPS von Plattformen		x
Unterwasservideo (sichtbar, infrarot)	x	x

Neben geotechnischen in-situ und Labormessungen sind weitere Methoden zur Speichercharakterisierung erforderlich, wie die Auswertung öffentlicher und privater Informationen aus früheren Untergrunderkundungen oder Umweltinformationen, die zur Unterstützung der Grundüberwachung und zum umfassenden Systemverständnis dienlich sind. Der Informationsgehalt geotechnischer Untersuchungen wird neben der Messtechnik auch durch die eingesetzten Auswertungsmethoden bestimmt, beispielsweise bei seismischen Aufnahmen. Ferner sind computer-gestützte Modelle des Untergrundes anhand der Daten aus den Untersuchungen zu erstellen (KSPG Anlage 1 2.) und dynamische Berechnungen der in Anlage 1 3.1.2 genannten Parameter für Prognosen des Speicherhaltens und die Risikobewertung erforderlich (KSPG Anlage 1 3.). Statistische und numerische Methoden können auch bei der Festlegung und Aktualisierung von Schwellenwerten eingesetzt werden. Methoden der Datenanalyse, beispielsweise von Zeitreihen, sind zur automatischen Detektion von Anomalien in den Überwachungsdaten von Nutzen, damit erhebliche Unregelmäßigkeiten und Abweichungen vom erwarteten Speicherhalten rasch erkannt und die erforderlichen Maßnahmen eingeleitet werden können. Bei großen Datenmengen können Verfahren künstlicher Intelligenz zur Mustererkennung hilfreich sein (Yao et al. 2023).

Das Portfolio der zur Verfügung stehenden Methoden ermöglicht die Untersuchung möglicher Speicherstandorte entsprechend der in Kapitel 1.1.1 beschriebenen gesetzlichen Anforderungen. Ebenso kann mit Methoden aus diesem Portfolio die Überwachung entsprechend der Anforderungen an die Eigenüberwachung und die Dauerüberwachung durchgeführt werden (Kapitel 1.2.1 und 1.2.2). Unter der Vielzahl möglicher geotechnisch relevanter Parameter, die zum Teil in Tabelle 1 aufgeführt sind, gibt es einige, deren Quantifizierung unter Umständen mit besonderen Aufwand verbunden ist.

- Darunter fallen Verfahren, die auf Kernproben aus Bohrungen angewiesen sind, wenn diese in großer Stückzahl, beispielsweise zur vollständigen Untersuchung der gesamten Schichtenfolge des Deckgebirges, gewonnen werden sollen. (Generell wird der Wunsch nach größtmöglicher Informationsdichte durch die Grenzen der Ökonomie und der Praktikabilität der Datenerhebung bei allen Methoden beschränkt.)
- Technisch und finanziell aufwändig sind Untersuchungs- und Überwachungsmethoden, die auf mehrere Bohrlöcher angewiesen sind, beispielsweise für hydraulische Interferenztests zur Charakterisierung von Störungen oder Cross-hole-Geoelektrik zur Speicherüberwachung.
- Für einige Untersuchungen sind speziell ausgestattete und erfahrene Labore erforderlich, deren Untersuchungskapazitäten begrenzt sind, beispielsweise für die Fluidanalytik unter Lagerstättendruck gewonnener Proben, die Bestimmung von Formationswasseraltern oder der relativen Permeabilitäten von Deckschichten.
- Einige Parameter lassen sich nur indirekt quantifizieren, beispielsweise aus der, mitunter mehrdeutigen Interpretation geophysikalischer Messungen oder anhand numerischer Modelle, oder auch mittels Computersimulationen. Ein solcher Parameter ist beispielsweise die Injektivität, deren tatsächliche Größe sich erst beim Betrieb herausstellt.
- Eine zeitliche Herausforderung können bei der Grundüberwachung langfristige Prozesse darstellen oder Parameter mit starker zwischenjährlicher Variabilität. Beispiele dafür könnten die Erstellung lokaler (mikro-) seismischer Magnitude-Häufigkeitsbeziehungen oder die Charakterisierung der Meeresumwelt über Speicherstandorten sein.
- Eine Herausforderung ist auch die Ermittlung der Ursachen von Fluidaustritten (nicht des Speicherinhalts) am Meeresboden. Dabei ist die Unterscheidung von natürlichen Fluidaustritten und solchen die

durch den Speicherbetrieb verursacht oder ausgelöst wurden möglicherweise nicht eindeutig möglich. Daher sind zusätzliche Überwachungsmaßnahmen erforderlich. Die Plausibilität alternativer Szenarien kann dann mit numerischen Modellen überprüft werden.

- Zur Folgenabschätzung der CO<sub>2</sub>-Einwirkung auf die Biosphäre (Anlage 1 3.3.3) werden in Forschungsprojekten Versuche an lebenden Tieren durchgeführt. Sollten solche Einwirkungen auf standortspezifische Organismen (z.B. sessiles Benthos) untersucht werden, müssen diese für den Schutz der Umwelt im Interesse der Gesundheit oder des Wohlbefindens von Menschen oder Tieren unerlässlich sein (§7a (1) 3. TierSchG) und die weiteren Anforderungen an Tierversuche nach TierSchG und TierSchVersV erfüllt werden.
- Als Herausforderung für die dauerhafte Überwachung von Speichern, also nach Betriebsende und Übertragung der Verantwortung, ist die Beschränkung auf möglichst preiswerte Überwachungsmethoden anzusehen, um die „Ewigkeitskosten“ gering zu halten (s. Kapitel 1.2.4).
- Eine in Kapitel 1.2.1 beschriebene Herausforderung wäre die Quantifizierung diffuser Treibhausgasemissionen aus einem Speicher gemäß EU Monitoringverordnung (601/2012), sollten diese gemessen und nicht berechnet werden. Bei ordnungsgemäßem Speicherbetrieb sind solche nicht zu erwarten. Der Abschluss der Existenz diffuser Emissionen dürfte aber mit vertretbarem Überwachungsaufwand nicht möglich sein.

Das KSpG bildet einen Rahmen, der ein schrittweises Vorgehen bei der Untersuchung und Überwachung ermöglichen kann (s. 3.1). Dadurch könnten überzogene Anforderungen an den Umfang der zu erhebenden Daten, die zu einer Verhinderungsplanung führen könnten, vermieden und während des Betriebs zusätzliche Daten erhoben werden.

### 3. Beschreibung und Diskussion relevanter Untersuchungs- und Überwachungskonzepte bzw. Untersuchungsprogramme und Überwachungspläne

Die große Herausforderung bei Untersuchung und Überwachung ist die starke, vierdimensionale Variabilität der zu erfassenden Parameter im Untersuchungsfeld und in der Meeresumwelt. Zeitlich und räumlich lückenlose Untersuchungen und Überwachung sind nicht möglich. Daher ergibt sich die Frage, welche zeitliche und räumliche Dichte von Mess- und Beobachtungspunkten erforderlich ist, um den rechtlichen Anforderungen gerecht zu werden. Und nachfolgend stellt sich die praktische Frage, welche Parameter mit welchen Methoden und Anwendungsweisen wann, wo und wie beobachtet werden sollen. Generelle Konzepte sollen die standortspezifische Festlegung der Untersuchungs- und Überwachungsaufgaben erleichtern. Erste Umsetzungen in Form von Plangenehmigungen sind mittlerweile im Anwendungsgebiet der EU-CCS-Richtlinie erfolgt, so dass rechtskonforme Untersuchungsprogramme und Überwachungspläne zumindest in einigen EU-Mitgliedsländern bzw. Staaten des europäischen Wirtschaftsraumes genehmigungsfähig waren (s. Tabelle im Anhang). Ob diese Konzepte auch den Anforderungen des deutschen KSpG genügen, wird im Folgenden anhand aktueller Konzepte und Pläne diskutiert.

#### 3.1 Untersuchungsstrategien und Grundüberwachung

Je nach Speicheroption oder regulatorischen Rahmenbedingungen können unterschiedliche Strategien zur schrittweisen Erhebung der Daten, die zur Einreichung eines Speicherantrages benötigt werden, verfolgt werden.

Der Aufwand für die Untersuchung möglicher Speicherstandorte wird sich je nach vorhandener Informationsgrundlage unterscheiden.

- Bei der Nachnutzung einer Kohlenwasserstofflagerstätte als CO<sub>2</sub>-Speicher kann auf eine gute Datengrundlage und dynamische Modelle zurückgegriffen werden. In der deutschen Nordsee gibt es wenige derartige Standortoptionen (Erdgasfeld A4/B6, (Reichetseder und Reinicke 2018), zukünftig eventuell das noch aktive, im Küstenmeer gelegene Ölfeld Mittelplate). Eine zusätzliche Untersuchung des Untergrundes könnte bei diesen Optionen von vergleichsweise geringem Aufwand sein, und beispielsweise das Deckgebirge oder dessen Formationswässer betreffen, welche vermutlich für die Kohlenwasserstoffförderung weniger im Fokus der Exploration gestanden haben, als das Reservoir und dessen Eigenschaften sowie die Überprüfung des Zustands vorhandener Bohrungen.

- Daneben gibt es erkundete geologische Strukturen, in denen keine wirtschaftlich gewinnbaren Vorkommen angetroffen wurden. Diese können eine gute seismische Überdeckung aufweisen. Auch wenn es sich bei den vorhandenen seismischen Daten teilweise um ältere Aufnahmen handelt, kann eine moderne Reprozessierung der Daten für die Charakterisierung des Speicherkomplexes und seiner Umgebung brauchbare Untergrundinformationen liefern. Für die Charakterisierung zwecks Beantragung von Speicherlizenzen werden dennoch seismische Untersuchungen mit modernen Methoden empfohlen (NSTA 2023). Aus Bohrungen in den Strukturen oder in deren Nähe stehen geophysikalische Bohrlochmessungen (Logs) und ggf. Laboruntersuchungen an Kernen zur Verfügung. Die Datenlage für einige Strukturen in der deutschen Nordsee ermöglicht daher vorläufige Machbarkeitsstudien für die Aquiferspeicherung, u.a. in Pilotgebieten des Geostor-Projektes (Arbeitspaket 2.2).
- In nicht-erkundeten Strukturen gibt es keine Bohrungen und keine oder nur eine geringe seismische Überdeckung. Solche Strukturen lassen teilweise auch Potenziale erwarten, aber der Untersuchungsaufwand und die Fündigkeitsrisiken sind hoch. Der Vorteil solcher Strukturen liegt in einem unverritzten Deckgebirge. Die Anzahl benötigter Erkundungsbohrungen kann geringgehalten und von Beginn an auf die Bedingungen der CO<sub>2</sub>-Speicherung ausgelegt und positioniert werden, um später als Injektions- oder Überwachungsbohrungen zu dienen. Dadurch lässt sich dann ggf. später der Überwachungsaufwand im Vergleich zu ehemaligen Kohlenwasserstofflagerstätten geringer halten.

Auf der Grundlage nationaler Gesetze zur Umsetzung der EU-CCS-Richtlinie wurden in verschiedenen europäischen Ländern bereits Genehmigungen zur Erkundung von Speichern im marinen Bereich erlassen (siehe Anhang). Diese Genehmigungen sind meist mit mehrstufigen Arbeitsprogrammen zur Untersuchung der Standorte zwecks Beantragung von Speichergenehmigungen verbunden. Bezüglich der Erkundungsmethoden sind darin teilweise nur recht allgemeine Angaben enthalten, teils aber auch recht detaillierte Vorgaben zur Erkundung, bspw. die Festlegung von Tiefbohrzielen, wie Teufe oder Zielhorizonte.

Die britische North Sea Transition Authority (NSTA 2022b) unterscheidet drei Phasen auf dem Weg zur Speicherlizenz, während der der Speicherkomplex immer eingehender erkundet und bewertet wird.

1. „Appraise Phase“, vorläufige Definition des Speicherkomplexes aufgrund existierender und neu erhobener Daten. Die Erkundung kann erforderlichenfalls Tiefbohrungen oder geophysikalische Erkundungen beinhalten. Auf der Grundlage dieser Untersuchungen ist eine vorläufige Risikobewertung erforderlich.
2. „Access Phase“, beinhaltet die vollständige Charakterisierung der Speicherstätte und des Speicherkomplexes. Dies beinhaltet u.a. vorläufige Pläne, die für die Speichergenehmigung erforderlich sind. Dynamische Reservoirsimulationen ergänzen die Standortcharakterisierung und die vorläufige Risikobewertung wird weiterentwickelt.
3. „Define Phase“, Erstellung des vollständigen Speicherantrags.

Das Regelwerk des Norwegischen Erdöldirektorates (Norwegian Petroleum Directorate, NPD 2023) unterscheidet:

1. „Survey License“, nicht-exklusive Untersuchungsgenehmigung für geologische, petrophysikalische, geophysikalische, geochemische und geotechnische Aktivitäten einschließlich Flachbohrungen, die auf bis zu 3 Jahre begrenzt ist.
2. „Exploration License“, exklusive, räumlich und stratigraphisch begrenzte Lizenz mit verbindlichem Untersuchungsprogramm, die auf bis zu 10 Jahre begrenzt ist.
3. „Exploitation License“ exklusive, räumlich und stratigraphisch begrenzte Lizenz mit einem Speicherentwicklungs- und Betriebsplan.

Die abgestuften Arbeitsprogramme der erteilten Norwegischen Erkundungsgenehmigungen („exploration license“) folgen dabei den Empfehlungen des NPD zur Entwicklung von Projekten auf dem Norwegischen Kontinentalen Schelf (NPD 2020). Dabei werden, vergleichbar mit der britischen Einteilung, drei Untersuchungsphasen (1. – 3.) unterschieden, an deren Ende die weiteren Arbeiten definiert werden, oder die Lizenz zurückgegeben werden kann. Die wesentlichen Meilensteine und Weichenstellungen nach diesen Erkundungsphasen sind die behördlichen Entscheidungen sowie die Unternehmensentscheidung zu Speicherentwicklung und -betrieb (a. – c.):

1. Machbarkeitsstudien, einschließlich seismischer Erkundung und Neuinterpretation, ggf. auch Erkundungsbohrungen
  - a. Charakterisierungsentscheidung (BoK)
2. Konzeptstudien, Bewertungen und ggf. weitere Untersuchungen
  - b. Entscheidung über die Fortsetzung (BoV)
3. Vorläufige Ingenieursplanung und Erstellung von Plänen für Entwicklung und den Betrieb der Speicher
  - c. Einreichung des Speicherentwicklungs- und Betriebsplans (PDO)

Die Untersuchungsgenehmigungen der im Anhang aufgeführten Vorhaben aus dem Vereinigten Königreich und Norwegen beinhalten Konzepte zum generellen strukturierten Vorgehen, legen aber keine Arbeitsprogramme fest. Aufgrund der unterschiedlichen Speicheroptionen und Erkundungszustände können so die erforderlichen Untersuchungen in den verbindlichen Arbeitsprogrammen der jeweiligen Erkundungslizenzen von den Genehmigungsbehörden festgelegt werden. Dadurch kann eine angemessene Untersuchung gewährleistet und für die Bewertung der Standorteignung überflüssige Untersuchungen einschließlich der damit verbundenen Umweltauswirkungen vermieden werden. Die so mögliche Flexibilität ist vorteilhaft im Vergleich zu festen Rechtsverordnungen, deren Erstellung eine unübersichtliche Zahl von Fallunterscheidungen von theoretisch möglichen, aber eventuell nicht genutzten Erkundungssituationen voraussetzen würde.

Auch die Anlage 1 des KSpG sowie der Anhang 1 der EU CCS-Richtlinie geben eine schrittweise Untersuchung der Speichereignung in drei aufeinander aufbauenden Stufen vor:

1. Datenerhebung
2. Erstellung eines 3-D-Erdmodells
3. Charakterisierung des dynamischen Speicherverhaltens, Charakterisierung der Sensibilität, Risikobewertung.

Die letzte Stufe besteht aus mehreren Schritten, die im EU Guidance Dokument 2 als zwei oder drei separate Schritte beschrieben werden und in Anlage 1 des KSPG vier Teilschritte umfassen.

Die Anlage 1 enthält eine Liste von Kriterien, die zu untersuchen sind, es sei denn, der Betreiber (womit wohl der Untersuchungsberechtigte gemeint ist) weist nach, dass Abweichungen von diesen Kriterien die Aussagekraft der Charakterisierung nicht beeinträchtigen und die zuständige Behörde diese Abweichungen genehmigt. Diese Verpflichtung eines Nachweises könnte problematisch sein, da die Aussagekraft von Daten die bei den Untersuchungen gewonnen werden, im Vorhinein bestenfalls abgeschätzt werden kann. Dem Untersuchungsberechtigten würde daher die eine belastbare Grundlage für einen erforderlichen Nachweis fehlen, der eigentlich erst auf der Grundlage der Untersuchungsergebnisse im Nachhinein möglich wäre. In ähnlicher Weise erwartet auch die North Sea Transition Authority (2022b) ein Arbeitsprogramm, das „should be sufficient to resolve any outstanding uncertainties“. Es ist aber eine allgemeine geowissenschaftliche Erfahrung, dass mit neuen Informationen und Erkenntnissen sich meist auch neue Fragestellungen ergeben. Ob solche neuen Fragestellungen relevant für die Speichersicherheit sind und weitere Untersuchungen zu deren Klärung erforderlich sind, wäre dann zu klären. Da nach § 9 (1) nachträgliche Ergänzungen der Untersuchungsgenehmigung zum Nachweis der Speichereignung möglich sind, könnte man bei Standortuntersuchungen auch schrittweise vorgehen, einige grundlegende Untersuchungen genehmigen und durchführen, die Ergebnisse auswerten und dann auf dieser Grundlage über weitere Spezialuntersuchungen, Verdichtungen oder Ausweitungen von Untersuchungen befinden. Nepveu et al. (2015) schlagen ein iteratives, risikoorientiertes Vorgehen bei der Standortcharakterisierung vor, in dessen Verlauf Unsicherheiten und Risiken vermindert werden. Das EU-Guidance Dokument 2 geht ebenfalls davon aus, dass Nachweise der Standorteignung und Speichersicherheit in mehreren iterativen Schritten erfolgen. Daher könnte man in Anlage 1 des KSpG auf den Nachweis der Aussagekraft der Daten a-priori verzichten und diesen Nachweis mit der Bewertung der ersten gewonnenen Daten verbinden, und darauf aufbauend die weitere, vorgesehene Datenerhebung gezielter planen. Dabei könnten Kriterien, Merkmale, Faktoren oder Aspekte sowohl weggelassen werden, als auch hinzukommen, da die Anlage 1 ja Mindestanforderungen auflistet.

Als grundsätzlich erforderliche erste Schritte zur Charakterisierung möglicher Speicherstrukturen im Untergrund der deutschen Nordsee sehen Reichetseder und Reinicke (2022) das Abteufen von Erkundungsbohrungen an. In Gebieten mit geringer seismischer Überdeckung könnten auch seismische Untersuchungen vor- und zur Festlegung von Bohrlokalationen erfolgen. Im Guidance Dokument 2 wird die grundlegende Bedeutung der Datenqualität für die korrekte Begrenzung des Speicherkomplexes hervorgehoben, der die Grundlage für die weiteren Charakterisierungsschritte der Modellierung und Risikobewertung bildet. Je nach Ausgangsdatenlage und Speicheroption können sich also die ersten (und nachfolgende) Schritte der Standortuntersuchungen unterscheiden. Dementsprechend unterteilen auch die Arbeitsprogramme der erteilten Untersuchungsgenehmigungen in Großbritannien sowie in Norwegen die erforderlichen Aktivitäten zur Standortuntersuchung. Zudem können unternehmerische Entscheidungen und die Verfügbarkeit von Dienstleistern Einfluss auf die Vorschläge von Erkundungsprogrammen haben und natürlich Entscheidungen der Genehmigungsbehörden, die weitere Aspekte zu berücksichtigen haben, die sich beispielsweise aus berechtigten Interessen der Öffentlichkeit im Rahmen der Planfeststellungsverfahren ergeben können.

Eine eventuell wünschenswerte weitere Konkretisierung der Anforderungen aus der Anlage 1, im Sinne einer allgemein gültigen Arbeitsanweisung erscheint nicht zielführend. Die spezifische Einzelfallbetrachtung der zur Beurteilung der Speichersicherheit und Risiken erforderlichen Untersuchungen bedingt dann allerdings Erfahrung beim Antragsteller bezüglich der „zum Zeitpunkt der Bewertung bewährten Verfahren“ sowie breite und profunde Fachkompetenz seitens der zuständigen Genehmigungsbehörden.

Aus genehmigungsrechtlicher sowie aus raumplanerischer Sicht ist der norwegische Ansatz, stratigraphisch begrenzte Lizenzen für die Kohlenwasserstoffförderung sowie für die CO<sub>2</sub>-Speicherung zu vergeben, bedeutsam, da sich so Lizenzgebiete überlagern können und eine Stockwerksnutzung des Untergrundes ermöglicht werden könnte.

Nach der grundsätzlichen Speichergenehmigung sind weitere Arbeiten zur Erschließung oder Ertüchtigung des Speichers, insbesondere im Falle erschlossener und erschöpfter Kohlenwasserstoffreservoirs, erforderlich, bis die Injektion beginnen kann. Diese Zeit kann für eine weitere Grundüberwachung genutzt werden, beispielsweise um längere Zeitreihen natürlicher Seismizität aufzunehmen und dadurch Unsicherheiten über die natürliche Seismizität an Speicherstandorten zu reduzieren.

### 3.2 Eigenüberwachung

Eine lückenlose Überwachung, an jedem Ort zu jeder Zeit ist unmöglich. Das KSpG verlangt in Anlage 2 1. eine, den Risiken angemessene Überwachung. Hier stellt sich die Frage, was angemessen ist. In dieser Frage unterscheiden sich die Ansichten verschiedener Entscheidungsträger und betroffener Kriese sowie die vorgeschlagenen Überwachungskonzepte.

Allgemeine, umfassende Überwachungskonzepte sind nach unterschiedlichen Kriterien strukturiert (Rütters et al. 2013), die bei einem systematischen Vergleich der Anforderungen mit den geotechnischen Möglichkeiten zur Überwachung konkreter Standorte hilfreich sein können. Die Strukturierung der Konzepte kann z.B.

- risikobasiert sein,
- kompartiment- (z. B. Speicher, Barriere, Deckschicht, Meeresboden, Wassersäule)
- oder prozessbezogen sein (z. B. geomechanische, geochemische oder fluiddynamische Prozesse),
- nach CO<sub>2</sub>-haltigen Phasen und anderen betriebs-, sicherheits- oder umweltrelevanten Substanzen unterscheiden,
- methodisch gegliedert sein,
- auf potenzielle Wegsamkeiten ausgerichtet sein,
- unterschiedliche Schutzgüter im Fokus haben,
- nach zeitlichen Projektphasen gegliedert sein,
- Normalbetrieb und Überwachung von Unregelmäßigkeiten unterscheiden,
- auf unterschiedlichen Überwachungszwecken (s. 1.2.1) beruhen

oder auch Kombinationen dieser Kriterien beinhalten.

#### 3.2.1 Standortspezifische Umsetzung allgemeiner Überwachungskonzepte

Aufgrund vieler projektspezifischer Eigenheiten (s. Tab. 4) sind viele Kombinationen von Anforderungen oder logistischen Einschränkungen bei der Erstellung von Überwachungsplänen zu berücksichtigen, so dass pauschale Vorgaben von Verfahrensanweisungen oder Methodenkatalogen nicht sinnvoll erscheinen. Einige Faktoren die ein projektspezifisches Vorgehen erfordern, stellten von Goerne et al. (2010) zusammen. Herausforderungen bei der Eigenüberwachung sind die flächenhafte und die zeitliche Überdeckung des Überwachungsgebietes sowie die Auswahl dafür geeigneter Methoden unter Berücksichtigung der jeweiligen Standorteigenschaften und Überwachungszwecke.

Tabelle 4. Projektspezifische Eigenheiten für unterschiedliche Betriebsphasen und -zustände die Einfluss auf Überwachungspläne haben. Verändert nach von Goerne et al. (2010).

Speichereigenschaften und Überwachungsbedingungen			
Speicheroption	salinärer Aquifer	Ölreservoir	Gasreservoir
Speicherstruktur	geschlossen		offen
Rechtsrahmen	Küstengewässer		AWZ
Speichergröße	Pilot- und Demonstrationsprojekte		industrielle Großprojekte

Bohrungsinfrastruktur	fixierte Plattformen	schwimmende Plattformen		Unterwasserinstallation
Wassertiefe	Gezeitenbereich		offener Schelf	Kontinentalhang
Potenzielle Leckagepfade	Störungen	Bohrungen	Deckschicht	Spillpoint
Projektphase	Errichtung (Grundüberwachung)	Normalbetrieb	Unregelmäßigkeit	Nachsorge
Überwachungsziel	Speicherbetrieb		Gesundheit, Arbeits- und Umweltschutz	Anrechnung von Emissionszertifikaten
Substanz	CO <sub>2</sub> -Fluid	Formations- und Meerwasser	Restgas	Erdöl
Prozesskategorie	Fluid-Migration	Geomechanik	Geochemie	Biologie
Kompartiment	Speicherkomplex	Deckgebirge	Wassersäule	Meeresoberfläche
CO <sub>2</sub> -Leckagerate	niedrig	mittel	hoch	Blowout
Leckagetyp	diffus		verteilte begrenzte Austrittsstellen	einzelne Austrittsstelle

Die Standorteigenschaften und die jeweils gewählte Injektionsstrategie bedingen die Risiken, die es zu überwachen gilt. Die Risiken haben wiederum Einfluss auf die Auswahl der Methoden, die Auslegung der Messnetze und die Frequenz der Messungen. Wobei Methoden, Auslegung von Messnetzen und die Zeiten der Messungen voneinander abhängig sind und aufeinander abgestimmt werden müssen (Abbildung 5).

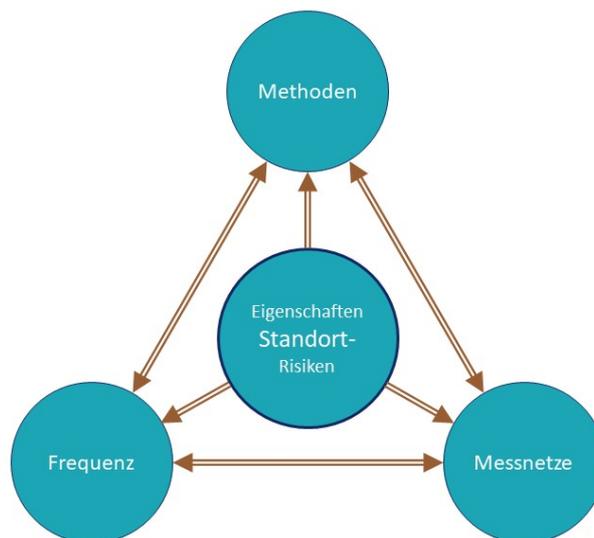


Abbildung 5. Zu berücksichtigende Abhängigkeiten bei der Erstellung von Überwachungskonzepten.

Für die Entwicklung standortspezifischer Überwachungspläne empfehlen u.a. Rütters et al. (2013) ein schrittweises Vorgehen, wonach

1. die Ausdehnung relevanter Gebiete kartiert werden sollte, um die Ausdehnung von Speicher, Speicherkomplex, hydraulisch verbundenen Gebieten sowie den Verlauf möglicher Leckagepfade und die Ausdehnung von Schutzgütern und Nutzungen im Untergrund, am Meeresboden oder darüber zu ermitteln. Diese Kartierung sollte numerische Simulationen der CO<sub>2</sub>-Ausbreitung im Untergrund und die Ausbreitung in der Wassersäule, im Falle von Leckagen, berücksichtigen und Unsicherheiten der Simulationen

in Form von Pufferzonen beinhalten. Diese Kartierung ist Teil der Standortuntersuchung und gegebenenfalls auch schon der Grundüberwachung.

2. Parallel dazu können die Überwachungszwecke und – aufbauend auf der Charakterisierung des möglichen Standortes – die Überwachungsobjekte definiert werden. Ferner kann tendenziell die Überwachungsintensität (zeitlich, räumlich, methodisch) für verschiedene Projektphasen und Überwachungszwecke festgelegt werden. Die Anzahl möglicher Methoden kann beispielsweise während der Grundüberwachung und bei Unregelmäßigkeiten höher sein als im Normalbetrieb oder für die Nachsorgeüberwachung. Ein Grundpaket an Methoden könnte für den Normalbetrieb ausreichen und ein erweitertes Methodenpaket für den Fall von Abweichungen vom erwarteten Verhalten vorgesehen werden. Auch räumlich kann eine Abstufung der Überwachungsintensität sinnvoll sein. V. Goerne et al. (2010) schlagen eine Fokussierung auf mögliche Leckagegebiete und besonders wertvolle bzw. vulnerable Schutzgüter vor, mit einer von diesen aus nach außen hin abnehmenden Überwachungsintensität.
3. Nachfolgend können geeignete Methoden ausgewählt werden, beispielsweise aufgrund von Kosten-Nutzen-Analysen (s. Kap. 2). Die Auswahl der Methoden muss standortspezifische Sensitivitätsnachweise für die jeweiligen Methoden unter den erwarteten Einsatzbedingungen beinhalten (Anlage 2 1.1.1). Die Gesamtheit der Methoden im Überwachungskonzept sollte die angemessene Durchführung aller Überwachungsaufgaben sowohl im Normalbetrieb, als auch im Fall von erheblichen Unregelmäßigkeiten und Leckagen ermöglichen.
4. Für die ausgewählten Methoden sind dann jeweils adäquate Messnetze und Beobachtungszeiten festzulegen. Die Messanordnungen, Geräteanforderungen, Durchführung der Messungen und Analysen, Datenübertragung, -verarbeitung und -sicherung sind ausführlich in Arbeitsanweisungen oder Betriebsplänen festzuhalten. Die Notwendigkeit und Praktikabilität vorgeschlagener Überwachungspläne ist zu begründen und hinsichtlich der rechtlichen Anforderungen von den zuständigen Behörden zu prüfen und zu genehmigen. Dafür können nach §25 (1) Anforderungen an die Eigenüberwachung in Rechtsverordnungen des Bundesumweltministeriums (im Einvernehmen mit dem Bundeswirtschaftsministerium) erlassen werden. Bisher gibt es keine derartige Rechtsverordnung in Deutschland. Im Vereinigten Königreich hat die NSTA (2022c) generelle Anforderungen an die Inhalte von Überwachungsplänen für marine CO<sub>2</sub>-Speicher definiert. Diese reichen von der Grundüberwachung bis zur Nachsorge und gelten für den Normalbetrieb wie auch für Abweichungen und zur Überprüfung der Wirksamkeit von Korrekturmaßnahmen. Pläne müssen Risiken und potenzielle Leckagepfade berücksichtigen und die Verknüpfung der Überwachung mit geplanten Abhilfemaßnahmen beinhalten. Im Einzelnen bezieht sich das Dokument auch auf den Anhang 2 der EU CCS-Richtlinie.

Angesichts der recht unterschiedlichen Überwachungspläne bestehender Speicherprojekte und Vorhaben (Beispiele u.a. in Rütters et al. 2013, Hannis et al. 2017) sowie der historischen Entwicklung der Überwachung des marinen Speichers im Sleipner-Feld (Hannis et al. 2017) und der anhaltenden Weiterentwicklung und Erprobung neuer Überwachungskonzepte an marinen Pilot- und Demonstrationsspeichern weltweit, empfiehlt sich derzeit Zurückhaltung bei der Entwicklung allzu detaillierter Rechtsverordnungen, um Betriebs- und Überwachungserfahrungen weiterer mariner CO<sub>2</sub>-Speicher vergleichen und berücksichtigen zu können. Beispielsweise wird die im Sleipner-Feld anfänglich häufig wiederholte 3-D Seismik dort nur noch seltener durchgeführt (Furre et al. 2017) und an anderen Speicherstandorten wird möglichst darauf verzichtet und sie wird durch andere Verfahren ersetzt. Die im KSpG geforderte regelmäßige Überprüfung der Überwachungskonzepte und deren Anpassung bei Unregelmäßigkeiten oder technischen Fortschritten sowie der jährliche Austausch über die Erkenntnisse der Eigenüberwachung (§ 40 (1) 1.) ermöglichen die notwendige Flexibilität zur Optimierung der Speicherüberwachung in kontinuierlichen Verbesserungsprozessen.

### 3.2.2 Wie genau muss die Überwachung sein?

Wie dicht ein Überwachungsnetz (aus unterschiedlichen Messnetzen bestehend) sein muss, hängt von den Überwachungszielen und dem Standort ab. Sind beispielsweise die Wassersäule und die Meeresumwelt zu überwachen, kann in der Grundüberwachung die zeitliche und räumliche Variabilität verschiedener hydrodynamischer oder biogeochemischer Parameter ermittelt und mit statistischen Methoden quantifiziert werden. Quasi-homogene Areale vergleichbarer Eigenschaften innerhalb des zu überwachenden Gebietes können so ermittelt werden (Blackford, Romanak et al. 2021). Zur Feststellung der Homogengebiete sind mehrere Messpunkte erforderlich. Ist die Homogenität eines Gebietes nachgewiesen, kann darin dann im Idealfall ein repräsentativer Messpunkt ausreichend sein. Saisonale Schwankungen der Hintergrundwerte können mehrere Messpunkte erforderlich machen, beispielsweise mit unterschiedlicher Eignung für Sommer- oder Winterüberwachung. Statistische Auswertungen von Daten der Grundüberwachung können beispielsweise auch für die Festlegung von Schwellenwertfunktionen (s. 1.2.5) und die Ermittlung von Detektionsgrenzen genutzt werden.

Die für ein Gebiet repräsentative räumliche Abdeckung hängt neben der natürlichen Heterogenität und Variabilität im Untersuchungsgebiet auch von der Reichweite der Methoden ab. Bei einer Methode, die beispielsweise einen Meterbereich innerhalb eines Quadratkilometer großen, als homogen angesehenen Gebietes abdeckt, könnte ein einzelner Messpunkt als ausreichend angesehen werden. Mehrere Messpunkte könnten dennoch für erforderlich erachtet werden, wenn zeitliche Veränderungen der Homogenbereiche durch die CO<sub>2</sub>-Speicherung möglich sein könnten und der Messbereich deutlich kleiner als das Homogengebiet ist. Die Festlegung von Mess- und Beobachtungszeiten oder Messnetzen kann einerseits in mehr oder weniger regelmäßigen Abständen oder Rastern erfolgen, was Vorteile bei der Erstellung von Zeitreihen oder statistischen Auswertungen bietet. Andere Strategien nutzen das „Rasenroboter-Prinzip“ bei der Überwachung, da dann über längere Zeiten gemittelt die Chancen zur Detektion unerwarteter Leckagen und Fluidaustritte an allen Orten innerhalb der Messgebiete vergleichbar sein sollten. Neben festen Messnetzen mit vielen Geräten setzen andere Strategien auf den mobilen Einsatz von Messgeräten beispielsweise in ferngesteuerten Geräten, geschleppten Plattformen, Bojen, Unterwassergleitern oder autonomen Über- und Unterwasserfahrzeugen, die große Bereiche abdecken und flexibel eingesetzt werden können (IOGP 2023). Bei mobilen Einsätzen in unterschiedlichen Gebieten mit verschiedenen Risiken oder Schutzgütern ergibt sich die Optimierungsaufgabe für die Festlegung der Reihenfolge der Messgebiete und der Einsatzzeiten der Messgeräte und Geräteträger mit möglichst geringem Zeit- und Energieaufwand für deren Remobilisierung zwischen den Messzeiten an unterschiedlichen Orten. Derzeit werden beispielsweise verschiedene Konzepte für die Entwicklung autonomer Geräteträger verfolgt, die insbesondere für aufwändige seismische Untersuchungen Vorteile gegenüber der herkömmlichen seismischen Akquisition versprechen. Auch regelmäßig verkehrende Schiffe könnten für die kostengünstige Überwachung einfacher Umweltparameter eingesetzt werden, beispielsweise für die flächenhafte Überdeckung größerer Gebiete mit geringen Leckagerisiken und zur möglichen Entdeckung unvorhergesehener Austrittsorte von Fluiden. Für die Überwachung möglicher Leckagepfade an Bohrungen oder die Attributierung und Quantifizierung von entdeckten und bekannten Fluidaustritten am Meeresboden und die Feststellung damit verbundener Umweltauswirkungen sind ggf. zeitlich oder räumlich begrenzt, hohe Messpunktdichten und kurze Messintervalle erforderlich.

Die Betrachtung der Frage nach möglichen Bestimmungsgrenzen bei der Quantifizierung und Verifizierung von Überwachungsdaten muss entsprechend der gesetzlichen Vorgaben des KSpG und der EU Monitoringverordnung zwischen Speicherinhalt und Leckagen unterscheiden:

### **Speicherinhalt**

Der „genaue Ort“ des Kohlendioxids im Untergrund soll nach (Anl. 2 1.1.3 b) erfasst werden. Dies ist bei räumlich ausgedehnten, mobilen Fluiden mit zeitlich variabler Verteilung der CO<sub>2</sub>-Sättigung des Porenraumes der Gesteine sowohl in der Gas- als auch in der Wasserphase nicht möglich (vgl. 1.2.1). Daher ist es auch schwierig, „Temperatur und Druck im Kohlendioxidsspeicher zur Bestimmung des Verhaltens und des chemisch-physikalischen Zustands des Kohlendioxids“ (Anl. 2 1.1.2 e) anzugeben, da diese je nach Position im Speicher unterschiedlich sind und direkte Messungen nur in einzelnen Bohrungen erfolgen können. Die Anlage bestimmt zwar, dass diese Parameter in jedem Fall zu überwachen sind, gibt jedoch nicht an, wo, und an wie vielen Punkten im Speicher. Da Druck und Temperatur an der Injektionsbohrung am stärksten von den initialen, bei der Standorterkundung ermittelten Reservoirbedingungen abweichen, könnte es im Idealfall ausreichend sein, diese während der Injektion dort zu messen. In Speichern geringer Tiefe oder erschöpften Erdgasfeldern, wo Phasenübergänge oder starke Änderungen der Eigenschaften in der Nähe der kritischen Punkte der CO<sub>2</sub>-Ströme erwartet werden, kann es sinnvoll sein, weitere Überwachungsbohrungen zu nutzen. Erfolgt die Injektion an Flanken von Antiklinalstrukturen, so kann auch die Überwachung des höchstgelegenen Punktes der Struktur sinnvoll sein, da dort die größte Druckdifferenz zwischen Speicher und umgebenden Schichten erwartet wird. Insgesamt wird man aber versuchen, die Anzahl der Überwachungsbohrungen gering zu halten, um die Speichersicherheit nicht durch unnötige Penetrationen der Deckschichten zu beeinträchtigen oder den wirtschaftlichen Betrieb eines Speichers nicht zu gefährden.

Die Ausdehnung der CO<sub>2</sub>-Phase in einem salinaren Aquifer lässt sich mit seismischen Methoden theoretisch gut, d.h. auf wenige Hundertmeter genau bestimmen, wie Eid et al. (2015) in einer Sensitivitätsstudie für den Buntsandstein in der Nordsee zeigten. Porosität, Mächtigkeit, Festigkeit und Gassättigung der Reservoirs sind wichtige Untergrundeigenschaften die im Einzelfall Einfluss auf die seismische Detektierbarkeit von CO<sub>2</sub> in den Speichergesteinen haben. Schwierig ist die seismische Unterscheidung von CO<sub>2</sub> und Restgas in erschöpften Erdgaslagerstätte oder die Unterscheidung der Fluidphasen bei der CO<sub>2</sub>-Injektion in erschöpfte Erdölreservoirs. Direkte Nachweise von CO<sub>2</sub> und dessen Konzentration in den jeweiligen Fluiden sind in Beobachtungsbohrungen möglich, diese geben aber nicht die räumliche Verbreitung des CO<sub>2</sub> im Speicherkomplex wieder. Eine weitere Einschränkung der Überwachungsaufgabe zur Erfassung des CO<sub>2</sub> im Speicherkomplex betrifft die Ausdehnung CO<sub>2</sub>-führender Formationswässer, die über die Ausdehnung der gasführenden Bereiche der Speicherschicht hinausreichen kann. Der CO<sub>2</sub>-Gehalt wässriger Lösungen kann seismisch nicht ermittelt werden, Er ist nur ungenau durch andere indirekte geophysikalische Verfahren abschätzbar.

Seismische Wiederholungsmessungen (4D-Seismik) gehören zu den primären Überwachungsmethoden vieler Konzepte, mit denen in vielen Situationen die Injektion und Migration von CO<sub>2</sub>-Strömen in salinaren Aquiferen sowie bei Leckagen im Deckgebirge erkannt werden können sollte (NSTA 2023). Die Verringerung seismischer Wellengeschwindigkeiten in Aquiferen sind bereits für kleine Gassättigungen groß. Beim Greensand-Projekt geht man davon aus, dass CO<sub>2</sub> ab einer Gassättigung von 4% seismisch detektierbar ist (NSTA 2023). Die Massenverteilung des CO<sub>2</sub> im Speicher lässt sich seismisch aber nur ungefähr ermitteln, denn die seismischen Geschwindigkeiten verändern sich nicht mehr stark bei Gassättigungen von mehr als 30 Vol.-% (Chadwick et al. 2019). Die seismische Bestimmung der eingespeicherten Masse an CO<sub>2</sub> verschlechtert sich also unter Umständen mit dem Speicherfortschritt. Im Gegensatz zum Greensand Projekt werden seismisch detektierbare Effekte in einigen Speichervorhaben in der Südlichen Nordsee aufgrund unterschiedlicher Fluid- und Reservoireigenschaften erst einige Jahre nach Beginn der CO<sub>2</sub>-Injektion erwartet, im Buntsandstein des Endurance-Untersuchungsgebietes beispielsweise erst beim Erreichen einer Gassättigung von 20 Vol.-% (NSTA 2023). Bei der Injektion von CO<sub>2</sub> in das Restgas erschöpfter Erdgaslagerstätten kann es eventuell gar unmöglich sein, Effekte der CO<sub>2</sub>-Speicherung in 4-D seismischen Untersuchungen zu erkennen (NSTA 2023).

In Forschungsprojekten und in Sensitivitätsstudien zur Detektion von CO<sub>2</sub> Leckagen in Aquifere wurden für injizierte Mengen von 2 - 22 kt CO<sub>2</sub> seismisch nachweisbare Unterschiede in der Gassättigung von Aquiferspeichern beobachtet, bzw. erwartet (Chadwick et al. 2004, Liebscher et al. 2013 bzw. Wang et al 2018, Yang et al. 2019). Im überlagernden Deckgebirge, wo die Dichtekontraste zwischen CO<sub>2</sub> und Formationswasser größer sind als im Speicher, könnten auch kleinere Mengen von einigen hundert Tonnen CO<sub>2</sub> nachweisbar sein (Chadwick et al. 2014, Yang et al., 2019). Geoelektrisch konnte nach Liebscher et al. (2012) die Injektion von 13,5 kt CO<sub>2</sub> am Forschungsspeicher Ketzin detektiert werden. Im marinen Bereich könnten mittels elektrischer Widerstandstomographie und Magnetotellurik 20 kt CO<sub>2</sub> in Tiefen von weniger als 600 m aufgelöst werden (Yang et al. 2019).

Die Auflösung gravimetrischer Messungen zur Bestimmung von CO<sub>2</sub>-Massen in Aquiferspeichern hängt von der Porosität, der Speichermächtigkeit, der Speichertiefe und der Ausdehnung der CO<sub>2</sub>-Fahne sowie der Dichtedifferenz zwischen CO<sub>2</sub>-Phase und salinarem Formationswasser ab (Groby et al. 2023). Im Slepner Speicherprojekt wurde eine deutliche Schwereänderung von bis zu  $12 \pm 3 \mu\text{Gal}$  während der Injektion von 5,9 Mt CO<sub>2</sub> ermittelt (Alnes et al. 2011). Furre et al. (2017) geben für die gravimetrische Wiederholungsmessung im Jahr 2013 eine Genauigkeit von  $1,1 \mu\text{Gal}$  an. Dennoch lassen sich diese Ergebnisse nicht hinsichtlich eines gravimetrischen Auflösungsvermögens von etwa 0,5 Mt CO<sub>2</sub> verallgemeinern, da neben Massenänderungen auch Vertikalbewegungen des Deckgebirges die Messungen beeinflussen. Kabirzadeh et al. (2020) kommen aufgrund generischer Sensitivitätsstudien zum Schluss, dass die modellierten Schwereänderungen für wenige Mt CO<sub>2</sub> in den Modellspeichern deutlich über dem Auflösungsvermögen der Meeresbodengravimeter liegen sollten. Standortspezifische Sensitivitätsabschätzungen zur Potenzialabschätzung mikroseismischer Überwachungsmethoden ermöglicht das von Groby et al. (2023) beschriebene Bewertungsverfahren.

Die Interpretation der Massenverteilung oder die Abschätzung der Gesamtmasse von CO<sub>2</sub> im Speicher beruhen, neben den Eigenschaften der CO<sub>2</sub>-Ströme, auf Modellen der seismischen Geschwindigkeit, der elektrischen Leitfähigkeiten, der Massenverteilung und der Gassättigung des Untergrunds, die jeweils möglichst standortspezifisch erstellt werden sollten. Durch die gemeinsame Interpretation von seismischen Daten und den Ergebnissen von Schweremessungen, Deformationsbestimmungen oder geoelektrischen Untersuchungen kann die Sicherheit von Abschätzungen verbessert werden (engl. joint inversion). Pauschale, methodenspezifische Angaben zu minimal auflösbaren Massen können lediglich Größenordnungen angeben, da die tatsächliche Auflösung, von der Messpunktdichte und dem Abstand der Messinstrumente von der CO<sub>2</sub>-Fahne sowie örtlichen Verhältnissen und Signal-/Rauschen-Verhältnissen, sowie der Speichermächtigkeit und der Fluidsättigung abhängt (Gasperikova et al., 2022). Differenzen zwischen abgeschätzten Massen aus geophysikalischen Messungen und gemessenen Injektionsmengen können nicht ohne weiteres als Leakage oder Migration gedeutet werden, da diese nicht von der Lösung von CO<sub>2</sub> in Formationswässern oder dessen Bindung bei der Alteration von Reservoirgesteinen unterschieden werden kann. Chadwick et al. (2005) geben diese Differenz beim Speicher im Utsira Sand des Slepner-Feldes 2001 nach der der Injektion von 4,26 Mt CO<sub>2</sub> mit 15 % der injizierten Masse an.

Die Anlage 2 1.1.3 b) stellt den Einsatz von Überwachungsmethoden anheim, die Daten über die Sättigungsverteilung des CO<sub>2</sub> im Speicherkomplex liefern, unabhängig von den CO<sub>2</sub>-haltigen Phasen. Da die CO<sub>2</sub>-Sättigung in der wässrigen Phase aber nicht direkt räumlich erfasst werden kann und die genannten Technologien nur „gegebenenfalls“ anzuwenden sind, kann rechtlich gesehen auf die räumliche Erfassung der Sättigungsverteilung in Formationswässern verzichtet werden. Solche Technologien sind also nicht zwangsweise für diesen Zweck einzusetzen, obwohl sie natürlich für andere Zwecke sinnvoll eingesetzt werden können. Die räumliche Verteilung der Gassättigung in Aquiferen kann, wie oben erwähnt, nur ungenau mit Hilfe von Modellannahmen flächenhaft ermittelt werden. Die vertikale Verteilung der CO<sub>2</sub>-Sättigung im Speicher kann durch direkte und indirekte Messungen in Formationswässern sowie in Gasphasen punktuell in Beobachtungsbohrungen ermittelt werden. Solche Messungen sollten mit Rücksicht auf die Integrität des Speichers auf charakteristische Punkte beschränkt werden,

beispielsweise Überlaufpunkte für Fluide am Rand von Strukturen oder die Überwachung hangender Aquifere im Bereich möglicher Leckagepfade.

Die Genauigkeit, mit der der Ort des CO<sub>2</sub> im Untergrund oder dessen Gehalt in den verschiedenen Phasen poröser Gesteine ermittelt werden können, ist also begrenzt. Daher erscheint es sinnvoller, die Gesamtmasse des gespeicherten CO<sub>2</sub> mit der am Kopf der Injektionsbohrung ohnehin zu messenden CO<sub>2</sub>-Masse gleichzusetzen, als diese auf Basis aufwändiger Überwachung abzuschätzen, denn der Nachweis der Langzeitsicherheit (einschließlich der Dichtigkeit des Kohlendioxidsspeichers) ist Voraussetzung für die Genehmigung von Speichern und solange keine eindeutigen Hinweise auf Leckagen beobachtet werden, sollte die Grundannahme gelten, dass sich das CO<sub>2</sub> an den prognostizierten Orten im Speicher befindet. Hinweise auf Abweichungen vom prognostizierten Verhalten lassen sich eventuell besser anhand der Entwicklung des Drucks im Speicher überprüfen als durch den direkten Nachweis des Ortes der CO<sub>2</sub>-Fahne.

### CO<sub>2</sub>-Leckagen

Die Möglichkeiten zur Quantifizierung von Leckagen hängen von der Art der Leckage und der Größenordnung der Leckage ab. Verlässt ein CO<sub>2</sub>-Strom den Speicherkomplex ist dies eine Leckage gemäß KSpG, auch wenn sich dieser noch im Untergrund befindet, beispielsweise in einer porösen Gesteinsschicht des Deckgebirges. Durch die Eigenüberwachung ist das Ausmaß der Leckage zu bestimmen. In dem Falle wäre die Genauigkeit der Bestimmung in etwa vergleichbar mit der der zuvor diskutierten Bestimmung des Speicherinhaltes. Eine geringere Tiefe würde tendenziell eine genauere Bestimmung der Masse des entwichenen CO<sub>2</sub> ermöglichen vorausgesetzt, die Überwachungseinrichtungen sind auf den entsprechenden Tiefenbereich ausgelegt. Trotz der prinzipiellen Eignung der Überwachungsmethoden zur Quantifizierung von Leckagen wären gegebenenfalls noch Anpassungen der Überwachungspläne und -geräte erforderlich, beispielsweise für Messungen in zusätzlichen Beobachtungsbohrungen in der Nähe der Leckageorte.

Neben der Lösung von CO<sub>2</sub> in Formationswasser könnte ein Teil des CO<sub>2</sub>-Stroms bei Reaktionen mit den Gesteinen des Deckgebirges in Karbonaten gebunden werden, die trotz ihrer mutmaßlich langfristigen Bindung im Untergrund, als Leckage zu quantifizieren wären. Diese Bindung wäre aus Sicht des Klimaschutzes und der Möglichkeit der Selbstversiegelung von Aufstiegswegen durchaus wünschenswert. Daher sind Überwachungskonzepte nicht darauf ausgelegt, die Bindung des CO<sub>2</sub> in Karbonaten zu quantifizieren. In der Westeifel beispielsweise wird der Anteil des natürlich aufsteigenden CO<sub>2</sub>-Stroms, der bei der Alteration der Aquifergesteine gebunden wird, auf 13,6 Mol-% geschätzt, bei einem Fehler von 142 % (May, 2002). Angesichts der vermutlich großen Unsicherheiten wäre eine sinnvolle Quantifizierung der Mineralisierung von CO<sub>2</sub> im Deckgebirge über dem Speicherkomplex kaum mit vertretbarem Aufwand möglich und zudem auch mit Rücksicht auf mögliche Schutzgüter nicht erforderlich.

Sind CO<sub>2</sub>-Leckagen mit Emissionen in die Wassersäule oder direkt in die Atmosphäre verbunden, sind diese Emissionen entsprechend der EU Monitoringverordnung zu quantifizieren (vgl. 1.2.3). Vor der Quantifizierung müssen diese aber erst einmal detektiert und zweitens deren Ursprung aus dem Speicherinhalt nachgewiesen werden. Die Monitoringverordnung gibt eine Berechnung auf der Grundlage durchschnittlicher stündlicher Massenflüsse vor sowie eine Bestimmung der Unsicherheiten, die bei der Bilanzierung abzüglich einer Toleranz von 7,5 Massen-% auf die ermittelten Werte aufzuschlagen ist. Die Unsicherheiten bei der Bilanzierung der Massen hängen von der Art und Größenordnung der Leckagen ab:

- Bei **Blowouts von Bohrungen** können räumlich eng begrenzt große Fließraten am Meeresboden, in der Wassersäule oder auch in der Atmosphäre (an Plattformen) austreten, die für direkte Messungen zugänglich sein können. Aufgrund von Phasenübergängen bei der Expansion des CO<sub>2</sub>-reichen Fluids und der Lösung von CO<sub>2</sub> im Meerwasser ist die Bestimmung von Massen oder Flüssen und Konzentrationen vermutlich in mehreren Phasen (fest, flüssig, gasförmig) erforderlich, was je nach Phasenanteilen unterschiedliche Methoden erfordert. Direkte Messungen, insbesondere von Massenflüssen, sind möglicherweise aus Sicherheitsgründen oder zur ungehinderten Durchführung von Korrekturmaßnahmen nicht möglich, so dass die Massen unter Umständen aus Konzentrationsmessungen in den CO<sub>2</sub>-Fahnen im Meerwasser und in der Atmosphäre in der Umgebung der Austrittsstelle ermittelt werden müssen. Die Ausdehnung gesundheitsschädlicher CO<sub>2</sub>-Konzentrationen könnte je nach betrachtetem Grenzwert, Wassertiefe, Austrittsrate und Strömung einige hundert bis zu wenigen tausend Meter weit im Meerwasser, bzw. über der Wasseroberfläche reichen (Tamburini et al. 2024). Für eine Quantifizierung der Masse der CO<sub>2</sub>-Fahnen wären damit deutlich größere Flächen zu überwachen wären, als bei direkten Messungen von Flüssen an den unmittelbaren Austrittsstellen. Eine stündliche Erfassung von Messwerten zur geforderten Massenbilanzierung könnte auf der gesamten Fläche der Fahnen eventuell problematisch werden. Alternativ könnten Raten auch modelliert werden, wozu aber viele Reservoir-, Fluid- und Bohrungsparameter bekannt sein müssen (Nilsen et al. 2021). Die Geometrie der unmittelbaren Austrittsstelle einer havarierten Bohrung dürfte auch nicht immer zu ermitteln sein. Austrittsraten von Blowouts havariierter Bohrungen sind daher oft Schätzwerte. Unsicherheiten werden selten angegeben. Olsen & Skentje (2016),

Holand (2017), Cusworth et al. (2021) und Maasackers et al. (2022), geben für einzelne Blowouts Bandbreiten der Schätzungen an. Die Ungewissheiten der Schätzungen reichen von (6 % bis 906 %, bei einem Median von 94% bei 19 Angaben). Die Toleranz von 7,5% der EU Monitoringverordnung dürfte daher meist deutlich überschritten werden.

- Hinweise auf **einzelne, räumlich diskret begrenzte Fluidaustritte** können mit akustischen und optischen Überwachungsverfahren erhalten werden, beispielsweise die Feststellung von Pockmarks (zu Deutsch: Pockenmarken), Blasenströme und benthische Lebensgemeinschaften oder deren Veränderungen. Am Meeresboden treten CO<sub>2</sub>-haltige Formationswässer gemeinsam mit gasförmigem CO<sub>2</sub> aus, so dass der CO<sub>2</sub>-Gehalt in der Gasphase und im Wasser und – bei hohen Raten und geringer Wassertiefe – auch die direkte Emission von Gasblasen in die Atmosphäre bestimmt werden müssen. Die freie Gasphase machte im QUICS-Experiment lediglich etwa 15% des injizierten CO<sub>2</sub> aus (Dean et al. 2020). Nach Flohr et al. (2021) erreichten 22 - 48% des im STEMM-CCS Projekt etwa 3 m unter dem Meeresboden injizierten CO<sub>2</sub>, während sich 35-41% im Porenwasser lösten und der Rest sich in Gastaschen im Sediment ansammelte. Da die beiden letzten Anteile mit der Zeit auch ins Meerwasser übergehen dürften, spätestens bei der Kompaktion der Sedimente am Meeresboden, sollten sie gleich mit in die Bilanzierung einbezogen werden, da die Bestimmung der geringen Raten, mit denen diese Anteile aus dem Meeresboden ins Wasser übergehen, außerhalb der Möglichkeiten angemessener Überwachung liegen kann. Unter anderem aufgrund dieser Aufteilung der Emissionen in verschiedene Phasen, ist die Detektion von Leckagen bei kleinen Raten eine Herausforderung. Einzelne geochemische Messstationen am Meeresboden sind vermutlich weniger geeignet, Leckagen anzuzeigen. Dies zeigen numerische Simulationen von Blackford, Romanak et al. (2021), wonach 7 Messstationen über einem etwa 50 km weiten Gebiet mit CO<sub>2</sub>-Leckagen lediglich maximal 37 % der angenommenen Leckagen detektieren würden. Nach Olsen und Skjetne (2016) bleiben kleine submarine Leckagen bei der Erdgasförderung von weniger als 100 g/s (3150 t/a) oft unentdeckt. Akkumuliert sich CO<sub>2</sub> in flachen Lockersedimenten des Deckgebirges, könnten solche Ansammlungen bei Zuflüssen von einigen Tausend Tonnen pro Jahr seismisch detektiert werden (s.o.). Pockmarks könnten Hinweise auf solche flachen Akkumulationen geben, auch wenn diese eventuell nur episodisch in die Wassersäule austreten. Kleinere Raten von bis zu 2,43 g/s wurden in drei Injektionsexperimenten in der britischen Nordsee injiziert. Mit unterschiedlichen Sensoren bestückte Schiffe, autonome Unterwasserfahrzeuge und Geräteträger am Meeresboden wurden zur Überwachung der Experimente eingesetzt. Aufgrund der Ergebnisse dieser Experimente kommen Dean et al. (2020) zum Schluss, dass mit diesem Methodenspektrum unbekannte Austritte von mehr als 0,33 bis 1,65 g/s CO<sub>2</sub> (10 – 50 t/a) in einem ausgedehnten Gebiet am Meeresboden detektiert werden könnten. Herausforderungen bleiben aber hinsichtlich der automatischen Analyse großer Datenmengen und der sicheren Detektion der Austritte angesichts der hohen natürlichen Variabilität der Hintergrundsignale, aber auch der Leckageflüsse, die gezeitenabhängig variieren können. Zudem würde die dauerhafte Überwachung größerer Flächen mit dem eingesetzten Methodenspektrum hohe Überwachungskosten zur Folge haben.

Nach der Detektion der Austrittstellen sind die Emissionen zu quantifizieren. Wurden die Austrittstellen identifiziert, dann können dort gezielt Proben genommen werden oder Messgeräte in der Nähe eingesetzt werden. Die Auflösung einzelner Methoden kann zwar örtlich recht hoch sein (z.B. IEAGHG 2012), jedoch zeigten die Freisetzungsexperimente in der Nordsee und Untersuchungen natürlicher CO<sub>2</sub> Austritte, dass die Variabilität und die Unsicherheiten groß sind. Nach Dean et al. (2020) kann aufgrund dieser Variabilität keine einzelne der in den Freisetzungsexperimenten eingesetzten Methoden alleine für eine Quantifizierung als ausreichend angesehen werden. Beispielsweise können mittels hydroakustischer oder geochemischer Methoden jeweils lediglich ein Teil der Emissionen erfasst werden.
- **Diffuse Austritte von CO<sub>2</sub>** dürften aufgrund der Lösung von CO<sub>2</sub> in Formationswasser keine auffälligen oder viele kleine Pockmarks oder Basenströme verursachen. Bei der Quantifizierung dieser Emissionen ergeben sich die oben beschriebenen Einschränkungen hinsichtlich der Detektierbarkeit noch in größerem Maße. Die Bestimmung wird unsicher aufgrund hoher natürlicher Hintergrundvariabilität von pH oder pCO<sub>2</sub> (Wakelin et al. 2012), insbesondere bei geringen Flüssen, wobei der Anteil von CO<sub>2</sub> im Porenwasser oder im Meerwasser hoch im Vergleich zur Gasphase und die geochemischen Anomalien gering sein dürften. Abschätzungen der Flüsse aufgrund einzelner Messungen in größeren Volumen oder Flächen erfordern die Auswahl geeigneter Integrationsverfahren. Einige Beispiele für die Quantifizierung natürlicher CO<sub>2</sub>-Flüsse aus diffusen Quellen geben Anhaltspunkte für die Ungewissheiten der Schätzungen sowie für die natürliche Variabilität von CO<sub>2</sub>-Austritten. Aeschbach-Hertig et al. (1996) ermittelten aufgrund der Wasserchemie und dem Wasservolumen des Laacher Sees einen Fluss der diffusen CO<sub>2</sub>-Austritte am Grund des Sees von 3788 bis 6212 t/a, der direkte Übergang in die Atmosphäre wurde dabei aber nicht erfasst. Die Variabilität der Flüsse einzelner Blasenströme in natürlichen diffusen CO<sub>2</sub>-Austritten am See- oder Meeresboden ist hoch (Möller et al. (2021) 0,506 ± 0,277 l/min; Caramanna et al. (2011) 19-115 l/min) und saisonal veränderlich. Neben den Unsicherheiten der Messungen an sich, ergeben sich große Unsicherheiten bei Interpolationen über längere Zeiträume. Pockmarks am Gewässerboden sind oft nur episodisch aktiv, da sich Gase im Sediment akkumulieren und dann kurzfristig

entweichen können. Bei kurzzeitigen Überwachungen können solche Austrittsstellen je nach Aktivität zur Über- oder Unterschätzung der tatsächlichen Emissionen führen. Eine weitere Quelle von Unsicherheiten ist die Interpolationsmethode punktueller Bestimmungen über eine ausgedehnte Fläche, für die eine diffuse Entgasung beobachtet oder angenommen wird. Da keine Methode alle Flussanteile erfassen kann, ist die tatsächliche Ausdehnung des Emissionsgebietes schwer sicher zu bestimmen. Insbesondere die Ausdehnung der CO<sub>2</sub>-Anreicherung im Porenwasser ist schwer zu ermitteln. Im Fall der Kontamination terrestrischer Aquifere werden oft dutzende Beobachtungsbohrungen abgeteuft. Dennoch zeigen Sensitivitätsstudien, dass normalisierte Fehler selbst bei einhundert Bohrungen auf einer Fläche von 7,5 ha noch im Bereich von 50 % liegen können (Luckner et al. 2008). Verschiedene mögliche räumliche Integrationsverfahren, resultieren zusätzlich in Unterschieden der berechneten Gesamtflüsse oder Stoffmengen geochemischer Anomalien, je nach Messpunktdichte im Bereich einiger Zehner- % (Beispiele in Luckner et al. 2008, IEAGHG 2012). Der Vergleich verschiedener natürlicher CO<sub>2</sub>-Vorkommen zeigt, dass die Flussdichte tendenziell umgekehrt proportional zur Fläche der untersuchten Mofetten, Seen oder Gebiete, ist (May 2002). Aufgrund der verschiedenen Quellen großer Unsicherheiten, erscheint eine genaue Bestimmung diffuser Emissionen unmöglich. Selbst die Abschätzung der Unsicherheiten wird mit großen Unsicherheiten verbunden sein. Sie sollte zwar möglichst auf numerischen Sensitivitätsstudien beruhen, jedoch beinhalten diese oft Annahmen, deren Gültigkeit nicht überprüft werden kann, so dass in diesem Fall auch Berechnungen entsprechend der Monitoringverordnung nicht sinnvoll erscheinen. Für die Quantifizierung diffuser Emissionen könnte man sich daher auf die qualitative Überwachung gut beobachtbarer Schlüsselparameter beschränken, beispielsweise wo vorhanden, die Ausdehnung CO<sub>2</sub>-sensitiver sessiler Lebensgemeinschaften.

Insgesamt ergibt sich, dass die Möglichkeiten zur Quantifizierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei Weitem ungenauer sein dürften als die Toleranzvorgabe von 7,5 Massen-% in der EU Monitoringverordnung.

### 3.3 Dauerhafte Überwachung nach Übertragung der Verantwortung

Die langfristig erforderliche Überwachung stellt eine bisher eher vernachlässigte Herausforderung der CO<sub>2</sub>-Speicherung dar, da die nach der Übertragung der Verantwortung verbleibenden Speicherrisiken oft pauschal als mit der Zeit abnehmend (Metz et al. 2005) und für vernachlässigbar gehalten werden (Pearce et al. 2005). Speicherbetreiber werden eine möglichst frühzeitige Übertragung der Verantwortung anstreben, unabhängig vom nachfolgenden Aufwand für die „ewige Überwachung“. Pearce et al. (2005) begrenzen diese Phase zwar in ihrem Konzept auf weniger als 10.000 Jahre; Chalaturnik & Gunter (2004) sehen die geophysikalische Überwachung langsamer geomechanischer oder geochemischer Prozesse für Zeiten von 100 bis 1000 Jahren vor. Ein Überwachungsplan ist für die staatliche Überwachung nicht explizit gefordert und die Anforderungen aus Anlage 2 KSpG sind ebenfalls nicht explizit auf die staatliche Überwachung bezogen.

Das IPCC (Metz et al. 2005) hält den Verzicht auf bohrungsbasierte Methoden für wünschenswert, um das Leckagerisiko gering zu halten. Von Goerne et al. (2010) schlagen an Land zu überwachende Kompartimente vor: Erdoberfläche, Trinkwasseraquifere, Speicherformation und Deckschicht, eventuell noch eingeschränkt den hängenden Reserveaquifer und die hydraulisch verbundene Einheit. Für Speicher unter dem Meeresboden wäre nicht die Erdoberfläche zu betrachten. Meeresoberfläche, Wassersäule oder Meeresboden sind in dem Fall mögliche Kompartimente. Denkbar wäre eine Beschränkung auf die marinen Schutzgüter, um auf offene Überwachungsbohrungen zu verzichten. Es könnte ein Meldeprogramm für Auffälligkeiten oder Beobachtungen in der Umgebung des Speichers eingerichtet werden, die mit Leckagen in Zusammenhang stehen können (z. B. Veränderungen von Ökosystemen oder Organismen, Gasaustritte, Ölschlieren auf der Meeresoberfläche, etc.). Die Meldung von Anzeichen für CO<sub>2</sub> oder Fluidaustritte könnte durch in der Umgebung der Speicher aktive und zuvor geschulte Personen und Institutionen aus Kreisen wie Fischerei, Schifffahrt oder Wartung von Windenergieanlagen erfolgen. Dann könnten möglichen Hinweisen auf Leckagen oder erhebliche Unregelmäßigkeiten gezielt nachgegangen werden. Zudem könnten Umweltinformationen aus der regelmäßigen Satteliten-Fernerkundung zur Beobachtung der Meeresoberfläche und automatische Auswerteverfahren genutzt werden, um Hinweise auf Anomalien zu erhalten.

## 4. Empfehlungen und Optimierungsbedarf

Der grundsätzliche nationale Rechtsrahmen zur CO<sub>2</sub>-Speicherung (Demonstrationsgesetz, Ländergesetze) erlaubt derzeit keine Speicherprojekte in Deutschland. Die Empfehlungen in diesem Kapitel gehen von einer zukünftigen Novelle des KSpG und möglichst auch der Kohlendioxid-Speicherungsgesetze der Länder aus. Zumindest die Untersuchung der bisher lediglich als untersuchungswürdig eingestuften Gebiete (an Land wie unter der Nordsee) sollte ermöglicht werden, damit voraussichtlich geeignete Speicherstandorte ermittelt werden können, sollte die Speicherung von CO<sub>2</sub> zukünftig rechtlich möglich werden. Da von Beginn eines Speichervorhabens bis zum Beginn der Speicherung ein Jahrzehnt vergehen kann, besteht die Gefahr, die in Europa angestrebten Treibhausgas-minderungen mittels CCS nicht rechtzeitig zu erreichen, wenn für die Erkundung nicht frühzeitig die rechtlichen und administrativen Voraussetzungen (Benennung/Aufbau der zuständigen Behörden) für die Speichererkundung geschaffen werden.

- Es sollte geprüft werden, welche der vorgesehenen Verordnungen erarbeitet werden sollten, um mehr Planungssicherheit für Behörden und Antragsteller zu schaffen und dann auch umgehend mit der Erstellung notwendiger Verordnungen begonnen werden.
- Der Verweis unter §7(4) auf das nicht mehr gültige Lagerstättengesetz sollte geändert werden und Bezug auf das GeolDG genommen werden.
- Die Produktion von Formationswasser für Zwecke des Druckmanagements in Aquiferspeichern sollten im KSpG behandelt werden. Die Einleitung von Solen, als Maßnahme des Druckmanagements von CO<sub>2</sub>-Speichern, wie z.B. im Gorgon-Projekt in Australien, ist als transmediale Problemverlagerung kritisch zu bewerten. Formationswasserförderung zum Druckmanagement sollte auf Abhilfe- oder Notfallmaßnahmen begrenzt werden. Gegebenenfalls ist deren Nutzung im Zuge der Speicherung, zur Wärme- und Rohstoffgewinnung möglich, wenn die Restwässer umweltverträglich entsorgt werden können.
- Der Geltungsbereich der OffshoreBergV sollte die Speicherung von CO<sub>2</sub> zum Klimaschutz mit aufnehmen, oder eine Novelle des KSpG sollte auf die relevanten Anforderungen der Offshore BergV verweisen.
- Die OffshoreBergV sollte unter §4 auch Grenzwerte für die Konzentration von salinaren Formationswässern und einzelner Inhaltsstoffe aufnehmen, sofern diese in Meerwasser eingeleitet werden sollten, zum Beispiel im Rahmen von Abhilfemaßnahmen.
- Die Überwachung nach §§ 20 und 22 sollte nicht nur Kohlendioxid, sondern allgemeiner Kohlendioxidströme beinhalten und auch andere durch die CO<sub>2</sub>-Speicherung mobilisierte Fluide (v.a. Sole, Erdgas, Erdöl) und deren Bestandteile mit erwähnen, um einen umfassenden Umweltschutz ermöglichen zu können.
- Die Überwachung nach §22 sollte nicht nur kontinuierliche Überwachung, sondern auch diskontinuierliche Überwachungsmethoden einschließen und nötigenfalls beides definieren und zwischen beidem unterscheiden, z.B. bei der jährlichen Pflicht zur Übermittlung von Überwachungsdaten an die zuständigen Behörden. Kontinuierliche Überwachung könnte eine regelmäßige, im Verhältnis zur Betriebsdauer eines Speichers häufige Beprobung beinhalten (> 1 Datenerfassung pro Jahr), während die diskontinuierliche Überwachung seltener und in unregelmäßigen Abständen erfolgen könnte und die jeweils neu gewonnenen Daten innerhalb eines Jahres nach deren Erhebung an die zuständigen Behörden übermittelt werden sollten.
- Es wäre sinnvoll, §23 (1) 2. in der Weise zu ändern, dass auch im Falle von Leckagen, so wie bei der Feststellung erheblicher Unregelmäßigkeiten, geprüft werden könnte, ob daraus eine Gefährdung von Mensch und Umwelt resultieren könnte. Ist dieses bei geringfügigen Leckagen nicht der Fall, könnte ein Weiterbetrieb des Speichers mit einem aktualisierten Überwachungsplan zur Quantifizierung der Leckage entsprechend der Vorgaben des TEHG sowie der in §22 (2) formulierten Überwachungszwecke fortgesetzt werden. Voraussetzung für eine solche Entscheidung könnte sein, dass die Auswirkungen einer Leckage gegen die Umweltauswirkungen von Maßnahmen nach §23 (1) 2. und möglicher Risiken für die Speichersicherheit, beispielsweise infolge von Tiefbohrungen durch das Deckgestein und in den Speicherkomplex abgewogen würden.
- Es wird empfohlen §31 (5) zu erweitern und darin auch für die staatliche Überwachung, nach Übertragung der Verantwortung, einen Überwachungsplan zu fordern, der nach §6 (1) 3. im Register aufzunehmen

und zu veröffentlichen ist. Ebenso könnten die gewonnenen Fach- und Bewertungsdaten veröffentlicht werden (ggf. nach UIG oder GeolDG).

- Für den marinen Bereich sollte nach der Übertragung der Verantwortung eine Minimalüberwachung festgelegt werden, die auf die aufwändige Überwachung des Speicherkomplexes im tiefen Untergrund verzichtet, sofern keine Hinweise auf erhebliche Unregelmäßigkeiten oder Leckagen vorhanden sind und der CO<sub>2</sub>-Strom eine ortsfeste Position eingenommen hat. Die Minimalüberwachung könnte sich auf die Überwachung des Meeresbodens und der Wassersäule beschränken. (In entsprechender Weise könnte eine abgestufte Überwachung an Land in §31 verankert werden.) Anforderungen an die staatliche Überwachung könnten näher in Anlage 2 oder einer weiteren Anlage zum KSpG festgelegt werden.
- In Anlage 1.1.3 sollte erstens spezifiziert werden, wer nach welchen Kriterien entscheidet, welches die „besten zum Planungszeitpunkt verfügbaren“ Technologien sind und was unter Verfügbarkeit zu verstehen ist. Eine generelle Vorgabe zur Einschätzung der Eignung von Technologien ist angesichts der vielfältigen standortspezifischen Eigenschaften des Untergrundes vermutlich nicht zielführend. Kriterien zum Vergleich und zur Auswahl von Technologien könnten beispielsweise die minimal auflösbaren Massen, Volumina, Konzentrationen, Flüsse, Druckänderungen von CO<sub>2</sub>-Strömen sowie die Zusammensetzung von CO<sub>2</sub>-Strömen oder verdrängtem Formationswasser oder die zeitlich und räumlich möglichen Messpunktdichten, unter Berücksichtigung der standortspezifischen Variabilität in den zu untersuchenden Medien, sein. Aufgrund der Informationen, die bei der Charakterisierung und Bewertung des Speichers erhoben werden, könnte der Betreiber alternative Methoden vergleichen und im Vorschlag für das Überwachungskonzept begründen. Die Verfügbarkeit sollte sich auf am Markt vorhandene oder herstellbare Technologien beziehen, wobei die Angemessenheit von Kosten und Beschaffungszeiten für das jeweilige Überwachungsziel und mögliche Risiken für den Speicherbetrieb, Umweltauswirkungen oder Nutzungskonflikte nicht außer Acht gelassen werden sollten. Zweitens sollte spezifiziert werden, unter welchen Bedingungen „gegebenenfalls“ von Technologien, die den aufgelisteten Anforderungen am besten genügen, Gebrauch zu machen ist. Die Anforderungen dürften allgemein sinnvoll sein und daher sollte begründet werden, wenn keine derartigen Technologien eingesetzt werden sollen.
- In Anlage 2 1.1.3 a) sollte der Ausdruck „den genauen Ort“ gestrichen oder ersetzt werden. Es wäre sinnvoll, die „Verbreitung des Kohlendioxidstroms im Untergrund“ zu erfassen. Wobei der Kohlendioxidstrom keine Phasen definiert und auch nicht zwischen einer fluiden CO<sub>2</sub>-reichen Phase und im Formationswasser gelöstem CO<sub>2</sub> unterscheidet, was unter 1.1.3 b) differenziert werden könnte.
- Ferner sollte in Punkt a) „die Migrationswege von Kohlendioxid im Untergrund und an der Oberfläche“ präzisiert werden: „die Migration von Kohlendioxid im Speicherkomplex und im Falle von Leckagen dessen Ausbreitung im Deckgebirge des Speichers“, wobei der Begriff Deckgebirge in §3 definiert werden sollte (s.u.).
- In 2 1.1.3 b) kann „und vertikale“ gestrichen werden, da die räumliche Sättigung, vertikale und laterale Sättigungsgradienten einschließt. Ergänzen könnte man hier, dass die Sättigungsverteilung sowohl die Sättigung des Porenraums an einer CO<sub>2</sub>-reichen fluiden Phase als auch die Sättigung der wässrigen Phase an CO<sub>2</sub> beinhalten können. Die Unterscheidung der beiden Phasen ist dann sinnvoll, wenn die Speicherstrukturen und die dynamischen Modellierungen eine getrennte Ausbreitung der beiden Phasen erwarten lassen.
- Für den Speicherkomplex sind nach Anlage 1 1.1 Daten zur „endgültigen Speicherkapazität“ zu erheben. Da diese aber erst nach der Stilllegung des Speichers, bzw. nach Übertragung der Verantwortung festgestellt werden kann, sollte der Begriff durch „bis zum Ende der CO<sub>2</sub>-Injektion erwartete Speicherkapazität“ ersetzt werden.
- Die in Anlage 1 KSpG vorgegebene logische Abfolge von Aufgaben bei der Charakterisierung potenzieller Speicher (Stufen) sollte nicht als Einbahnstraße angesehen werden, sondern eher als Checkliste bei einem iterativen Vorgehen, welches nach einer Bewertung vorläufiger Ergebnisse eine Prüfung und ggf. eine Anpassung des Untersuchungsprogrammes vorsieht (vgl. Ausführungen in Kap. 3.1). Die Erarbeitung von Richtlinien für generelle Phasen der Speichererkundung, wie in Norwegen könnte sinnvoll sein, jedoch keine weiter einengende Rechtsverordnung zur Konkretisierung von Arbeitsprogrammen entsprechend Anlage 1, da dabei zu viele unterschiedliche Einzelfälle unterschieden werden müssten.

- Zur Gewährleistung ausreichender, den Anforderungen genügender Standortuntersuchungen ist die Sicherstellung guter Fachkompetenz und ausreichender Ausstattung der Genehmigungsbehörden erforderlich. Unter dieser Voraussetzung könnten die Arbeitsschritte der Erkundung sowie zwischengeschaltete Überprüfungen vorläufiger Ergebnisse in den Untersuchungsgenehmigungen vorhabenspezifisch konkretisiert und aktualisiert werden.
- Nicht nur eine nach §7 (1) 4. b) zur Leitung oder Beaufsichtigung der Untersuchung bestellte Person, sondern auch beauftragte Unternehmen sollten die erforderliche Fachkunde und einschlägige Erfahrungen für Untersuchungen im marinen Bereich nachweisen, da sich die Methoden, Geräte und Untersuchungsbedingungen im Meeresbereich von den an Land eingesetzten Verfahren unterscheiden.
- Das KSpG sieht in §8 kurze Fristen für die Beteiligung von Behörden und Öffentlichkeit vor. Längere Bearbeitungszeiten zur sorgfältigen Prüfung von Antragsdokumenten, Bewertungen und Empfehlungen sind wünschenswert. Sie ermöglichen gut begründete, konstruktive Stellungnahmen, die letztlich der Speichersicherheit und der Umweltverträglichkeit von Speichervorhaben zu Gute kommen.

#### Präzisierung verwendeter Begriffe:

- Die juristische Definition der dauerhaften Speicherung in §3 mit dem Ziel einer Verhinderung von Leckagen auf unbegrenzte Zeit sollte um eine geotechnisch praktikable Definition der Speicherdauer ergänzt werden, um eine Vergleichbarkeit der für den Klimaschutz relevanten Anforderungen mit Verfahren für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Nutzung (CCU), sowie der CO<sub>2</sub>-Entnahme (CDR) sowie der Speicherung von CO<sub>2</sub> in natürlichen Senken herzustellen. Bei diesen Klimaschutzoptionen wird oft nur von langfristiger Speicherung gesprochen, beispielsweise in der DIN SPEC 91458:2023, einschließlich CCS und CDR, oder in den Eckpunkten der „Langfriststrategie Negativemissionen“, die von der Bundesregierung 2024 bekannt gegeben wurden. Der DIN Gemeinschaftsausschuss „CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport, -Nutzung und -Speicherung“ benennt in seinem Aufgabenbereich für die langfristige (dauerhafte) Speicherung von CO<sub>2</sub> in unterirdischen Gesteinsschichten einen Zeitraum von mehr als 100.000 Jahren, während für langlebige Produkte eine CO<sub>2</sub>-Bindung von mehr als 100 Jahren erwartet wird. Die EU Kommission fordert in ihrer Pressemitteilung vom 20.4.2024 zum CDR-Zertifizierungsrahmen lediglich ein Minimum von 35 Jahren für die Bindung von Kohlenstoff in langlebigen Produkten.
- Anlage 1 des KSpG verwendet den Begriff Reservoir, ohne diesen Begriff in § 3 zu bestimmen. Es entsteht eine Inkonsistenz, wenn in Anlage 1 2.b dieser Begriff sinngemäß verwendet wird zur Unterscheidung der Speicherschicht von den überlagernden Schichten. Der bestehende Wortlaut „Gesteinsschichten, die über dem Kohlendioxidspeicher liegen“ ist nicht korrekt, da der Kohlendioxidspeicher, nach §3 7., oberirdische Einrichtungen einschließt, über denen keine Gesteinsschichten liegen können. Entsprechend sollten die Begriffe Reservoir und primäre Deckschicht definiert und sinnentsprechend im Gesetz verwendet werden. Ebenso ist der Begriff Deckgestein nicht ganz passend, da Gesteinsschichten aus mehreren Gesteinsarten bestehen können und das Deckgebirge aus mehreren Gesteinsschichten bestehen kann. Daher sollte der Begriff Deckgestein durch Deckgebirge ersetzt werden.
- In Anlage 1 Satz 2 sollte „Betreiber“ durch „Untersuchungsberechtigte“ ersetzt werden, da sich diese Anlage auf die Untersuchung vor der Aufnahme des Speicherbetriebs bezieht.
- Für die Speicherung im marinen Bereich sollten nicht nur oberirdische Injektionsanlagen, sondern auch solche am Meeresboden als Teil des Kohlendioxidspeichers angesehen und die Definition in §3 7. entsprechend ergänzt werden.
- §8 (2) müsste geändert werden, da die Antragsunterlagen bei einer Speicherung im Meeresgebiet nicht in einem öffentlich zugänglichen Gebäude innerhalb des Gebietes, unter dessen Oberfläche sich das Untersuchungsfeld befindet, zur Einsicht ausgelegt werden können.

#### Zusätzliche Aspekte:

- Angesichts der intensiven Nutzung der Nordsee sind zukünftige Raumnutzungskonkurrenzen abzusehen, vor allem mit Windparks. Diese können zu Zielkonflikten beim Klimaschutz während der Energiewende führen. Stratigraphisch begrenzte Lizenzen, wie in Norwegen, könnten helfen, Einschränkungen der Speichermöglichkeiten aufgrund von Nutzungskonkurrenzen durch die optimale Nutzung von CO<sub>2</sub>-Speicherstandorte zu mindern, da so sich überlagernde Reservoirs in unterschiedlichen Tiefen unterschiedlich genutzt werden könnten. Zeitliche Begrenzungen diskontinuierlicher Überwachungskampagnen könnten auch die Vereinbarkeit mit anderen Nutzungen ermöglichen. Der grundsätzliche Ausschluss

der CO<sub>2</sub>-Speicherung unterhalb von Gebieten mit anderen Nutzungen des Meeres sollten möglichst vermieden werden, um Abwägungen im Einzelfall zu ermöglichen.

- Da die detaillierte Erkundung des tiefen Untergrundes nach Errichtung von Offshore-Windparks mittels moderner 3-D- Seismik und eventuell auch mit Tiefbohrungen nicht mehr möglich sein wird, sollte eine gutauflösende 3-D-Seismik des Untergrundes vor Errichtung der Infrastruktur für Windparks verpflichtend vorgeschrieben werden. Auf diese Informationen kann als Grundlage für die Potenzialbewertung nach § 5 (2) nicht verzichtet werden. Bei ausgedehnten Windparks, deren Untergrund nicht mehr durch Horizontalbohrungen außerhalb der Sicherheitsbereiche erreicht werden kann ist gegebenenfalls auch eine Erkundungsbohrung zur Charakterisierung relevanter Speicher- und Barrierschichten in Betracht zu ziehen.
- Die Toleranz von 7,5 Massen-% in der EU Monitoringverordnung für die Bestimmung möglicher CO<sub>2</sub>-Emissionen von CO<sub>2</sub>-Speichern, dürfte kaum mit den vorhandenen Überwachungsmethoden eingehalten werden können. Die möglichen Unsicherheiten der Quantifizierung dürften bei weitem höher liegen. Eine Überprüfung und ggf. Anpassung der EU Monitoringverordnung 601/2012 Anhang IV 23 wird für die Wassersäule und die Atmosphäre über dem Speicher empfohlen. Für Messungen unmittelbar am Bohrungskopf könnten beispielsweise Bestimmungen der Injektionsraten und möglicher Emissionen mit einer Genauigkeit innerhalb der gegebenen Toleranzgrenze möglich sein.

## 5. Fazit

Die wichtigsten Erkenntnisse aus der Betrachtung der geotechnischen Konsequenzen, die sich aus den rechtlichen Anforderungen an die Untersuchung und Überwachung der CO<sub>2</sub>-Speicherung unter dem Meeresboden ergeben können, sind nachfolgend kurz zusammenfassend aufgelistet:

- Aus den rechtlichen Anforderungen ergeben sich viele geotechnische Aufgaben.
- Dafür stehen viele Untersuchungs- und Überwachungsmethoden zur Verfügung.
- Ob die Methoden ausreichen, wird von den Anforderungen in Genehmigungen abhängen.
- Diese Anforderungen sind mangels Rechtsverordnungen nach KSpG noch unbekannt.
- Zudem ist jedes Vorhaben aufgrund seiner Eigenheiten als Einzelfall zu betrachten.
- Erteilte Genehmigungen belegen die prinzipiell mögliche Konformität von Untersuchungsplänen mit EU-Recht.
- Obwohl praktische Erfahrungen zur Überwachung nach EU-Recht genehmigter Speicher fehlen, werden die geotechnischen Möglichkeiten als ausreichend zur Erfüllung der Überwachungsaufgaben angesehen.
- Erkundung und Überwachung von Speichern unter Windparks sind allenfalls mit großem Aufwand möglich.
- Aktuelle technische Entwicklungen könnten zukünftig diese Nutzungskonkurrenz entschärfen.
- Die Quantifizierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Speichern ist schwierig und mit großen Unsicherheiten behaftet.
- Die Toleranz der EU Monitoringrichtlinie wird bei Messungen von Speicheremissionen nicht einhaltbar sein.
- Die Rechtsgrundlage für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland sollte novelliert und weiterentwickelt werden.

## Quellenverzeichnis

- Aeschbach-Hertig, W., Kipfer, R., Hofer, M., Imboden, D. M., Wieler, R. & Signer, P. (1996). Quantification of gas fluxes from the subcontinental mantle: The example of Laacher See, a maar lake in Germany. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 60(1): 31 - 41.
- Alnes, H., Eiken, O., Nooner, S., Sasagawa, G., Stenvold, T., Zumberge, M. (2011): Results from Sleipner gravity monitoring: updated density and temperature distribution of the CO<sub>2</sub> plume. *Energy Procedia* 4: 5504 - 5511.
- Anton, C., Belasus, M., Bernecker, R., Breuer, C., Jöns, H. & Schorlemer, S. v. (2019): Spuren unter Wasser. Das kulturelle Erbe in Nord- und Ostsee erforschen und schützen. Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina: 127; Halle (Saale).
- Blackford, J., Alendal, G., Carpentier, S., Cremer, H., Dankel, D., Dewar, M., Fargeras, B., Gasda, S., Heffron, R.J., Lien, M., Oleynik, A., Omar, A., Pawar, R., Romanak, K., Snee, D., Schutz, S. & Torabi, P. (2021): A toolbox to assist in designing marine monitoring programs for offshore storage sites. *Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference 15-18 March 2021*: 8; (SSRN). DOI: 10.2139/ssrn.382157
- Blackford, J., Bull, J.M., Cevatoglu, M., Connelly, D., Hauton, C., James, R.H., Lichtschlag, A., Stahl, H., Widicombe, S. & Wright, I.C. (2015): Marine baseline and monitoring strategies for carbon dioxide capture and storage (CCS). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 38: 221-229. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.10.004>
- Blackford, J., Romanak, K., Huvenne, V. A. I., Lichtschlag, A., Strong J. A., Alendal, G., Schütz, S. E., Oleynik, A. & Dankel, D. J. (2021): Efficient marine environmental characterisation to support monitoring of geological CO<sub>2</sub> storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 109(103388): 16. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103388>
- Blomberg, A.E.A., Waarum, I.-K., Totland, C. & Eek, E. (2021): Marine monitoring for offshore geological carbon storage — A Review of Strategies, Technologies and Trends. *Geosciences*, 11, 9: 15. DOI: 10.3390/geosciences11090383
- Bourne, S., Crouch, S. & Smith, M. (2014): A risk-based framework for measurement, monitoring and verification of the Quest CCS Project, Alberta, Canada. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 26: 109-126. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.04.026>
- Bundesamt für Naturschutz (2017): Die Meeresschutzgebiete in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee. Bundesamt für Naturschutz, Bd. 477. BfN-Skripten: 486 S.; Bonn.
- Bundestag, D. (2020): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hartmut Ebbing, Katja Suding, Thomas Hacker, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/17467 – Umgang mit Kulturerbe am Meeresgrund. 2; Berlin (Bundesanzeiger Verlag GmbH).
- Caramanna, G., Voltattorni, N. & Maroto-Valer, M. M. (2011): Is Panarea Island (Italy) a valid and cost-effective natural laboratory for the development of detection and monitoring techniques for submarine CO<sub>2</sub> seepage? *Greenhouse Gas Science and Technology* 1: 200-210. DOI: 10.1002/ghg.28
- Chadwick, R. A., Arts, R. & Eiken, O. (2005): 4D seismic quantification of a CO<sub>2</sub> plume at Sleipner, North Sea. In: A. G. Dore and B. A. Vinning (Hrsg.) *Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives*. London, The Geological Society: 1385-1399.
- Chadwick, A., Arts, R., Eiken, O., Williamson, P. & Williams, W. (2004): Geophysical monitoring of the CO<sub>2</sub> plume at Sleipner, North Sea: an outline review. *Advances in the geological storage of carbon dioxide, Proceedings of the NATO Advanced Research Workshop Nov. 15-18, 2004, Tomsk*: 12.
- Chadwick, R.A., Arts, R., Bentham, M., Eicken, O., Holloway, S., Kirby, G.A., Pearce, J.M., Williamson, J.P. & Zweigel, P. (2009): Review of monitoring issues and technologies associated with the long-term underground storage of carbon dioxide. (In: Evans, D.J. & Chadwick, R.A. (Hrsg.): *Underground Gas Storage: Worldwide Experiences and Future Development in the UK and Europe*). Bd. 313. The Geological Society, London, Special Publications: 257-275; London (The Geological Society of London). DOI: 10.1144/SP313.15
- Chadwick, R. A., Marchant, B. P. & Williams, G. A. (2014): CO<sub>2</sub> storage monitoring: leakage detection and measurement in subsurface volumes from 3D seismic data at Sleipner. *Energy Procedia* 63: 4224-4239.
- Chadwick, R. A., Williams, G. A. & Falconer-Suarez, I. (2019): Forensic mapping of seismic velocity heterogeneity in a CO<sub>2</sub> layer at the Sleipner CO<sub>2</sub> storage operation, North Sea, using time-lapse seismics. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 90: 19. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102793>
- Connelly, D., Mowlem, M., James, R., Schaap, A., Loucaides, S., Bull, J., De Beer, D., Koopmanns, S., Borosov, S., Lichtschlag, A., Pearce, C., Abdurahman, O. & Wood, S. (2020): Evaluation of CO<sub>2</sub> monitoring tools and strategies. Bd. Deliverable D4.7 STEMM-CCS: 26.
- Cusworth, D. H., Duren, R. M., Thorpe, A. K., Pandey, Maasackers, J. D., Aben, I., Jervis, D., Varon, D. J., Jacob, D. J., Randles, C. A., Gautam, R., Omara, M., Schade, G. W., Dennison, P. E., Frankenberg, C., Gordon,

- D., Lopinto, E. & Miller, C. E. (2021): Multisatellite imaging of a gas well blowout enables quantification of total methane emissions. *Geophysical Research Letters* 48(2): e2020GL090864, 9. <https://doi.org/10.1029/2020GL090864>
- Dean, M., Blackford, J., Connelly, D. & Hines, R. (2020): Insights and guidance for offshore CO<sub>2</sub> storage monitoring based on the QICS, ETI MMV, and STEMM-CCS projects. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 100: 103120. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103120>
- Dehghan-Niri, R., Thompson, M.E., Mispel, J., Zarifi, Z., Gram, C., Olsen, P.A., Pedersen, A.S., Ringrose, P.S., Jensen, J.L., & Sorbie, K.S., Furre, A.-K. & Westerdahl, H. (2022): Optimizing a geophysical monitoring toolbox for offshore CO<sub>2</sub> storage. *Bd. Proceedings of the 16th Greenhouse Gas Control Technologies Conference 23-27 October 2022*: 13; (Elsevier), 12.05.2023. DOI: 10.2139/ssrn.4282837
- Eid, R., Ziolkowski, A., Naylor, M. & Pickup, G. (2015): Seismic monitoring of CO<sub>2</sub> plume growth, evolution and migration in a heterogeneous reservoir: Role, impact and importance of patchy saturation. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 43: 70-81. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.10.019>
- EU Kommission (2011): Implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide. Guidance Document 1. CO<sub>2</sub> storage life cycle risk management framework. EU Kommission: 54. DOI: 10.2834/9801
- EU Kommission (2011): Implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide. Guidance Document 2. Characterisation of the storage complex, CO<sub>2</sub> stream composition, monitoring and corrective measures. EU Kommission: 155 S. DOI: 10.2834/98293
- Flohr, A., Matter, J. M., James, R. H., Saw, K., Brown, R., Gros, J., Flude, S., Day, C., Peel, K., Connelly, D., Pearce, C. R., Strong, J. A., Lichtschlag, A., Hillegronds, D. J., Ballentine, C. J. & Tyne, R. L. (2021): Utility of natural and artificial geochemical tracers for leakage monitoring and quantification during an offshore controlled CO<sub>2</sub> release experiment. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 111(103421): 16. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103421>
- Furre, A.-K., Eiken, O., Alnes, H., Vevatne, J. N. & Kiær, A. F. (2017): 20 years of monitoring CO<sub>2</sub>-injection at Sleipner. *Energy Procedia* 114: 3916 - 3926.
- Gasperikova, E., Appriou, D., Bonneville, A., Feng, Z., Huang, L., Gao, K., Yang, X., & Daley, T. (2022): Sensitivity of geophysical techniques for monitoring secondary CO<sub>2</sub> storage plumes. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 114: 103585: 17. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103585>
- Geometrics (2022): P-Cable UHR3D seismic streamer system. Technical specification sheet. [https://geometrics.com/wp-content/uploads/2018/10/P-Cable\\_Spec\\_Sheet.pdf](https://geometrics.com/wp-content/uploads/2018/10/P-Cable_Spec_Sheet.pdf)
- Grobys, N., Roth, T., Petersen, S., Krieger, M. (2023): CCS Monitoring - How to screen for gravity monitoring applicability the easy way. 4th EAGE Global Energy Transition Conference & Exhibition. EAGE. Paris: 4.
- Kabirzadeh, H., Woo, K. J., Sideris, M. G., Vatankhah, S. (2020): Analysis of surface gravity and ground deformation responses of geological CO<sub>2</sub> reservoirs to variations in CO<sub>2</sub> mass and density and reservoir depth and size. *Environmental Earth Sciences* 79: 11. <https://doi.org/10.1007/s12665-020-08902-x>
- Hannis, S., Chadwick, A., Connelly, D., Blackford, J., Leighton, T., Jones, D., White, J., White, P., Wright, I., Widdicombe, S., Craig, J., Dixon, T. (2017): Review of offshore CO<sub>2</sub> storage monitoring: operational and research experiences of meeting regulatory and technical requirements. *Energy Procedia* 114: 5967 - 5980.
- Holand, P. (2017): Loss of well control occurrence and size estimators, Phase I and II. Trondheim, ExproSoft AS: 200.
- Hottmann, D. (2022): Anordnung von Windenergieanlagen in Offshore-Windparks. *Informationsblatt*. <https://www.dirk-hottmann.com/anordnung-von-windenergieanlagen-in-offshore-windparks-iv/>
- IEAGHG (2012): Quantification Techniques for CO<sub>2</sub> Leakage. IEAGHG: 160; Cheltenham.
- IEAGHG (2015): Review of Offshore Monitoring for CCS Projects. IEAGHG, Bd. 2015/2. IEA-GHG Reports: 185; Cheltenham.
- IEAGHG (2020): Monitoring and Modelling of CO<sub>2</sub> Storage: The Potential for Improving the Cost-Benefit Ratio of Reducing Risk. IEAGHG. IEAGHG Technical reports: 109; Cheltenham.
- IOGP (2022): Recommended practices for measurement, monitoring, and verification plans associated with geologic storage of carbon dioxide. London, International Association of Oil & Gas Producers: 40.
- IOGP (2023). Seabed and overburden integrity monitoring for offshore CO<sub>2</sub> storage. London, International Association of Oil & Gas Producers: 70.
- IPCC (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. B. Metz, O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, & L. A. Meyer (eds.), Cambridge University Press: 442.
- Karsten, D. (2019): Verkehrsregeln in Offshore Windparks. Vortrag 5. Seeschiffahrts-Sicherheits-Konferenz 4.11.2019, Bundesministerium für Digitales und Verkehr: 12.
- Leopoldina (2021): Monitoring-Bericht 2021 Gemäß § 3 Abs. 3 WissFG. Leopoldina: 79; Halle.

- Liebscher, A., Martens, S., Möller, F., Lüth, S., Schmidt-Hattenberger, C., Kempka, T., Szizybalski, A. & Kühn, M. (2012): Überwachung und Modellierung der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung – Erfahrungen vom Pilotstandort Ketzin, Brandenburg (Deutschland). *Geotechnik*, 35, 3: 177-186.  
DOI: 10.1002/gete.201200005
- Loucaides, S., Widdicombe, S., Huvenne, V., A.I., Strong, J., Blackford, J. & Tilstone, G. (2019): Baseline best practice, strategy, tools and methods. Deliverable D2.9 STEMM-CCS: 19.
- Luckner, Th., Helling, C. & Raimann, S. (2008): Systemanalyse, Modellierung und Prognose der Wirkungen natürlicher Schadstoffminderungsprozesse - eine rezente Synopse. Gemeinsame Mitteilungen des Dresdner Grundwasserforschungszentrums e.V. und seiner Partner. Dresden, Dresdener Grundwasserforschungszentrum. Heft 05/2008: 277.
- Maasackers, J. D., Omara, M., Gautam, R., Lorente, A., Pandey, S., Tol, P., Borsdorff, T., Houweling, S. & Aben, I. (2022): Reconstructing and quantifying methane emissions from the full duration of a 38-day natural gas well blowout using space-based observations. *Remote Sensing of Environment* 270: 7.
- May, F. (2002). Quantifizierung des CO<sub>2</sub>-Flusses zur Abbildung magmatischer Prozesse im Untergrund der Westeifel. Aachen, Shaker Verlag: 170.
- May, F., von Goerne, G. & Weinlich, F.H. (2011): Outline of a regulatory framework for site exploration, safety concept, monitoring, and assessment of abandoned wells. *Energy Procedia*, 4: 5903-5910.
- May, F. & Waldmann, S. (2014): Tasks and challenges of geochemical monitoring. *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 4, 2: 176-190. DOI: 10.1002/ghg.1394
- May, F., Warsitzka, M. & Kukowski, N. (2019): Analogue modelling of leakage processes in unconsolidated sediments. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 90: 102805.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102805>
- Möller, I. & Schloemer, S. (2021): Determining soil CO<sub>2</sub> threshold levels by means of common forecasting methods as part of near-surface monitoring for carbon sequestration projects. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 104: 103220. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103220>
- Möller, I., Spickenbm, K., Krüger, M. & Seeger, C. (2011): Characteristics of bubble streams in shallow waters of Lake Laach, Germany. *Geoöko* 32: 195 - 214.
- Nepveu, M., Neele, F., Delprat-Jannaud, F., Akhurst, M., Vincké, O., Volpi, V., Lothe, A., Brunsting, S., Pearce, J., Battani, A., Baroni, A., Garcia, B., Hofstee, C., Wollenweber, J. (2015): CO<sub>2</sub> storage feasibility: A workflow for site characterisation. *Oil & Gas Science and Technology* 70(4): 555 - 566.
- Nilsen, T., Jacobsen, N. E. B., Myhrvold, A., Nilsen, E. F. & Roald, T. (2021): Guidance on calculating blowout rates and duration for use in environmental risk analyses. Stavanger, Norwegian Oil and Gas Association: 86.
- North Sea Transition Authority (2022a): Measurement, monitoring and verification (MMV) of carbon capture storage (CCS) projects with co-location considerations. London, North Sea Transition Authority: 58 S.
- North Sea Transition Authority (2022b): Guidance on the application for a Carbon Dioxide Appraisal and Storage Licence. London, North Sea Transition Authority: 27 S.
- North Sea Transition Authority (2022c): Guidance on the content of Offshore Carbon Storage Permit Applications. London, North Sea Transition Authority: 30 S.
- North Sea Transition Authority (2023): Seismic imaging within the UKCS Energy Transition Environment report. London, North Sea Transition Authority: 279 S.
- Norwegian Petroleum Directorate (2020): Project execution on the Norwegian continental shelf. Report OD-04-20: 42. S.
- Norwegian Petroleum Directorate: (2023): Regulations relating to exploitation of subsea reservoirs on the continental shelf for storage of CO<sub>2</sub> and relating to transportation of CO<sub>2</sub> on the continental shelf. URL <https://www.npd.no/en/regulations/regulations/exploitation-of-subsea-reservoirs-on-the-continental-shelf-for-storage-of-and-transportation-of-co/>, update 24.08.2023.
- Olsen, J. E. & P. Skjetne (2016): Current understanding of subsea gas release: A review. *The Canadian Journal of Chemical Engineering* 94: 209-219. DOI: 10.1002/cjce.22345
- Pearce, J., Chadwick, A., Bentham, M., Holloway, S. & Kirby, G. (2005): Technology status review - monitoring technologies for the geological storage of CO<sub>2</sub>. Department of Trade and Industry, London (United Kingdom), COAL-R-285; TRN: 001200115; Medium: X; Size: 98 S; London.  
DOI: <https://doi.org/TRN:001200115> CLA
- Romanak, K., Sherk, G.W., Hovorka, S. & Yang, C. (2013): Assessment of alleged CO<sub>2</sub> leakage at the Kerr farm using a simple process-based soil gas technique: Implications for carbon capture, utilization, and storage (CCUS) monitoring. *Energy Procedia*, 2013: 4242-4248.
- Rütters, H., Hladik, V., May, F., Shogenova, A., Martinez, R., Czernichowski-Lauriol, I. & Saftic, B. (2013): State-of-the-art of monitoring methods to evaluate storage site performance. CGS-Europe, Key Report 2013: 100; Hannover.
- Rycroft, L. (2019): Monitoring system for an integrated CO<sub>2</sub> buffer and permanent CO<sub>2</sub> storage project. TNO, Bd. Deliverable 4.11 ENOS Projekt: 34; Utrecht.

- Schütz Eskeland, S., Omar, A. & Carpentier, S. (2021): Report on regulations and technological capabilities for monitoring CO<sub>2</sub> storage sites. ACTOM Project, Bd. Delivery D1.1: 78.
- Tamburini, F., Bonvicini, S. & Cozzani, V. (2024): Consequences of subsea CO<sub>2</sub> blowouts in shallow water. *Process Safety and Environmental Protection* 183: 203-216. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2024.01.008>
- Tucker, O., Garnham, P., Wood, P., Berlang, W. & Susanto, I. (2013): Development of an offshore monitoring plan for a commercial CO<sub>2</sub> storage pilot. *Energy Procedia*, 37: 4317-4335.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.335>
- Vandeweyer, V., Candela, T., Lien, M., Koedel, U., Fechner, T., Bond, T., Zhou, W., Butcher, A., Kendall, J.M., Storck, A. & Mellors, R. (2022): A technology readiness assessment for CCS site monitoring systems. 16; (Elsevier), 12.05.2023. DOI:10.2139/ssrn.4286443. Bd. Proceedings of the 16th Greenhouse Gas Control Technologies Conference 23-27 October 2022
- von Goerne, G., Weinlich, Falk H. & May, F. (2010): Anforderungen und Vorschläge zur Erstellung von Leitfäden und Richtlinien für eine dauerhafte und sichere Speicherung von CO<sub>2</sub>. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: 251; Hannover.
- Waarum, I.-K., Blomberg, A.E.A., Eek, E., Brown, J., Ulfsnes, A., Carpenter, M., Grimsrud, T.S., Park, J., Cornelissen, G. & Sparrevik, P. (2017): CCS leakage detection technology - industry needs, government regulations, and sensor performance. *Energy Procedia*, 114: 3613-3627.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1493>
- Wakelin, S. L., Holt, J. T., Blackford, J. C., Allen, J. I., Butenschön, M. & Artioli, Y. (2012): Modeling the carbon fluxes of the northwest European continental shelf: Validation and budgets. *Journal of Geophysical Research* 117(C05020): 17. DOI:10.1029/2011JC007402
- Wang, Z., Harbert, W. P., Dilmore, R. M. & Huang, L. (2018): Modeling of time-lapse seismic monitoring using CO<sub>2</sub> leakage simulations for a model CO<sub>2</sub> storage site with realistic geology: Application in assessment of early leak-detection capabilities. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 76: 39-52.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.06.011>
- Yang, X., Buscheck, T. A., Mansoor, K., Wang, Z., Gao, K., Huang, L., Appriou, D. & Carroll, S. A. (2019): Assessment of geophysical monitoring methods for detection of brine and CO<sub>2</sub> leakage in drinking water aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 90: 15.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102803>
- Yao, P., Yu, Z., Zhang, Y. & Xu, T. (2023): Application of machine learning in carbon capture and storage: An in-depth insight from the perspective of geoscience. *Fuel*, 333: 126296.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.126296>

## Danksagung

Für die Unterstützung bei der Kompilation des Anhangs und dem Review des Berichts sowie für konstruktive Hinweise, fachliche Diskussionen, kompetente und kollegiale Beratung innerhalb des Geostor-Projektes danke ich Gesa Kuhlmann, Alexandra Ruales und Heike Rütters, (BGR) sowie Alexander Proelß und Lennart Westmark (Universität Hamburg).

## Anhang

Übersicht über Lizenzen zur Speicherung bzw. zur Speichererkundung, die auf der Grundlage nationaler Umsetzungen der EU-CCS Richtlinie erteilt wurden (Stand 1.11.2023). Die Namen, unter denen Projekten und Vorhaben bekannt sind, erscheinen fett gedruckt.

Lizenz	Land	Datum	Typ	Inhaber	Lizenz	Daue r [a]	Block / Projekt
EL001	NO	11.01. 2019	Aquifer	Equinor	Entwicklungs- und Betriebspla- nung	1 +x+2 5	31/4, /5, /7, /8, /9 <b>Auroa (Northern Lights)</b>
EXL 002	NO	05.04. 2022	Aquifer	Equinor	Untersuchung und Entwick- lungsplanung	1 +2+1	31/6, 32/1, /2, /4, /5, /7, /8 <b>Smeaheia</b>
EXL 003	NO	05.04. 2022	Aquifer	Equinor, Horisont En- ergi, Vår En- ergi	Untersuchung und Entwick- lungsplanung	1 +1+1	7124/1, /2, /3, 7125/1, /2, 7224/10, /11, /12, 7225/10, /11 <b>Polaris</b>
EXL 004	NO	05.10. 2022	Aquifer	Wintershall, Dea Norge, CapeOmega	Untersuchung, Entwicklungs- und Betriebspla- nung	1 +2 +1	31/4, /7 <b>Luna</b>
EXL 005	NO	31.03. 2023	Aquifer	Aker BP, OMV (Norge)	Untersuchung und Entwick- lungsplanung	2 +2+1	10/7, /8, /9 <b>Poseidon</b>
EXL 006	NO	31.03. 2023	Aquifer	Wintershall Dea Norge, Stella Maris CCS	Untersuchung und Entwick- lungsplanung	2 +1+1	9/2, /3, /5, /6, 10/1, /4, /7 <b>Havstjerne</b>
EXL 007	NO	18.08. 2023	Aquifer	Sval Energi, Storegga Norge, Neptune Energy Norge	Untersuchung, Entwicklungs- und Betriebspla- nung	2 +1+1	16/4, /5, /7, /8, /11 <b>Trudvang</b>
CS001	UK	06.11. 2012	Aquifer	BP, Carbon Sentinel, Equinor	Untersuchung mit Option zur Speicherung, Entwicklungs- plan erstellt	8	42/25 d 43/21 c <b>Endurance</b>
CS002	UK	11.12. 2013	erschöpf- tes Gas- konden- satfeld Golde- neye	Shell, 2016 beendet	Speichergeneh- migung (Ent- wurf), Entwick- lungsplan und Stellungnahmen	15	14/28b, /29a, /29e, 20/3b, /4b, /4c <b>Peterhead</b>
CS003	UK	1.1. 2018	KW- Reser- voire Blake bis Golde- neye & Aquifer	Pale Blue Dot	Untersuchung mit Option zur Speicherung	5	Captain Sst. Fairway <b>Acorn CCS</b>
CS004	UK	08.10. 2020	er- schöpfte Gasfel- der	ENI	Untersuchung zur bis zur Spei- cherbeantragung	6	Liverpool Bay, Ham- ilton, H.-North & Lennox <b>HyNet North West</b>

CS005	UK	12.12.2021	erschöpftes Gasfeld (Leman Sst.)	Chrysaor	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	Victor <b>Viking CCS</b>
CS006	UK	28.04.2022	Aquifer, Bunter	BP, Equinor	Untersuchung mit Option zur Speicherung, detailliertes Arbeitsprogramm, Entwicklungsplan	8	BC39, (BC40) Northern Endurance Partnership
CS007	UK	3.5.2022	Aquifer Bunter	BP, Equinor	Untersuchung mit Option zur Speicherung, detailliertes Arbeitsprogramm, Entwicklungsplan	8	(BC36), BC37 Northern Endurance Partnership
CS008	UK	23.8.2023	Bunter-Gasfeld und Umgebung	ENI UK	Untersuchung mit Option zur Speicherung	5	SNS Area 4 Hewett area
CS009	UK	23.8.2023	Leman Rotliegend Gasfeld / Bunter Aquifer	Perenco, Carbon Catalyst	Untersuchung mit Option zur Speicherung	5	<b>Poseidon</b>
CS010	UK	7.9.2023	erschöpfte KW-felder	Spirit Energy	Untersuchung mit Option zur Speicherung	4,5	Sherwood Sandst. EIS Area 1 Morecambe North and – South, <b>Morecambe Net Zero</b>
CS011	UK	4.9.2023	erschöpfte KW-felder und Aquifer	Pale Blue Dot, Shell, Chrysaor	Untersuchung mit Option zur Speicherung	2	CNS Area 2 Acorn East <b>Acorn</b>
CS012	UK	4.9.2023	Aquifer	Pale Blue Dot, Shell, Chrysaor	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	CNS Area 1 East Mey <b>Acorn</b>
CS013	UK	30.8.2023	Ölfelder	Enquest CCS	Untersuchung mit Option zur Speicherung	4	NNS Area 1 Felder Magnus & - South
CS014	UK	30.8.2023	Ölfelder	Enquest CCS	Untersuchung mit Option zur Speicherung	4	NNS Area 1 Felder Thistle, Deveron
CS015	UK	23.8.2023	Ölfelder	Enquest CCS	Untersuchung mit Option zur Speicherung	5,5	NNS Area 2 Felder Tern, Falcon, Kestrel
CS016	UK	30.8.2023	Ölfeld	Enquest CCS	Untersuchung mit Option zur Speicherung	4	NNS Area 2 Eider sub area
CS017	UK	23.8.2023	erschöpfte Gasfelder	Perenco, Carbon Catalyst	Untersuchung mit Option zur Speicherung	5,6	SNS Area 6b Amethyst <b>Orion</b>

CS018	UK	1.8.2023	erschöpfte Gasfelder	Perenco, Carbon Catalyst	Untersuchung mit Option zur Speicherung	5,5	SNS Area 6A West Sole <b>Orion</b>
CS019	UK	15.8.2023	erschöpfte Gasfelder und salinärer Aquifer	Wintershall DEA, Synergia Energy	Untersuchung mit Option zur Speicherung	5	SNS Area 4 Camelot Area <b>Camelot</b>
CS020	UK	17.8.2023	Bunter Aquifer	Neptune Energy	Untersuchung mit Option zur Speicherung	5	SNS Area 1 BC05 sub area, Proetus Structure
CS021	UK	17.8.2023	Bunter	Neptune Energy, Esso	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	SNS Area 5 Bunter BC13
CS022	UK	17.8.2023	Bunter	Neptune Energy	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	SNS Area 7 Caister Bunter
CS023	UK	4.9.2023	Rotliegend	Chrysaor, BP	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	SNS Area 4 Vulcan area
CS024	UK	4.9.2023	erschöpftes Rotliegend Gasfeld	Chrysaor, BP	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	SNA Area 8 Audrey
CS025	UK	30.8.2023	Bunter	BP, Equinor	Untersuchung mit Option zur Speicherung	8	SNS Area 1 BC42, (-41) sub area
CS026	UK	4.9.2023	Rotliegend und Bunter Aquifere	Shell, Esso	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	SNS Area 2 Sean Fields
CS027	UK	4.9.2023	Leman und Bunter Aquifere	Shell, Esso	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	SNS Area 2 Indefatigable field
CS028	UK	4.9.2023	Rotliegend und Bunter Aquifer	Shell, Esso	Untersuchung mit Option zur Speicherung	6	SNS Area 3
C2023/01	DK	2023	Aquifer / erschöpftes Erdölreservoir	INEOS, Wintershall Dea, Nordsøfonden	Untersuchung zur bis zur Speicherbeantragung	1 (+3,5 +2+4)	Nini, Siri Fairway <b>Greensand</b>
C2023/02	DK	2023	erschöpftes Gasreservoir	Total, Nordsøfonden	Untersuchung zur bis zur Speicherbeantragung	4,75	Harald <b>Bifrost</b>
C2023/03	DK	2023	Aquifer	Total, Nordsøfonden	Untersuchung zur bis zur Speicherbeantragung	8,5	<b>Bifrost</b>
1	NL	12.6.2022	Gasfeld	TAQA, EBN	Speicherung Antrag und Stellungnahmen		P18-2 <b>Porthos</b>
2	NL	19.6.2013, 30.4.2015	Gasfeld	TAQA, EBN	Altgenehmigungen, Neu-Antrag und Stellungnahmen		P18-4 <b>Porthos</b>

	NL		Gasfelder	Neptune	UVP läuft, Speicherantrag 2023 erwartet		<b>L10 Aramis</b>
	GR	30.9.2022	Ölfeld	Energiean	Erkundung	1,8	Prinos
	I	2023	erschöpfte Gasfelder	ENI, Snam	Speicherung von 25,000 to		Porto Corsini Mare Ovest <b>Ravenna Hub</b>