

Beitrag des Wissenschaftsbeirats zur österreichischen Carbon Management Strategie

Inhalt

I. Auftrag und Inhalt	2
II. Grundsätzliche Überlegungen	2
1. Einheitliche Definition von "hard-to-abate"	2
2. Notwendige Analysedimensionen (für AGen und Entscheidungsträger:innen)	3
III. Industry	4
1. Definition.....	5
2. Anwendungsbereich.....	5
3. Ausblick.....	8
4. Zusammenfassung.....	9
IV. Non-Industry	9
1. Definition.....	9
2. Anwendungsbereich.....	10
3. Zusammenfassung.....	11
V. LULUCF	11
VI. Geologische Speicher	12
1. Zu berücksichtigende Faktoren	12
2. Potenzielle zeitliche Staffelung	14
3. Alternative Nutzung des Untergrunds	15
4. Speicherkapazitäten bis 2030/2040/2050	15
5. Wichtige Aspekte der Speichersicherheit	17
6. Kosten von Transport und Speicherung	18
VII. CO₂ Transportinfrastruktur	18
VIII. Quellenverzeichnis	23
IX. Anhang	24

I. Auftrag und Inhalt

Der Wissenschaftsbeirat (WB) zur österreichischen Carbon Management Strategie (CMS) wurde von der CMS-Steuerungsgruppe (unter der gemeinsamen Leitung von BMF und BMK) gebeten, einen **Input für die Leitlinien zur Erstellung der Konzeptpapiere** als Unterstützung für die Arbeitsgruppen zu erstellen. Der WB leistet dabei vor allem einen Beitrag zu Punkt 3 des Leitfadens:

“3. Prämissen und Rahmenbedingungen, insb. zur Festlegung der Handlungsoptionen”

Punkt 3 der Leitlinien umfasst insbesondere, aber nicht ausschließlich:

Definition der (Bewertungs)Prinzipien iBa zu entwickelnde Handlungsoptionen:

- einheitlichen Begriffsbestimmung/Definition für „hard-to-abate“ Emissionen, „No-Gos“ insbesondere iZH mit den “emissions reduction&energy-efficiency first“-Prinzipien und der Vermeidung fossiler Lock-ins,
 - Umwelt-/Sicherheitsstandards, inkl. Co-Benefits,
 - Überlegungen zu standort-/sozial-/beschäftigungspolitische Auswirkungen, Definition der Betrachtungszeiträume,
 - Definition von Grundsätzen zur Finanzierung (zB keine dauerhafte Bezuschussung durch öffentliche Hand, Relevanz der Hebelung privater Finanzströme etc.).
 - Institutionelle Ausgestaltung und Governance (z.B. separate Märkte, Vermeidung institutioneller Lock-Ins).

II. Grundsätzliche Überlegungen

Um die von der Bundesregierung geplante Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen sind neben der Reduktion der THG-Emissionen und dem Umstieg auf CO₂-neutrale Energieträger (z.B. grüner Strom, grüner Wasserstoff) weitere Maßnahmen erforderlich. Dazu gehören auch die Abscheidung und Speicherung bzw. dauerhafte Bindung von CO₂ (CCS/CCU - carbon capture and storage/use) sowie die [CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre](#) (carbon dioxide removal, CDR) basierend auf natürlichen und technischen Senken (z.B. Waldzuwachs und Verbesserung der Bodenkohlenstoffspeicherung, Abscheidung und Sequestrierung von biogenem CO₂ aus großen Punktquellen z.B. der Papierindustrie/BECCS, direkte Luftabscheidung/DACCS). Diese Abscheidung und Speicherung/Bindung bzw. der dadurch angestrebte bilanzielle Ausgleich von verbleibenden Emissionen in die Atmosphäre (“Kompensation”) beschränkt sich ausschließlich auf den Bereich der nicht vermeidbaren Emissionen, insbesondere Prozessmissionen bei der Zementherstellung, Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen und Emissionen aus der Landwirtschaft (nicht-energetisch, nach Mitigationsmaßnahmen verbleibende). Während manche Definitionen aus der Literatur unter “hard-to-abate“-Emissionen auch jene integrieren, die zwar vermieden werden könnten, deren Vermeidung jedoch mit erheblichen Kosten verbunden wäre, schlägt der WB für Österreich vor, sich auf jene Emissionen zu konzentrieren, die in allen Definitionen der Literatur enthalten sind, nämlich die nicht vermeidbaren Emissionen. In weiterer Folge wird auch begründet warum (insbesondere Vermeidung von gestrandeten Vermögenswerten, „stranded assets“).

1. Einheitliche Definition von “hard-to-abate”

In den Diskussionen des WB hat sich gezeigt, dass es weder sinnvoll noch möglich ist, alle potenziellen Anwendungsbereiche von CCS/CCU bzw. von CDR durch natürliche und technische Senken mit einer einzigen Definition zu erfassen und anschließend an dieser zu messen und zu bewerten. Aus diesem Grund hat sich der WB entschieden, diese Definition in Bezug auf CCS/CCU und CDR und die darauf

aufbauenden weiteren Analysen in drei Bereiche zu unterteilen und nachfolgenden Kriterien zu differenzieren

- **Industry**
- **Non-Industry**
- **LULUCF (keine "hard to abate" Definition)**

Die Definitionen von "hard-to-abate" berücksichtigen dabei insbesondere die "emissions reduction&energy-efficiency first"-Prinzipien. Damit soll einerseits eine Schwächung der Anstrengungen zur Emissionsminderung und zur Steigerung der Energieeffizienz vermieden und andererseits das Risiko von "stranded assets" und "fossil lock-ins" reduziert werden.

CCS/CCU-Ansätze sind in Abscheidung, Kompression und Produkterstellung sehr energieintensiv. Nur wenn sie vollständig mit erneuerbaren Energien betrieben werden, ist ein positiver Nettoeffekt auf die THG-Emissionsminderung gewährleistet. Angesichts der stark steigenden Nachfrage nach erneuerbaren Energien (und insbesondere Elektrizität) in jedoch allen Sektoren der Wirtschaft zur Defossilisierung wird die überragende Bedeutung der "emissions reduction&energy-efficiency first"-Prinzipien abermals deutlich. Die grundsätzliche Frage ist, wo die – zumindest auf absehbare Zeit – knappen Erneuerbaren eingesetzt werden können, um die THG-Emissionen am stärksten zu reduzieren. In der weit überwiegenden Zahl der Fälle wird dies die direkte Emissionsreduktion&Energieeffizienzsteigerung sein.

2. Notwendige Analysedimensionen (für AGen und Entscheidungsträger:innen)

Die Arbeitsgruppen werden aufgefordert, folgende Dimensionen systematisch zu prüfen:

- Besteht die Möglichkeit der Entwicklung **neuer Geschäftsmodelle** (z.B. modularer Holzbau, erweiterte Produzent:innenverantwortung, Produzent:inneneigentum) und **sozialer Innovationen** (z.B. Air-Rail Hubs, Nachtzüge als Ersatz für Flüge) als Option zur Eliminierung von "hard to abate" Emissionen als Alternative zu CCS/CCU bzw. zu CDR?
- Vorabinvestitionen in spezifische Infrastrukturen wie Abscheidungsanlagen, CO₂-Transportnetze und Konversionsanlagen, technologische Interdependenzen, Marktdynamik, Netzexternalitäten, Lerneffekte, technologische Spezialisierung sowie kulturelle und institutionelle Trägheit machen es schwierig von einem einmal eingeschlagenen Pfad abzuweichen, selbst wenn es bessere oder effizientere Alternativen gibt. Die möglichen Folgen von **Pfadabhängigkeiten** sind gestrandetes Vermögen und durch die Fortsetzung ineffizienter Produktionsweisen eine niedrigere Wettbewerbsfähigkeit und schlechtere Beschäftigungsentwicklung. Um dies zu vermeiden, kann es volkswirtschaftlich präferabel sein, dort wo es kurzfristig keine Lösungen gibt, mittelfristig aber schon, vorübergehend hohe Zertifikatskosten in Kauf zu nehmen. Das Bewusstsein für potenzielle Pfadabhängigkeiten ist entscheidend, um sicherzustellen, dass die Einführung von CCS und CCU flexibel und offen für Innovationen bleibt und die Integration effizienterer oder effektiverer Lösungen ermöglicht, sobald diese entstehen.
- Stehen **ausreichend erneuerbarer Strom und Wärme** für CCS/CCU zur Abscheidung oder für CDR zur Verfügung? Welcher Energieverbrauch pro t abgeschiedenes CO₂ /THG und welcher Flächenverbrauch (v.a. bei BECCS für die Biomasse und für DACCS) wird benötigt? Was bedeutet das für die Konkurrenz um erneuerbare Energien und Flächen?
- Technologische und soziale Innovationen um – auch nach diesen Prüfungen verbleibende – hard-to-abate Emissionen anzugehen sollen systematisch basierend auf **Kostenwahrheit**, unter Berücksichtigung der **Opportunitätskosten** und unter Berücksichtigung der **sozial-ökologisch ökonomisch relevanten Dimensionen** bewertet werden. Welche Kosten fallen an, für

wen und wann? Welche Finanzierungsmöglichkeiten bestehen dafür (öffentliche Hand, Unternehmen)? Welche Wettbewerbs- und Standortaspekte sind zu erwarten? Welche Beschäftigungswirkungen und welche Verteilungswirkungen hat die vorgeschlagene Technologie im Vergleich zur besten Alternative? Wie viele Rohstoffe werden vergleichsweise verbraucht?

- Über den Zeitraum der CMS 2024 hinaus wird es notwendig sein, die Entwicklung der Dekarbonisierungstechnologien in der Industrie und die Entwicklung von CCS/CCU sowie von Kompensationsmöglichkeiten zu **monitoren**, um kontinuierlich Entscheidungen auf Basis des aktuellen Wissensstandes treffen zu können.

Wann soll CCS/CCU bzw. CDR nicht angewendet werden

CCU/CCS bzw. CDR sollte nicht als Lösung gewählt werden,

- Wenn es **Alternativen** durch Emissionsreduktion oder Steigerung der Energieeffizienz gibt. Sind die Kosten (z.B. für Energieverbrauch, Flächenverbrauch, Infrastruktur) im Vergleich zu alternativen Dekarbonisierungsoptionen höher, führte das zu einer ineffizienten Nutzung von Ressourcen.
- Wenn die einzelwirtschaftliche **Rentabilität** von CCS/CCU bzw. CDR in der dynamischen Betrachtung nicht gegeben ist.
- Wenn die technologische Reife einer CCS/CCU Technologiekette bzw. eines CDR Verfahrens (noch) nicht gegeben ist.
- Wenn die Entwicklung und Implementierung von CCS/CCU bzw. CDR die Investitionen in **andere, möglicherweise effektivere und nachhaltigere Lösungen** zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Dekarbonisierung des Sektors **behindern** könnte.
- Wenn CCS/CCU bzw. CDR potenzielle **negative Umweltauswirkungen** hat oder die ökologische Integrität gefährden könnte, z. B. durch die potenzielle Freisetzung von zuvor abgeschiedenen CO₂, zu hohem Energieverbrauch, Verwendung fossiler Energie, zu hohem Flächenverbrauch oder die Verwendung von umweltschädlichen Materialien.
- Wenn der jeweilige CCU-Use-Case zu einem weiteren Anstieg der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre führt.
- Wenn potenzielle **soziale Auswirkungen**, wie z. B. die Verdrängung von Gemeinden oder die Beeinträchtigung von Lebensgrundlagen, nicht angemessen berücksichtigt werden.

III. Industry

Emissionen aus industriellen Anlagen entstehen einerseits durch die Verbrennung von fossilen Energieträgern, andererseits durch in Stoffen gebundenes CO₂, das bei der Verarbeitung zu anderen Produkten freigesetzt wird („Prozessemissionen“).

Im Jahr 2022 machen die Verbrennungs-Emissionen (pyrogene Emissionen) den Großteil aus. Diese können durch Substitution der fossilen Energieträger durch erneuerbare (Strom, auf erneuerbarer Basis bereitgestellter Wasserstoff, Biomasse) weitgehend vermieden werden.

In den Jahren 2040 und 2050 bestehen die dann noch verbliebenen THG-Emissionen aus industriellen Anlagen voraussichtlich zum überwiegenden Teil aus Prozessemissionen der Branche Steine und Erden, Glas (u.a. Zementindustrie, Kalkindustrie) und der Metallindustrie. Energetische Emissionen verbleiben aus den Anlagen der Raffinerie und der Müllverbrennung. Bei letzterer kann der fossile Anteil im Abfall

nur langfristig verringert werden. Geringe Methan- und Lachgasemissionen entstehen auch bei der Biomasseverbrennung.

1. Definition

Auf Basis der Nordrhein-Westfälischen Überlegungen zu "hard-to-abate" (NRW 2021), schlägt der WB folgende an die österreichischen Erfordernisse und Eigenheiten angepasste **konditionale Definition von "hard-to-abate" für den Bereich "Industry"** vor:

"Prozessbedingt anfallende CO₂-Mengen gelten insoweit als unvermeidbar, als deren Entstehung trotz Optimierung des Produktionsverfahrens oder des Produktes nicht vermieden werden kann. Als unvermeidbar im Rahmen der Transformation zu einer klimaneutralen Grundstoffindustrie gelten diese CO₂-Mengen dann, wenn keine alternativen Prozesse und keine alternativen Produkte oder Ressourcen für denselben Anwendungsfall verfügbar sind bzw. deren Potenziale begrenzt sind."

Die **Konditionalität ergibt sich hierbei insbesondere durch die sich über die Zeit verändernde Verfügbarkeit von Substituten und Alternativen**. Hierbei nimmt technologischer Fortschritt eine herausragende Rolle ein. Dieser kann auf verschiedene Weisen zur Vermeidung von THG-Emissionen beitragen. Einerseits durch neue emissionsfreie Prozesse bei gleichbleibendem Produkt und andererseits durch Verschiebung und Substitution zu und mit emissionsfreien Produkten. Ebenso können nicht-technologische Gründe zu einer solchen Verschiebung bzw. Substitution führen, insbesondere soziale Innovationen (wie zB. Sharing-Konzepte), oder auch Präferenzänderungen oder monetäre und nicht-monetäre Anreize und Rahmenbedingungen. Die daraus möglicherweise resultierende Veränderung der "hard-to-abate"-Emissionen über die Zeit soll durch folgenden Zusatz abgedeckt werden:

„Die Verfügbarkeit von alternativen Optionen unterliegt einem zeitlichen Wandel und wird durch kontinuierliche Forschung und Entwicklung, sowie gesellschaftliche Entwicklung vorangetrieben, sodass heute als unvermeidbar betrachtete CO₂-Emissionen zukünftig unter weiterentwickelten Rahmenbedingungen gegebenenfalls vermeidbar sein können.“

Sektoren/Prozesse, für die **entsprechend obiger Definition** mittel- bis langfristig das Entstehen von THG-Emissionen nicht verhindert werden kann, gelten als **grundsätzlich für CCS/CCU bzw. CDR basierend auf natürlichen und technischen Senken geeignet**.

2. Anwendungsbereich

Aus der obigen Definition lässt sich **für jeden Sektor/Prozess ableiten, ob** für diesen mittel- bis langfristig emissionsfreie Alternativen bzw. Substitute bestehen. Sollte mindestens mittelfristig keine Substitute verfügbar oder absehbar sein, so gelten diese Sektoren/Prozesse als **grundsätzlich für CCS/CCU bzw. CDR basierend auf natürlichen und technischen Senken geeignet**.

In einem ersten Schritt soll **nur die grundsätzliche Eignung** anhand des "hard-to-abate"-Kriteriums, wie in der obigen Definition dargelegt, festgestellt werden (vgl. Tabelle 1). Ob der Aufbau der entsprechenden CCS/CCU Infrastruktur bzw. von entsprechenden natürlichen und technischen Senkenkapazitäten (ggfs. inklusive für CDR) sinnvoll ist, soll von den Arbeitsgruppen (AG) anhand der oben entwickelten "Grundsätzliche Überlegungen" bewertet werden.

Tabelle 1: Industrielle Sektoren in Hinblick auf die Nutzung von CCS (inkl. CCU bzw. CDR basierend auf natürlichen und technischen Senken)

Sektor/Branche/Prozess	Alternativen vorhanden?			CCS / CCU/ CDR sinnvoll?	Begründung für CCS zur Erreichung von Klimaneutralität ja/nein
	2023	2035	2050		
Kraft- und Heizwerke	ja	ja	ja	Nein/teilw. . ja bei biogenen Heizkraftwerken CCU/ CDR möglich	Wind, PV, H ₂ statt Erdgas; Biomasse Heizkraftwerke stellen eine hervorragende biogene CO ₂ Quelle dar.
Müllverbrennungsanlagen (MVA)	nein	Nein, CO ₂ Menge sinkend	Nein, CO ₂ Menge sinkend	ja	Restabfallmenge bleibt, auch bei Abfallvermeidung und vermehrtem Recycling, keine Alternative zu Verbrennung, CO ₂ teilweise fossil, teilw. Biogen
Raffinerie	nein	Für Treibstoffe ja, für Chemikalien und Kunststoffe nein	Für Treibstoffe ja, für Chemikalien und Kunststoffe nein	für CCU ja; CCS als Brückentechnologie	Die Raffinerie erfüllt in einer klimaneutralen Wirtschaft den Zweck der Produktion von Stoffen (z.B. Kunststoffen, Chemikalien) aus Erdöl. CO ₂ aus Verbrennung von Raffineriemischgas und schweren Rückständen ins CCS; H ₂ als Energieträger teilw. Risikoreich (Explosionsschutz) Alternativ sollte in Zukunft sollen Raffinerien überhaupt kein Erdöl oder Erdgas verwenden. Weder als Energieträger noch als Rohstoff für weitere Produkte. Praktisch jede Art von Erdöl- oder Erdgasprodukt zersetzt sich früher oder später zu CO ₂ (auch ohne schnelle Verbrennung in Fahrzeugen ist das unvermeidlich). Erdöl und Erdgas muss vollständig (!) ersetzt werden und ein entsprechender Kohlenstoffkreislauf muss etabliert werden. Die momentan hergestellten Produkte müssen entweder direkt aus biogenen Stoffen (biogene Abfälle, Waldrestprodukte) oder "biogenem CO ₂ und grünem Wasserstoff" synthetisiert werden (CCU).

Sektor/Branche/Prozess	Alternativen vorhanden?			CCS / CCU/ CDR sinnvoll?	Begründung für CCS zur Erreichung von Klimaneutralität ja/nein
	2023	2035	2050		
					Österreich hat aus biogenen Punktquellen genügend biogenes CO ₂ zur Verfügung, um die momentanen Mengen an Kunststoffen und Chemikalien daraus herzustellen. Dafür werden ca. 10-20 TWh grüner Wasserstoff benötigt (in etwas Vergleichbar mit dem Bedarf der Stahlindustrie zur Reduktion von Eisenerz mit grünem Wasserstoff). Das Potential an erneuerbaren Energie (Wind, Photovoltaik) ist dafür in Österreich ausreichend. Zusätzlich kann und soll der Import von grünem Wasserstoff forciert werden.
Eisen- und Stahl	Teilweise ja (Elektrostahl)	Ja, auch für Prozessemissionen bis auf metallurgischen Rest-Kohlenstoffgehalt	Ja, auch für Prozessemissionen bis auf metallurgischen Rest-Kohlenstoffgehalt	nein; ja für metallurgischen Rest-Kohlenstoffgehalt K	Alternativprozess vorhanden (H ₂ Reduktion, Elektrostahlwerk); metallurgisch erforderlicher Rest-Kohlenstoffgehalt im Eisen bleibt (auch bei Elektrostahl und H ₂ Reduktion) und wird bei der Stahlherstellung zu CO ₂ . Biogener Kohlenstoff sollte langfristig, wenn möglich, verwendet werden.
andere Metallindustrie	ja	ja	ja	nein	Alternative Energieträger inkl. Strom für Prozesswärme
Chemische Industrie	ja	ja	ja	CCS nein	Prozessemissionen zu gering für CCS; Energieträgerumstellung möglich
Papierindustrie	ja	ja	ja	CCS nein/ CCU und CDR ja	Bereits heute hoher Biomasseeinsatz für Prozesswärme ist weiter ausbaubar; teilweise Energie aus Abfall (-> siehe MVA falls Kessel groß genug)
Nahrungsmittelindustrie	ja	ja	ja	nein	Energieträgerwechsel möglich
Steine und Erden, Glas (Prozessemissionen)				CCS ja/ CCU nur für Produkte in	Emissionen aus der Kalzinierung nur so weit vermeidbar als alternative Binder eingesetzt werden

Sektor/Branche/Prozess	Alternativen vorhanden?			CCS / CCU/ CDR sinnvoll?	Begründung für CCS zur Erreichung von Klimaneutralität ja/nein
	2023	2035	2050		
				denen CO ₂ für jahrtausende gespeichert wird (z.B. Karbonatisierung) siehe unten	oder Produktumstellungen erfolgen
davon Zementprozess	nein	nein für Prozessemissionen und Abfälle, CO ₂ Emissionen sinkend	nein für Prozessemissionen und Abfälle, CO ₂ Emissionen sinkend	ja	Prozessemissionen sinken durch alternative Bindemittel, Kreislaufwirtschaft und weniger Versiegelung; bleiben aber auch 2040/50 erhalten, Energieträgerumstellung ggf. nicht bei Abfällen
davon Kalkprozess	nein	Nein, CCU prüfen	nein, CCU bevorzugt	Ja (Abscheidung und Nutzung vor Ort CCU)	Prozessemissionen hoch rein erzielbar; gute Chancen auf CCU alternativ zu CCS, z.T. kleine Quellen; Energieträgerumstellung auf erneuerbare Gase
davon Feuerfest	nein	nein für Prozessemissionen	nein für Prozessemissionen	Ja, bevorzugt CCU	Prozessemissionen (ggf. gering an dezentralen Standorten), mehr Recycling, Energieträgerumstellung auf erneuerbare Gase
davon Glas	ja	ja	ja	nein	Elektrowannen, H ₂ statt Erdgas
andere Energie und Industrie	ja	ja	ja	nein	Energieträgerumstellung möglich
off-road Industrie	ja	ja	ja	nein	Alternative Kraftstoffe, einschließlich Biokraftstoffe

Notiz: Wenn die Spalte „CCS sinnvoll?“ mit „nein“ ausgefüllt ist, bedeutet das, dass bereits jetzt technologische Alternativen bekannt sind (einschließlich Energieträgerwechsel zu Erneuerbaren); „ja“ bedeutet, dass 2023 noch keine Dekarbonisierungstechnologie für die gesamte Branche bekannt ist, wohl aber Möglichkeiten den CO₂ Ausstoß zu vermindern, zumeist im niedrigen zweistelligen % Bereich.

3. Ausblick

Die pyrogenen Emissionen aus dem „Industry-Sektor“ sind zum Teil durch Elektrifizierung der Prozesse, zum Teil durch Umstellung auf Biomasse (v.a. Holzindustrie, Papier & Zellstoffindustrie), erneuerbaren Wasserstoff und/oder Biogas vermeidbar. Die Eisen- und Stahlindustrie als größter CO₂ Emittent in diesem Sektor hat bereits ihre Pläne für 2030 (Elektrostahlöfen statt mit Koks beheizte Hochöfen) und darüber hinaus (Wasserstoffreduktion) vorgestellt.

4. Zusammenfassung

Die größte Herausforderung auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2040 im "Industry" Bereich sind die Emissionen aus der Abfallverbrennung (MVA, Zementwerke) und die Prozessemissionen aus der Eisen- und Stahlindustrie und dem Steine/Erden Sektor (Zement, Kalk, Feuerfest). Da der energetische Aufwand für CCS und CCU ein sehr hoher ist (ca. 5-8 GJ pro t CO₂), wird eine detaillierte Analyse von Emissionshöhe (und Entwicklung über die Zeit), Aufwand, verfügbaren erneuerbaren Energieträgern für CCU/CCS und deren Kosten empfohlen.

Energieanlagen nehmen eine Sonderstellung im Industriesektor ein. Strom wird ab 2030 vollständig aus erneuerbaren Quellen gewonnen (Wasser, Wind, PV etc). Wärme wird in einer klimaneutralen Wirtschaft aus Biomasse, Biogas oder Wasserstoff gewonnen. Treibstoffe sind erneuerbarer Strom und Wasserstoff oder biogene Treibstoffe (z.B. Biodiesel, Bioethanol). CCU ist bei zB bei Biomasse_HKW oder HW möglich für z.B. "synthetic air fuels", falls grüner Wasserstoff alleine technisch nicht ausreichend ist oder für CDR. Die Raffinerie wird damit von Treibstoffproduzenten zum Chemikalienproduzenten, und in nachgelagerter Folge zum Kunststoffproduzenten. Die Produktion dieser Stoffe würde auf biogener Basis zu viel Biomasse und auf CO₂ und H₂ Basis sehr viel erneuerbare Energie benötigen. Der notwendige Energiebedarf, um die Raffinerie auf "CO₂-neutral" umzustellen, ist ca. 10-30 TWh (grüner Strom für grünen Wasserstoff). Vergleichbar mit der Stahlindustrie (Eisendirektreduktion mit grünem Wasserstoff). Dazu kommt der Aufwand für CO₂ und die Synthesenergie. CCS kann für Restemissionen aus der Verbrennung von Raffineriemischgasen und schweren Rückständen auch bei sonstiger Energieträgerumstellung als Brückentechnologie sinnvoll sein.

IV. Non-Industry

Im nicht-industriellen Bereich kann man zwischen energetischen und nicht-energetischen Emissionen unterscheiden. Im Jahr 2022 machen die energetischen Emissionen noch den überwiegenden Teil aus, besonders im Sektor Verkehr aber auch bei Gebäuden. Die energetischen Emissionen können durch Umstieg auf erneuerbare Energieträger (Biomasse, Strom, auf erneuerbarer Basis bereitgestellter Wasserstoff) beinahe vollständig vermieden werden. Aus der Biomasseverbrennung entstehen geringe Emissionen von Methan und Lachgas, die kompensiert werden müssen, da sie aus nicht gefassten Quellen stammen.

Die verbleibenden Emissionen 2040 und 2050 sind zum Großteil nichtenergetischen Ursprungs. Sie stammen zum Großteil aus der Landwirtschaft (Tierhaltung, Düngemittleinsatz) sowie zum geringeren Teil aus Mülldeponien und fluoridierten Gasen und Lösemitteleinsatz. (Umweltbundesamt REP 0856, REP 0880)

1. Definition

Auf Basis der Nordrhein-Westfälischen Überlegungen zu "hard-to-abate" (NRW 2021), schlägt der WB folgende an die österreichischen Erfordernisse und Eigenheiten angepasste konditionale Definition von "hard-to-abate" für den Bereich "Non-Industry" vor:

„Prozessbedingt anfallende THG-Mengen (Methan, Lachgas, f-Gase, CO₂) der NON-Industry Sektoren gelten insoweit als unvermeidbar, als deren Entstehung trotz Optimierung des Produktionsverfahrens oder des Produktes nicht vermieden werden kann. Als unvermeidbar im Rahmen der Transformation zu einer klimaneutralen Land-, Abfall und sonstiger Wirtschaft gelten diese THG-Mengen dann, wenn keine Vermeidungsprozesse, alternativen Prozesse und keine alternativen Produkte oder

Ressourcen für denselben Anwendungsfall verfügbar sind (und der Anwendungsfall selbst nicht substituiert werden kann) bzw. deren Potenziale begrenzt sind.“

Die Konditionalität ergibt sich hierbei insbesondere durch die sich über die Zeit verändernde Verfügbarkeit von Substituten und Alternativen. Hierbei nimmt technologischen Fortschritt eine herausragende Rolle ein. Dieser kann auf verschiedene Weisen zur Vermeidung von THG-Emissionen beitragen. Einerseits durch neue emissionsfreie Prozesse bei gleichbleibendem Produkt und andererseits durch Verschiebung und Substitution zu und mit emissionsfreien Produkten. Ebenso können nicht-technologische Gründe zu einer solchen Verschiebung bzw. Substitution führen, insbesondere soziale Innovationen (wie zB. Sharing-Konzepte), oder auch beispielsweise Präferenzänderungen oder monetäre und nicht-monetäre Anreize und Rahmenbedingungen. Die daraus möglicherweise resultierende Veränderung der "hard-to-abate" über die Zeit soll durch folgenden Zusatz abgedeckt werden:

„Die Verfügbarkeit von Vermeidungs- und alternativen Optionen unterliegt einem zeitlichen Wandel und wird durch kontinuierliche Forschung und Entwicklung, sowie gesellschaftliche Entwicklung vorangetrieben, sodass heute als unvermeidbar betrachtete THG-Emissionen zukünftig unter weiterentwickelten Rahmenbedingungen gegebenenfalls vermeidbar sein können.“

2. Anwendungsbereich

Aus der obigen Definition lässt sich **für jeden Sektor/Prozess ableiten, ob** für diesen mittel- bis langfristige emissionsfreie Alternativen bzw. Substitute bestehen. Sollte mindestens mittelfristig keine Substitute verfügbar oder absehbar sein, so gelten diese Sektoren/Prozesse als **grundsätzlich für CCS/CCU bzw. CDR basierend auf natürlichen und technischen Senken geeignet**.

In einem ersten Schritt soll **nur die grundsätzliche Eignung** anhand des "hard-to-abate" Kriteriums, wie in der obigen Definition dargelegt, festgestellt werden (vgl. Tabelle 2). Ob der Aufbau der entsprechenden CCS/CCU Infrastruktur bzw. von entsprechenden natürlichen und technischen Senkenkapazitäten (ggfs. inklusive für CDR) sinnvoll ist, soll von den Arbeitsgruppen (AG) anhand der oben entwickelten "Grundsätzliche Überlegungen" bewertet werden.

Tabelle 2: Nicht-Industrielle Sektoren in Hinblick auf die Nutzung von CCS (inkl. CCU bzw. CDR basierend auf natürlichen und technischen Senken).

Sektor/Branche/Prozess	Alternativen vorhanden?			CDR sinnvoll?	Begründung für CDR zur Erreichung von Klimaneutralität ja/nein
	2023	2035	2050		
Verkehr	ja	ja	ja	nein	Nach der Umstellung auf erneuerbare Energie sind nur mehr geringste CH ₄ - und N ₂ O Emissionen aus der Biomasseverbrennung bilanziell durch CDR auszugleichen
Gebäude	ja	ja	ja	nein	Nach der Umstellung auf erneuerbare Energie sind nur mehr geringste CH ₄ - und N ₂ O Emissionen aus der Biomasseverbrennung bilanziell durch CDR auszugleichen
Landwirtschaft energetisch	ja	ja	ja	nein	Biogene Brenn- und Treibstoffe bzw. Elektrische Antriebe

Sektor/Branche/Prozess	Alternativen vorhanden?			CDR sinnvoll?	Begründung für CDR zur Erreichung von Klimaneutralität ja/nein
	2023	2035	2050		
Landwirtschaft nicht energetisch	Nein, Emissionen sinkend	Nein, Emissionen sinkend	Nein, Emissionen sinkend	ja	Auch nach setzen vieler Maßnahmen werden THG Emissionen aus der LW bilanziell auszugleichen sein
F-Gase	nein	Teilw. ja	Teilw. ja	ja	Emissionen von nicht substituierbaren F-Gasen werden bilanziell auszugleichen sein
Abfallwirtschaft ohne Verbrennung	nein	nein	nein	ja	Auch bei einem weiteren Absinken der Abfallmengen durch Abfallvermeidung und Recycling werden geringe Restemissionen bleiben
andere Emissionen					

Notiz: Wenn die Spalte „CCS sinnvoll?“ mit „nein“ ausgefüllt ist, bedeutet das, dass bereits jetzt technologische Alternativen bekannt sind (einschließlich Energieträgerwechsel zu Erneuerbaren); „ja“ bedeutet, dass 2023 noch keine Dekarbonisierungstechnologie für die gesamte Branche bekannt ist, wohl aber Möglichkeiten den CO₂ Ausstoß zu vermindern, zumeist im niedrigen zweistelligen % Bereich.

3. Zusammenfassung

Die größte Herausforderung auf dem Weg zur Klimaneutralität im „NON-Industry“ Bereich ist die Landwirtschaft (nicht energetisch), dies betrifft sowohl das Senken der aktuellen Emissionen als auch das Kompensieren der zukünftig unvermeidbaren Emissionen dieses Sektors. Der Beitrag der anderen nicht energetischen Sektoren dieses Bereichs ist deutlich kleiner und hat zudem noch ein Minderungspotenzial. Da der energetische Aufwand für DACCS ein sehr hoher ist (etwa 4-15 GJ pro t CO₂) (Prognos 2021) und voraussichtlich wenige Quellen mit hohen biogenen CO₂ Emissionen für BECCS zur Verfügung stehen werden, wird für diese CDR-Methoden eine detaillierte Analyse von Aufwand, verfügbaren erneuerbaren Energieträgern sowie deren Kosten empfohlen. Darüber hinaus ist zu empfehlen, den verstärkten Einsatz von solchen CO₂-Entnahme-Methoden zu prüfen, die direkt in der Landwirtschaft eingesetzt werden können, etwa Pflanzenkohle (*biochar*) oder Beschleunigte Verwitterung (*enhanced weathering*)

V. LULUCF

Der Landnutzungssektor (LULUCF) kann eine bedeutende CO₂-Senke sein. Im Mittel betrug diese Netto-Senke zwischen 1990 und 2021 jährlich -12,4 Mio. Tonnen CO₂- Äquivalent und schwankt in diesem Zeitraum massiv zwischen 4,9 Mio. Tonnen und -29,4 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent. Der Wald und die Holzprodukte tragen am meisten zu dieser Senke bei, wobei die Netto-Biomassezunahme im Wald den größten Anteil an dieser Senke ausmacht. Vor allem aufgrund erhöhter Holznutzungen (teilweise kalamitätsbedingt) im Wald und einem Zuwachsrückgang wird über die gesamte Zeitreihe, wenn man die Trendlinie betrachtet, ein Rückgang der Senkenleistung des LULUCF-Sektors verzeichnet. In den Jahren 2018 und 2019 wurde der Wald zu einer CO₂-Quelle, da einerseits die trockenen Witterungsbedingungen zu einem geringeren Zuwachs geführt haben und andererseits eine erhöhte Nutzung v. a. aufgrund von hohem Schadholzaufkommen stattgefunden hat. (Klimaschutzbericht, Umweltbundesamt REP 0871)

Aktuell werden in der Österreichischen Luftschadstoffinventur (OLI) für alle LULUCF Kategorien (Wald, Ackerland, Grünland, Feuchtgebiete, Siedlungsraum, Sonstiges Land, HWP) alle Emissionen/Senken aggregiert berichtet. Darin enthalten sind auch Emissionen/Senken von Böden, sowie auch bewirtschaftete (drainagierte) organische Böden. Für intakte (unbewirtschaftete) Moore werden gemäß IPCC Guideline keine Berechnungen gemacht. Es sei hier angemerkt, dass das Umweltbundesamt in einem Inventurverbesserungsprojekt die Flächen der in Österreich drainagierten organischen Böden neu ausgewertet hat, und mit der Submission 2025 sehr viel bessere Abschätzungen zu den Emissionen zur Verfügung stehen werden.

Tabelle 3: Emissionen aus dem Sektor LULUCF nach Österreichischer Luftschadstoffinventur.

Mio. t CO ₂ äq	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Land Use, Land Use Change and Forestry	-6,99	-3,25	4,92	2,13	-5,22	-10,40	-6,19

Der Sektor LULUCF wurde im Szenario Transition nicht mitmodelliert. Das Umweltbundesamt und das BFW (Bundesforschungszentrum für Wald) erstellen derzeit im Auftrag von BMK und BML neue Szenarien. Das Projekt „CareforNetZero“ läuft bis Ende 2024.

Ad Ziel für LULUCF

Laut Verordnung (EU) 2023/839 beträgt das Ziel für den gesamten LULUCF-Sektor für 2030 für Österreich -0,879 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent bzw. über die 5 Jahresperiode (2026-2030) von -5,65 Mio. Tonnen CO₂ Äquivalent. Die endgültige Zielhöhe für 2030 wird erst mit der Übermittlung der Treibhausgas-Inventur im Jahr 2032 anhand von deren LULUCF-Ergebnissen für die Jahre 2016 bis 2018 errechnet (Klimaschutzbericht, Umweltbundesamt REP 0871).

Schnittstelle zum Effort-Sharing

Wenn ein Land kein Guthaben, sondern Lastschriften aus den anrechenbaren Kategorien erhält bzw. das Budget nicht einhält, müssen diese Lastschriften durch die Löschung von AEAs (jährliche nationalen Emissionszuweisungen) im Effort Sharing kompensiert werden. Wenn ein Land in den Perioden ein Guthaben bilanziert bzw. es eine höhere LULUCF-Senke (oder niedrigere Emission) generiert als das Budget vorgibt, so kann diese überschüssige Menge verwendet werden, um Emissionen aus dem Effort Sharing zu kompensieren. (Klimaschutzbericht, Umweltbundesamt REP 0871)

VI. Geologische Speicher

1. Zu berücksichtigende Faktoren

- Speicherung in Österreich und/oder im Ausland. Welche Optionen sind zeitnah und unter welchen Bedingungen (wirtschaftlich/gesellschaftlich) umsetzbar?
- Wie hoch sind die realisierbaren Speicherkapazitäten und wie verhalten sich diese zu den hard-to-abate Emissionen Österreichs und dem zusätzlichen Bedarf an geologischer Speicherkapazität für CDR bzw. negative Emissionen? Die zentrale Frage lautet daher: Wie viele Jahre können mit welcher Technologie überbrückt werden?
- Wie hoch sind die möglichen Ausbauraten dieser Speicher und wie werden diese bestimmt bzw. wodurch werden sie begrenzt?
- Wie lange dauert die Anbindung an Speicher außerhalb Österreichs (Verträge, Transportinfrastruktur, etc.)?

- Wie hoch sind die potenziell erreichbaren Einspeicherraten welcher Optionen und wie verhalten sich diese zu den unvermeidbaren bzw. schwer vermeidbaren Emissionsraten der österreichischen Industrie? Auch CDR-Ambitionen (negative Emissionen durch BECCS) sollten hier berücksichtigt werden. Siehe z.B. Biomassepotenziale in den NEFI-Szenarien (<https://www.nefi.at/de/dekarbonisierungsszenarien>). Vor- und Nachteile der Speicheroptionen sind zu bewerten
- Verschiedene Speicheroptionen weisen sehr verschiedene absolute Speicherkapazitäten auf, aber auch sehr verschiedenen Entwicklungs- bzw. Ausbauzeiten. Diese Zeitunterschiede können technischer, politischer oder auch gesellschaftlicher Natur sein.

Beurteilung der Charakteristiken potenzielle Speicheroptionen

Die verschiedenen CO₂-Speicheroptionen haben unterschiedliche Eigenschaften, die bewertet werden müssen und zu einer zeitlichen Staffelung ihres Einsatzes führen können. Informationen zu den einzelnen Optionen können z.B. hier gefunden werden: IPCC 2005, Bui (2021), Kulich and Ott (2024), Ott und Lehner (2024), Hochmeister et al. (2024), siehe auch Referenz CaCTUS. Der Reifegrad der Technologie wird in TRL (Technology Readiness Level) angegeben, wobei z. B. TRL 6 für einen Prototyp und TRL 9 für eine ausgereifte Technologie steht (Kearns et al., 2021).

Heimische Kohlenwasserstofffelder (KW Felder):

Vorteile: KW Felder sind sehr gut bekannt, Lagerstättenmodelle sind in der Regel vorhanden, die Speicherkapazität kann gut abgeschätzt/berechnet werden und KW Felder sind nachweislich als Speicher geeignet. Damit sind KW Felder die kurzfristigste Speicheroption in Österreich.

Nachteile: Die Lagerstätten und vor allem die Deckgebirge sind von zahlreichen Tiefenbohrungen durchzogen. Diese Bohrungen stellen potenzielle Leckage Pfade dar und müssen aufwändig überprüft und ggf. instandgesetzt werden, was mit einem gewissen Zeit- und Kostenaufwand verbunden ist.

In Österreich befinden sich die Lagerstätten in dicht besiedelten Gebieten (OÖ, Wiener Becken), es besteht ein Umsetzungsrisiko hinsichtlich der gesellschaftlichen Akzeptanz. Eine off-shore Speicherung könnte aus diesen Gründen eine notwendige Option werden.

TRL 8-9: CO₂-EOR wird seit 50 Jahren betrieben und ist eine ausgereifte Technologie (TRL 9). Die geologische Speicherung in erschöpften Öl- und Gasfeldern ist ebenfalls technisch ausgereift (d.h. sie unterscheidet sich nicht wesentlich von der Speicherung in salinen Aquiferen und von CO₂-EOR nur durch das Druckmanagement), hat aber eine niedrigere TRL, da sie bisher nur in Demonstrationsprojekten eingesetzt wurde (Bui et al. 2018). Die kommerzielle Reife steht kurz bevor, da mehrere Projekte die Speicherung in erschöpften Öl- und Gasfeldern, insbesondere in der Nordsee, aktiv verfolgen (Kearns et al., 2021). *Heimische Aquifere:*

Vorteile: Im Gegensatz zu Kohlenwasserstofffeldern haben tiefe Aquifere wahrscheinlich ein viel größeres (vielfaches) Speichervolumen als Kohlenwasserstofffelder (Heinemann und Scharf (2004), Ott und Lehner (2024), und die enthaltenen Referenzen, CaCTUS).

Nachteile: Aquifere sind nicht erschlossen und nicht gut bekannt, da sie bisher nicht von kommerziellem Interesse waren. Um geeignete Speicherstätten in Sedimentbecken zu finden und die Kapazitäten abzuschätzen, ist zunächst eine Explorationsphase erforderlich. Diese ist zeitaufwendig und mit zusätzlichen Kosten verbunden. Aquifer Speicher benötigen deshalb eine längere Entwicklungszeit.

TRL 9 - Die Speicherung von CO₂ in salinen Aquiferen hat einen TRL von neun und wird seit 1996 sowohl onshore als auch offshore in mehreren kommerziellen und großtechnischen Projekten betrieben (Kearns et al., 2021).

Bei der Erkundung von Aquiferen stellen sich auch Fragen des Wassermanagements: Kann der Lagerstättendruck durch Produktion des Lagerstättenwassers aufrechterhalten oder gesenkt werden? Kann das geförderte Wasser reinjiziert oder aufbereitet werden? Welche wasserrechtlichen Konsequenzen ergeben sich und wie können diese gelöst werden? Können Aquifere über den ursprünglichen Druck hinaus beaufschlagt werden? Welche Auswirkungen hat dies auf die mechanische Reservoir Integrität?

CO₂ Export – Speicherung außerhalb Österreichs:

Folgende Beispielfragen sollen beantwortet werden:

Das Problem der Speicherung muss gesamteuropäisch betrachtet werden und nicht national, die risikoärmsten und kurz- und langfristig am besten verfügbaren Optionen sollten entwickelt werden.

Der Wettbewerb um Speicherpotenziale und die Geschwindigkeit des Ausbaus von Speicherkapazitäten und Transportnetzen bestimmen den Zeithorizont des Exports – wird diese Option in einem relevanten Zeitraum zur Verfügung stehen? Wie viel Zeit muss durch heimische CCS-Optionen überbrückt werden? Die Herausforderungen und wirtschaftlichen Aspekte langer Transportwege (zur Nordsee oder zur Adria) sollten berücksichtigt werden.

TRL: Die technologische Reife der geologischen Speicherung ist wie bei den inländischen Optionen zu bewerten. Der Reifegrad der gesamten CCS-Technologiekette unterscheidet sich jedoch, da der Transport über Onshore-Pipelines und der Transport über den Wasserweg (per Schiff) unterschiedlich zu bewerten sind. Während der Pipelinetransport gängige Praxis und ausgereift ist (TRL 9), ist der Schiffstransport nicht ausgereift, da noch nicht in der erforderlichen Größenordnung umgesetzt (TRL 4-7) (Kearns et al., 2021, Bui et al. 2018).

2. Potenzielle zeitliche Staffelung

Die Eigenschaften der drei oben diskutierten geologischen Speicheroptionen – heimische KW Felder, heimische Aquifere, Speicherung im Ausland – sind mit hoher Wahrscheinlichkeit mit unterschiedlichen Entwicklungszeiten verbunden und sollten daher zeitlich gestaffelt werden. Ein zeitlich gestaffeltes Vorgehen ermöglicht einen rechtzeitigen Einstieg in die Dekarbonisierung mittels CCS und eine nachhaltige Verfügbarkeit von Speichervolumen und Speicherrate entsprechend der zukünftigen Entwicklung der schwer abbaubaren Emissionen in Österreich und den Ambitionen im Bereich negativer Emissionen. Dabei sollten alle Optionen und ihre zeitlichen Begrenzungsfaktoren berücksichtigt werden, z.B: Phase 1:

- Erschliessung von erschöpften Kohlenwassertofffeldern für CO₂ Speicherprojekte für einen rechtzeitigen Einstieg in die Dekarbonisierung durch CCS.
- Erkundung von Aquiferen – auch wenn Aquifere aufgrund von Alternativen letztlich nicht erschlossen werden sollten, sollte das potenzielle Speichervolumen und damit mögliche zukünftige Optionen dem Staat bekannt sein - Vorsorgeprinzip
- Sicherung von Speicherkapazitäten außerhalb Österreichs entsprechend den zukünftig zu erwartenden Restemissionen

Phase 2: Je nach Situation: Schaffung weiterer Speicherkapazitäten in heimischen Aquiferen oder im Ausland – bei Speicherung in heimischen Aquiferen sollte möglichst die vorhandene Transportinfrastruktur genutzt werden könne.

3. Alternative Nutzung des Untergrunds

Gegen die geologische CO₂-Speicherung (Sequestration) wird häufig das Argument vorgebracht, dass der Porenraum alternativ zur Gewinnung von Erdwärme oder zur Speicherung von Wasserstoff genutzt werden kann. Dies kann ein Scheinargument sein, da das Speichervolumen von Wasserstoff im Vergleich zum CO₂-Speichervolumen gering sein kann und „kleine“ Gasfelder mit relativ einfachen Strukturen (siehe Lehen Gasfeld; <https://www.underground-sun-storage.at/>) eher für die Wasserstoffspeicherung interessant sind. Ähnliches gilt vermutlich auch für CCiS, die Zwischenspeicherung von CO₂ für eine spätere Nutzung oder einen späteren Export. Die dafür erforderlichen Potenziale hängen von den Nutzungspotenzialen bzw. den Übergangszeiten bis zum Zugang zur Endlagerung ab. Auch geothermische Anwendungen stehen nicht zwangsläufig im Widerspruch zu CO₂-Speicherpotenzialen. In den Arbeitsgruppen sollen mögliche Konflikte bzw. deren Abwesenheit diskutiert werden. Dabei sind die relativen Volumina der permanenten CO₂-Speicherung im Vergleich zu den erforderlichen Volumina der temporären Speicherung (CO₂, H₂) sowie die Art der jeweils geeigneten Speicherstätten zu berücksichtigen.

CO₂ EOR und Wassermanagement

Um die Speicherkapazität optimal zu nutzen, kann der Lagerstättendruck durch die Förderung von Lagerstättenwasser oder durch CO₂-enhanced oil recovery (EOR) aufrechterhalten oder gesenkt werden. Die Förderung von Lagerstättenwasser erfordert ein Wassermanagement. Die zusätzliche Ölförderung wäre mit relativ geringen Scope-1- und Scope-2-Emissionen verbunden und sollte in den Arbeitsgruppen evidenzbasiert diskutiert werden. Dies wirft auch die Frage auf, ob CO₂-Injektion und -Speicherung in Kombination mit EOR angerechnet werden kann oder sollte.

4. Speicherkapazitäten bis 2030/2040/2050

Lagerstätten	Mengen	Zeitraum der Erschließung	Limitierung
Heimische Kohlenwasserstofffelder	150 – 250 Mt CO ₂	2030 +/- es ist sicherzustellen, dass ein ausreichendes jährliches Einspeicherpotenzial spätestens 2035 zur Verfügung steht.	Wille zur Umsetzung/Handlung; Die KW Felder befinden sich in dicht besiedelten Gebieten (Wr. Becken, Zentralraum OÖ) - sozialer Konsens ist herzustellen;
Heimische tiefe Aquifere	Potenziell im Gt Bereich	2030/2040	Bislang unzureichend bekannt/charakterisiert Exploration erforderlich
außerhalb Österreichs europäisch	Standortabhängig Nordsee: 100 Gt Bereich	2040/2050; Lagerstätten sind verfügbar (Nordsee), aber derzeit in viel zu geringem Ausmaß	Ausbaugeschwindigkeit (österr.Transportnetzwerk frühestens 2033 verfügbar und Erschließung der Speicherkapazität) und internationale Abkommen (Zugang)

Für die geologische Speicherung ist 2030 bereits morgen, da die Entwicklung von Lagerstätten in der Regel mehrere Jahre in Anspruch nimmt. Um 2030 Speicherkapazitäten oder Exportinfrastruktur zur Verfügung zu haben, ist rasches Handeln und unbedingter Umsetzungswille erforderlich. Speicher,

die in diesem Zeitraum zur Verfügung stehen könnten, sind heimische Kohlenwasserstofflagerstätten, die nach einer ersten Abschätzung (CaCTUS, Kulich und Ott (2024), Ott und Lehner (2024), und die enthaltenen Referenzen) eine effektive Speicherkapazität zwischen 150 und 250 Mt/CO₂ aufweisen. Die Realisierbarkeit dieser Speicheroptionen ist zu verifizieren, gleichzeitig ist die Planung einer CO₂ Transportinfrastruktur in die Wege zu leiten. Dies entspricht je nach Definition der hard-to-abate Emissionen und der zu realisierenden Injektionsraten mehreren Dekaden der Speicherung. Dabei ist zu beachten, dass bei einer möglichen zeitlichen Staffelung der Entwicklung von Speicheroptionen unter Berücksichtigung der jeweils charakteristischen Entwicklungszeiten die Speicherung in heimischen Kohlenwasserstofflagerstätten einen substantziellen Beitrag leisten kann, aber voraussichtlich nicht die Gesamtlast übernehmen kann und wird.

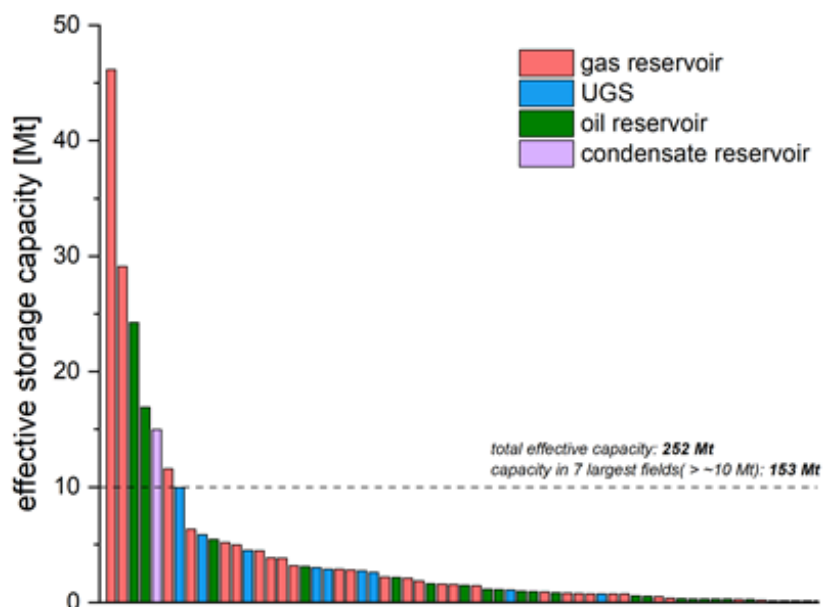
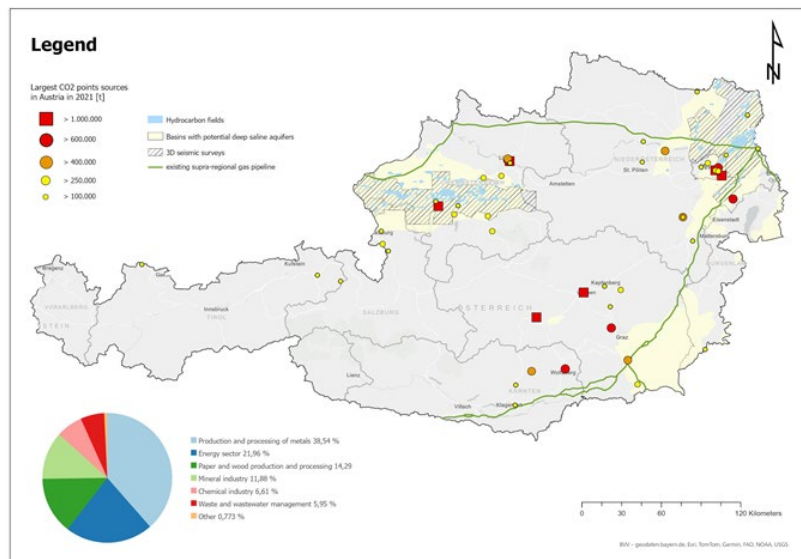


Abbildung 1 - Oben: Geographische Verteilung von Emittenten (Symbole), Sedimentbecken und tiefen Aquifern (gelbe Flächen), Kohlenwasserstofffeldern (hellblaue Flächen), seismisch erkundeten Gebieten (schraffierte Flächen) und bestehenden Hauptpipelinesystemen (grüne Linien).

Abbildung 2 - Unten: Effektive Speicherkapazität einzelner Kohlenwasserstofffelder, sortiert nach Größe. Die Farbkodierung gibt den Typ des Feldes an.

Österreich hat auch die Entscheidung über die Erschließung von tiefen Aquiferen in der Hand. Auch hier erscheint es möglich, mit einer raschen Explorationsentscheidung bis 2030/2040 substantielle Speicherkapazitäten zu erschließen. Aufgrund fehlender Daten und Analysen, die eine Explorationsphase erfordern, können keine gesicherten Aussagen über Speicher- und Fließkapazitäten getroffen werden. Allein für das Aderklaa-Konglomerat wurde jedoch ein theoretisches Speicherpotenzial von 1000 Mt CO₂ abgeschätzt (Heinemann und Scharf, 2004). Es ist davon auszugehen, dass Aquifere ein Vielfaches der Speicherkapazität der schneller zu erschließenden KW-Lagerstätten bergen. Die Ausbauraten dieser Kapazitäten sind derzeit nicht abschätzbar, was die Dringlichkeit einer Explorationsphase unterstreicht.

Die Sicherung und Erschließung von Speicherkapazitäten außerhalb Österreichs hängen von Faktoren ab, die zeitlich und realistisch schwer abschätzbar sind. Faktoren sind z.B. der Auf- und Ausbau eines geeigneten Transportnetzes, internationale Vereinbarungen und die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten. Es ist davon auszugehen, dass Speicherkapazitäten z.B. in der Nordsee in ausreichendem Maße vorhanden sind (insgesamt ca. 100 Milliarden Tonnen. Davon entfallen ca. 1.5 - 8.3 Milliarden Tonnen auf die deutschen Nordsee; <https://geostor.cdmare.de/>), deren Erschließung jedoch Zeit benötigt und kurz- und mittelfristig nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stehen werden. So wird z.B. der Ausbau des Northern Light Projektes (norwegisches Vorzeigeprojekt; <https://nor-lights.com/about-the-longship-project/>) bis 2030 auf nur 5 Mt/a geschätzt. Österreich steht dabei in Konkurrenz zu anderen europäischen Staaten. Es ist jedenfalls davon auszugehen, dass die großtechnische Speicherung außerhalb Österreichs eine zeitlich eher spätere Option (2040/2050) darstellt. Die CO₂-Speicherung in Österreich erscheint daher notwendig, steht nicht im Widerspruch zur Speicherung in anderen europäischen Ländern und würde die österreichischen Emissionen voraussichtlich wesentlich schneller reduzieren.

5. Wichtige Aspekte der Speichersicherheit

Ein zentraler Punkt bei der geologischen Speicherung ist die Speichersicherheit und die Frage: Was hindert das CO₂ daran, durch die geologischen Schichten zu migrieren und in die Atmosphäre zu gelangen? Welche Schäden an Ökosystemen und Gefahren für Leib und Leben wären damit verbunden? Diese Frage ist sehr gut untersucht (siehe z.B. IPCC 2005, Special Report on CCS). Grundsätzlich kann CO₂ sicher im geologischen Untergrund gespeichert werden. Diese Erkenntnis ergibt sich (a) aus natürlichen Analogien - es gibt natürliche CO₂-Lagerstätten, in denen reines CO₂ über Millionen von Jahren gespeichert wurde, und (b) aus Betriebserfahrungen - CO₂ wird seit den 1970er Jahren zur Erdölförderung und seit den 1990er Jahren zur Sequestrierung in den Untergrund injiziert (Global CCS Institut (2021), und die enthaltenen Referenzen). An dieser Stelle werden nur einige wenige österreichbezogene Aspekte beleuchtet, die jedoch nur bedingt dokumentiert sind.

Leckagen sind zu vermeiden. Was bedeutet das? Geologische Lagerstätten sind nicht im wörtlichen Sinne dicht; in z.B. Deckgebirgen von Gasfeldern kann in der Regel Methan nachgewiesen werden - wenn die Migrationszeit durch das Deckgebirge entsprechend langsam ist, finden wir heute Gaslagerstätten, die über geologische Zeiträume sicher gespeichert waren. Es ist wichtig zu definieren, was es bedeutet, dass eine Lagerstätte dicht ist. Hier muss man mit Wahrscheinlichkeiten und Leckraten argumentieren und Kriterien festlegen, die z.B. die Bindungsdauer im Speicher mit der mittleren Verweildauer eines CO₂-Moleküls in der Atmosphäre vergleichen. Die Bindungsdauer muss dabei deutlich größer sein.

„Schwachstellen“ der heimischen geologischen Formationen:

Sanierung von Tiefenbohrungen: Ausgeförderte Kohlenwasserstofflagerstätten sind in der Regel gute Kandidaten für die geologische Speicherung, da ihre „Dichtigkeit“ auf natürliche Weise nachgewiesen wurde. Allerdings sind Kohlenwasserstofflagerstätten durch Produktions- und Injektionsbohrungen

zur Öl- und Gasförderung stark perforiert. Jede dieser Bohrungen stellt einen potenziellen Leckagepfad dar und muss untersucht und gegebenenfalls saniert werden. Dies ist mit zusätzlichen Kosten verbunden, um die entsprechenden Risiken zu minimieren.

Die heimischen tiefen Aquifere sind im Vergleich nur unzureichend bekannt, aber nicht oder nicht im gleichen Maße durchbohrt und weisen daher nicht die Schwachstelle der Kohlenwasserstofffelder auf. Die Entwicklung eines Aquifers für die CO₂-Speicherung erfordert Exploration und eine sehr detaillierte Charakterisierung und Modellierung, um eine sichere Speicherung zu gewährleisten.

Da die Speichersicherheit von übergeordnetem und öffentlichem Interesse ist, muss ein gewisses Maß an Transparenz geschaffen und ein „Mehr-Augen-Prinzip“ angewandt werden.

6. Kosten von Transport und Speicherung

	Onshore (heimisch)	Offshore (export)
Kosten für Transport und Speicherung Europa (US\$/t CO₂) (Smith et al. 2021, und zugrundeliegende Literatur)	~16	~35

Die Kohlenstoffabscheidung ist energieintensiv und erhöht daher den Energiebedarf der Produktionsprozesse. Die Kohlenstoffabscheidung trägt in der Regel erheblich zu den Kosten von CCS-Anlagen bei (Kearns et al., 2021). Der IPCC (IPCC Special Report on CCS, 2005) gibt für das Jahr 2002 die Kosten für die Abscheidung aus industriellen Quellen mit 25 bis 115 US\$/t CO₂ (netto), die Kosten für den CO₂-Transport mit 1 bis 8 US\$/t CO₂ (netto) und die Kosten für die Speicherung einschließlich Monitoring mit 0,5 bis 8 US\$/t CO₂ (netto) an. In der CCS-Prozesskette dominieren in der Regel die Kosten für die Abscheidung.

Aufgrund des dominierenden Anteils werden in der Literatur häufig nur die Kosten der einzelnen CO₂-Abscheidungstechnologien diskutiert. Die kombinierten Kosten für CO₂-Transport und Speicherung werden in der Regel einheitlich auf 10 US\$/t CO₂ geschätzt (Smith et al. 2021). Die Studie von Smith et al. fasst die Literatur zu den kombinierten Transport- und Speicherkosten zusammen und kommt auf Werte zwischen 4 und 45 US\$/t CO₂ für den Transport in Onshore-Pipelines und die Speicherung, abhängig von den wichtigsten Variabilitätsquellen wie Transportentfernung, Umfang (d.h. Menge des transportierten und gespeicherten CO₂), Überwachungsannahmen, geologischer Beschaffenheit der Lagerstätte und Variabilität der Transportkosten, wie z.B. Kapitalkosten für die Pipeline (Smith et al. 2021). Die weit verbreitete Annahme von 10 US\$/tCO₂ für den Transport und die Speicherung von CO₂ ist in einigen Regionen angemessen, in anderen - wie Europa - jedoch nicht. Nach Smith et al. (und zugrundeliegende Literatur) hat Europa die höchsten Transport- und Speicherkosten im Basisszenario von ca. 35 US\$/t CO₂, da davon ausgegangen wird, dass Offshore-Speicherung bevorzugt wird. Daher kann davon ausgegangen werden, dass Transport und Speicherung an Land (Onshore) wirtschaftlicher sind.

Empfohlen wird eine Detailstudie zur Untersuchung der spezifischen österreichischen Gegebenheiten hinsichtlich Machbarkeit und Kosten von Speicherung und Transport in Österreich bzw. Export.

VII. CO₂ Transportinfrastruktur

Für dieses Kapitel gilt, wie für alle anderen auch, dass alle Maßnahmen vor dem Hintergrund der Hard to abate Definition zu bewerten sind. Weiters ist für dieses Kapitel und für das gesamte Dokument festzuhalten, dass wir uns eher am Anfang der technologischen, wissenschaftlichen, gesellschaftlichen und politischen Diskussion bezüglich Carbonmanagement und Carbonkreislaufwirtschaft befinden und daher mit dynamischen Veränderungen von Randbedingungen und Erkenntnissen noch zu rechnen ist.

Die nachfolgende Tabelle „Übersicht über CO₂-Mengen“ gibt eine Zusammenfassung der Ergebnisse unterschiedlicher Studien zu den jährlich in Österreich anfallenden CO₂-Mengen für die unterschiedlichen Gebiete CCS, CDR und CCU für die Jahre 2040 und 2050. Folgende Punkte können daraus abgelesen werden:

- Die residualen fossilen und geogenen CO₂ Emissionen der Industrie (im Sinne der obigen Definition) betragen, je nach Szenario, zwischen 4.4 und 12.1 Mt/a. Diese Emissionen müssen permanent gespeichert werden.
- Die benötigten CDR-Mengen aus biogenen CO₂-Quellen (BECCS) oder CO₂ aus direkter Luftabscheidung (DACCS) betragen zwischen 1.7 und 6.3 Mt/a.
- Für CCU werden zwischen 1.8 und 8.2 Mt/a benötigt. Für CCU-Produkte, die CO₂ nicht dauerhaft speichern, führt nur biogenes CO₂ zur einer CO₂-neutralen Produktion. Für CCU-Produkte, die CO₂ permanent speichern, kann sowohl biogenes als auch residuales CO₂ verwendet werden.
- Das Angebot an technisch und wirtschaftlich gut verfügbarem biogenem CO₂ aus unterschiedlichen Punktquellen liegt zwischen 9 und 15.4 Mt/a.
- Die technisch und wirtschaftlich erschließbaren österr. Kohlenwasserstoff-Speicher können eine jährliche Einspeicherrate von 5.9 Mt/a erreichen. Die Gesamtkapazität beträgt zwischen 141 und 226 Mt. Das Potential kann dabei höher liegen (Details siehe Kapitel Geologische Speicher).
- Je nach den letztendlich tatsächlich genutzten österreichischen CO₂-Speichern, verbleiben zwischen 3.4 und 12.5 Mt/a an CO₂, welches exportiert werden muss.

Tabelle 3: Übersicht über CO₂-Mengen

Übersicht über CO ₂ -Mengen (in Mio Tonnen/Jahr)										
	bmk CO ₂ -Netz		UBA Transition		CaCTUS		CaCTUS		Perspektiven der Decarbonisierung für die chem. Industrie in Ö.	
	2040	2050	2040	2050	Progressive path		Moderate path		2040	2050
<i>Residuale Emissionen für CCS</i>										
Zement, Kalk, Feuerfest	3,9	4,0	2,0	1,7	3,4	3,4	3,5	3,4		
Müllverbrennung (fossiler Anteil)	1,4	1,5	1	0,5	1,0	0,6	1,0	0,6		
andere Industrie	6,8	4,8	2,5	2,3	0,0	0,0	4,6	1,1		
Gesamt	12,1	10,3	5,5	4,5	4,4	4,0	9,1	5,2		
<i>Kommentar</i>										
<i>Bedarf an biogenem CO₂ für CCU und CDR</i>										
CCU**	1,8**	2,9**	nicht inkl.	nicht inkl.	7,8	8,2	3,7	6,0		0,8 - 4,7 (+ ca. 1,3 - 3,1)***
CDR (minimal)	1,7	1,7								
CDR (maximal)	6,3	6,3	4,8	4,1	6,3	5,2	6,3	5,2		
Gesamt (minimal)	3,5	4,6								
Gesamt (maximal)	8,1	9,2			14,1	13,4	9,9	11,2		
<i>Angebot an biogenem CO₂ aus CO₂-Punktquellen</i>										
Mitnahmeeffekt Zement, Kalk, Feuerfest, MVA					1,0	0,9	1,1	0,6		
Papier/Zellstoff, Biomasse-KWK, Biogas	9	9,6			7,8	8,1	8,8	9,8		
andere Industrie					1,6	1,5	3,7	5,0		
Gesamt					10,4	10,5	13,6	15,4		
<i>Maximale jährliche mögliche Einspeichermenge in österr. Kohlenwasserstoff-Lagerstätten (techno-ökonomisch erschließbar)</i>										
	5,9	5,9								
<i>Jährliche Einspeichermenge in untersuchte Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Ö (quick look)</i>										
					>9,5	>9,5	>9,5	>9,5		
<i>Technische Speicherkapazität untersuchter Kohlenwasserstoff-Lagerstätten in Ö (Mt CO₂)</i>										
	141	141			226	226	226	226		
<i>Minimal notwendige Menge an zu exportierendem CO₂ (Residuale Emissionen + CDR (minimal) - Einspeichermenge)</i>										
	7,9	6,1								
<i>Maximal notwendige Menge an zu exportierendem CO₂ (Residuale Emissionen + CDR (maximal) - Einspeichermenge)</i>										
	12,5	10,7	4,4	2,7						
* Residuale klimarelevante Emissionen der untersuchten Quellen (fossil, geogen), Mitnahmeeffekt von biogenem CO ₂ in Zeile 19 berücksichtigt um Doppelbilanzierung zu vermeiden.										
** CO ₂ als Kohlenstoff-Quelle für die Produktion von Harnstoff/Ammoniak (100% Produktionsmenge von 2019), Olefine (50% von 2019), SAF (50% der EU-Quoten für das jeweilige Zieljahr 2040/2050), BTEX (= höhere Kohlenwasserstoffe) (100% von 2019); kein Chlor; Produktionsroute: 100% über CO ₂ , keine Route über Biomassevergasung										
*** CO ₂ und feste Biomasse als Kohlenstoffquelle für die Produktion von Chlor, Harnstoff/Ammoniak, Olefine; keine SAF, keine BTEX; Produktionsrouten: ca. 50/50% Mix via CO ₂ -Route/Biomassevergasungs-Route --> im Falle von reiner H ₂ +CO ₂ -Route würden noch ca. 1,3 - 3,1 Mt/a CO ₂ benötigt werden anstelle von Biomasse										

Quellen: AIT (BMK CO₂-Netzstudie), UBA (Transition), Montanuniversität Leoben (CaCTUS), Fachverband chemische Industrie

Für die Papier- und Zellstoffindustrie werden das ca. 3-4 Mio. t sein. Bis zu welcher Größe die Abscheidung aus BHW und BHKW Sinn macht, wäre zu untersuchen.

Die Verortung der unterschiedlichen aktuellen CO₂-Quellen und -senken sowie der österr. Speicher und möglichen Export-Übergabepunkte ist in der Landkarte dargestellt. Dabei werden folgende Aspekte ersichtlich:

- Residuales CO₂ fällt hauptsächlich in den Industrie- und Ballungsräumen in Oberösterreich, Wien und Steiermark an.
- Die Raffinerien in Schwechat und Burghausen sowie der Chemiepark in Linz könnten die hauptsächlichen CCU-Standorte werden, in denen österr. bio-CO₂ verarbeitet werden kann.
- Die großen biogenen CO₂-Quellen befinden sich in jenen Gebieten, die entsprechend forstwirtschaftlich genutzt werden. Zusätzlich gibt es biogene CO₂-Quellen in den Ballungsräumen (Müllverbrennung ist ca. 50% biogen, Biomasse-Kraftwerke).
- Die österr. CO₂-Speicher (Kohlenwasserstoffspeicher) befinden sich im Wiener Becken und oberösterreichischen Zentralraum. Diese können für die Speicherung von residualem CO₂ und/oder biogenem CO₂ für CDR verwendet werden.
- Die möglichen Hauptexport-Routen befinden sich in Oberösterreich Richtung Deutschland und in Kärnten/Steiermark Richtung Italien/Slowenien. Eine mögliche, östliche Exportroute nahe Wien Richtung Slowakei/Ungarn wäre ebenfalls denkbar.

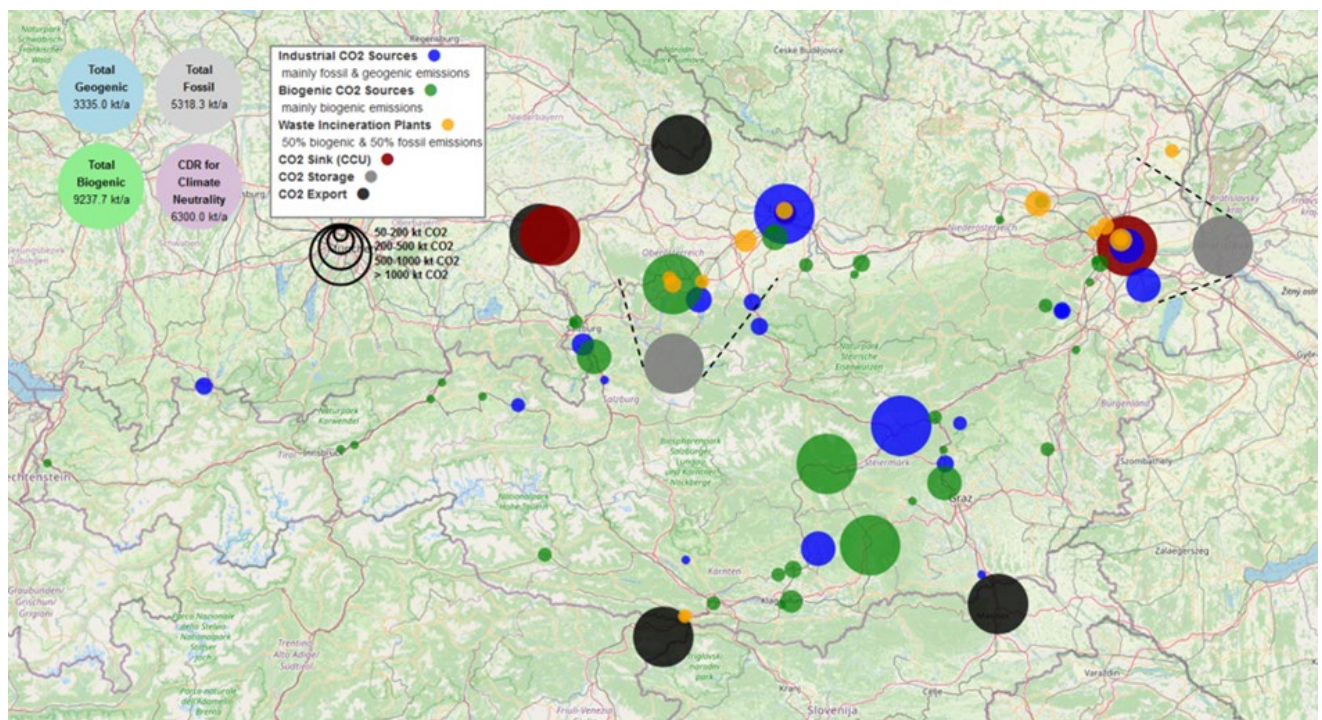


Abbildung 3: Darstellung aus BMK-CO₂-Netzstudie (AIT)

Aufgrund der unterschiedlichen Anwendungsgebiete (CCS, CDR, CCU) und geographischen Verteilung der CO₂-Quellen, -senken und -Speicher, ergeben sich folgende erforderliche Transportwege für die unterschiedlichen Arten von CO₂:

- Residuales CO₂ muss aus den Industrie- und Ballungsräumen in Oberösterreich, Wien und Steiermark entweder zu den österreichischen Speichern (Wiener Becken, oberösterreichischer Zentralraum) oder den Export-Terminals (Deutschland, Italien, Slowenien) transportiert werden.
- Biogenes CO₂ muss aus den forstwirtschaftlichen Gebieten und den Ballungsräumen in Oberösterreich, Wien und Steiermark entweder

- zu den österreichischen Speichern (Wiener Becken, oberösterreichischer Zentralraum) oder den Export-Terminals (Deutschland, Italien, Slowenien) transportiert werden, um die Klimaneutralität via CDR zu erreichen
- und/oder zu den CCU-Abnehmern in Wien, Linz, Burghausen, um dort CO₂-neutrale Chemikalien und CO₂-neutrale synthetische Energieträger (SAF, SNG) herzustellen

Um die oben zusammengefassten Mengen an CO₂ entsprechend den beschriebenen Erfordernissen zu transportieren, ist eine CO₂-Pipeline-Infrastruktur erforderlich. Die zu transportierenden Mengen übersteigen in allen denkbaren Szenarien die möglichen Transportkapazitäten von Straße und Schiene und Schiff. Ein Schiffstransport ist zudem nur entlang der Donau möglich und ein Schienentransport nur zwischen Standorten mit entsprechend ausgebauten Terminals, die derartige CO₂-Mengen logistisch handhaben können (momentan nirgends vorhanden).

Ein Transport via Pipeline stellt zudem die wirtschaftlich günstigste Option dar, weshalb der Aufbau eines entsprechenden österreichischen CO₂-Netzes empfohlen wird.

Um ein CO₂-Netz planen und letztendlich bauen und betreiben zu können, sind insb. folgende Rahmenbedingungen zu klären und festzulegen:

- Festlegung der rechtlichen und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen für das CO₂-Netz:
 - „staatlich reguliertes oder privates Netz“
 - Tarifsysteem für mögliche Betreiber
 - Netz-Finanzierung
 - CO₂-Zertifizierungs- und Bilanzierungssystem in Anlehnung an europäische Regularien und internationale Standards
- Definition und Festlegung aller notwendigen Genehmigungsverfahren und Gesetzesvorgaben für die Realisierung des CO₂-Netzes

Die Realisierung des CO₂-Netzes umfasst folgende Schritte:

- Durchführung einer detaillierten Netzplanung (Pipelineverlauf, Standorte Verdichter- und Pumpstationen)
- Einholung aller notwendigen Genehmigungen und Sicherung aller notwendigen Grundstücksrechte
- Detaillierte technische und wirtschaftliche Planung von Bau und Inbetriebnahme
- Stufenweiser Aufbau des Netzes
- Stufenweise Inbetriebnahme des Netzes inkl. Anschluss aller CO₂-Quellen, -senken und -Speicher sowie Export-Terminals

Aufgrund der Erfahrung im Bereich anderer Netze (insb. Erdgas) und unterschiedlicher internationaler Vorhaben im Bereich von CO₂-Netzen, sind für die Durchführung der obigen Schritte mindesten 9 Jahre zu veranschlagen:

- Festlegung der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen: 1 Jahr
- Detailplanung: 2 Jahre
- Genehmigungen: 3 Jahre
- Bau und Inbetriebnahme: 3 Jahre

Dadurch ergibt sich ein frühestmöglicher Termin für die Inbetriebnahme des österreichischen CO₂-Netzes im Jahr 2033.

Die Dekarbonisierungspläne der Emittenten von residualen Emissionen erfordern bereits ab 2030 signifikante CO₂-Reduktionen, die bis zum Jahr 2040 stark ansteigen. Gleiches gilt für die nationalen

Ziele zur Erreichung der österreichischen Klimaneutralität (durch CDR), welche ab 2030 eine Einspeicherung von biogenem CO₂ erfordern, die bis 2040 stark ansteigen. Unterschiedliche EU-Richtlinien und -Vorgaben zur Herstellung von CO₂-neutralen Produkten führen letztendlich zu div. Quoten (z. Bsp. synthetic air fuels, grüne Gase; REDIII), welche zu entsprechenden Aufbauplänen für CCU-Anlagen führen, die ebenfalls bereits ab ca. 2030 schlagend werden und in den Folgejahren bis 2040 stark ansteigen.

Alle diese Rahmenbedingungen führen zu österreichischen CO₂-Stoffströmen, die ab 2030 stark ansteigen und ein entsprechendes CO₂-Netz erforderlich machen.

In Anbetracht der Realisierungsdauer eines CO₂-Netzes von mindestens 9 Jahren, besteht bereits zum jetzigen Zeitpunkt (2024) ein möglicher Konflikt zwischen der gewünschten Erreichung von Klimazielen und der technischen Umsetzbarkeit, weshalb die rasche Umsetzung und der Aufbau eines umfassenden österreichischen CO₂-Netzes, welches alle erforderlichen Aufgaben (CCS, CDR, CCU) erfüllen kann, empfohlen wird.

IX.Anhang

Anmerkung: Dieser Anhang dient dem ersten Informationsaustausch zwischen WB und Arbeitsgruppen. Es ist zu einem späteren Zeitpunkt zu entscheiden, ob diese Informationen an dieser Stelle und in dieser Weise auch Teil der letztlich publizierten Strategie sein wird bzw. ob Aspekte ohnehin in den Teilen der Arbeitsgruppen abgebildet sind.

Als Überblick über die Größenordnung der nicht-vermeidbaren CO₂ Emissionen, die in Österreich anfallen ("hard-to-abate" Emissionen nach der Definition des WB), werden diese im Folgenden am Beispiel der Luftschadstoffinventur für das Jahr 2022 klassifiziert. Wichtig ist der Hinweis, dass sich sowohl die Produktionsniveaus der betroffenen Wirtschaftssektoren ändern können, wie auch Weiterentwicklungen dazu führen können, dass nicht mehr alle auf heutigem Wissensstand als nicht-vermeidbare Emissionen zu betrachtenden noch als solche gelten werden. Beides verändert die Gesamtmenge der nicht-vermeidbaren Emissionen in der Zukunft.

Die nachfolgenden Tabellen geben ein Zahlengerüst über die Sektoren "Industry" und "NON-Industry", ausgehend von der Treibhausgas-Inventur 2022 ergänzt um das Szenario Transition 2023.

Tabelle 4: Industrielle Sektoren in Hinblick auf die Nutzung von CCS, Emissionen laut aktueller Luftschadstoffinventur für das Jahr 2022 und laut Szenario Transition für die Jahre 2040 und 2050.

Mt CO ₂ -eq	OLI 2024	Transi- tion 2023	Transi- tion 2023	CCS sinnvoll	Begründung für CCS ja/nein
	2022	2040	2050		
Industrie	33,3	5,3	4,4		
Kraft- und Heizwerke	4,8	0,0	0,0	nein	Wind, PV, H ₂ statt Erdgas
Müllverbrennungsanlagen (MVA)	1,1	1,0	0,5	ja	Restabfallmenge bleibt, auch bei Abfallvermeidung und vermehrtem Recycling, keine Alternative zu Verbrennung, CO ₂ teilweise fossil, teilw. biogen
Raffinerie	2,3	1,5	1,4	teilweise ja	CO ₂ aus Verbrennung von Raffineriemischgas und schweren Rückständen ins CCS; H ₂ als Energieträger teilw. Risikoreich (Explosionsschutz)
Eisen- und Stahl	12,2	0,4	0,4	nein; ja Prozessemissionen	Alternativprozess vorhanden (H ₂ Reduktion, Elektrostahlwerk); Prozessemissionen bleiben
andere Metallindustrie	0,3	0,0	0,0	nein	Alternative Energieträger inkl. Strom für Prozesswärme
Chemische Industrie	2,1	0,1	0,1	nein	Prozessemissionen zu gering für CCS; Energieträgerumstellung möglich
Papierindustrie	1,6	0,0	0,0	nein	Bereits heute hoher Biomasseinsatz für Prozesswärme ist weiter ausbaubar; teilweise Energie aus Abfall (-> siehe MVA falls Kessel groß genug)

Mt CO ₂ -eq	OLI 2024	Transi- tion 2023	Transi- tion 2023	CCS sinnvoll	Begründung für CCS ja/nein
	2022	2040	2050		
Nahrungsmittelin- dustrie	0,9	0,0	0,0	nein	Energieträgerwechsel möglich
Steine und Erden, Glas (davon Prozessemissi- onen)	4,5 (2,9)	2,0 (1,8)	1,7 (1,6)	siehe unten	Emissionen aus der Kalzinierung nur so weit vermeidbar als alter- native Binder eingesetzt werden oder Produktumstellungen er- folgen
davon Zementprozess	1,8	1,0	0,9	ja	Prozessemissionen sinken durch alternative Bindemittel, Kreis- laufwirtschaft und weniger Ver- siegelung; bleiben aber auch 2040/50 erhalten
davon Kalkprozess	0,6	0,4	0,4	ja	Prozessemissionen hoch rein er- zielbar; gute Chancen auf CCU alternativ zu CCS, z.T. kleine Quellen
davon Feuerfest	k.A.	k.A.	k.A.	ja	Prozessemissionen, mehr Recyc- ling,
davon Glas	k.A.	k.A.	k.A.	nein	Elektrowannen, H ₂ statt Erdgas
andere Energie und Industrie	2,1	0,1	0,2	nein	Energieträgerumstellung mög- lich
off-road Industrie	1,5	0,0	0,0	nein	Alternative Kraftstoffe, ein- schließlich Biokraftstoffe

Tabelle 5: Emissionen aus nicht-industriellen Sektoren im Hinblick auf den bilanziellen Ausgleich der verbleibenden Treibhausgasemissionen (mittels CDR) laut aktueller Luftschadstoffinventur für das Jahr 2022 und laut Szenario Transition für die Jahre 2040 und 2050.

Mt CO ₂ -eq	OLI 2024	Transition 2023	Transition 2023
	2022	2040	2050
non-Industry	39,5	5,7	5,0
Verkehr	20,7	0,1	0,0
Gebäude	7,4	0,2	0,1
Landwirtschaft energetisch	0,9	0,1	0,1
Landwirtschaft nicht energetisch	7,3	4,2	3,7
F-Gase	1,4	0,2	0,1
Abfallwirtschaft ohne Verbrennung	1,2	0,8	0,7
andere Emissionen	0,6	0,2	0,2