

# **Zehn Punkte, die im Rahmen der nationalen Carbon-Management-Strategie berücksichtigt werden müssen**

März 2023

Die unterzeichnenden Unternehmen haben im Rahmen einer Workshopveranstaltung im November 2022 Hürden in den bestehenden gesetzlichen Regelungen und Marktbedingungen für Prozesse zur Nutzung und Speicherung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> (CCU/S) identifiziert, welche der Implementierung von CCU/S in der erforderlichen Geschwindigkeit und dem notwendigen Maßstab in Deutschland entgegenstehen. Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer haben Lösungsansätze diskutiert und diese in Form von zehn Handlungsfeldern in diesem Papier zusammengefasst. Die Umsetzung ist von großer standortpolitischer Bedeutung für die Erhaltung des Industriestandorts Deutschland und eine Bedingung zur Erfüllung der deutschen und europäischen Klimaziele.

## **Zehn Punkte für eine effiziente nationale Carbon-Management-Strategie**

- 1. CCU und CCS sind gleichberechtigte Pfade zur Klimaneutralität und ergänzen den Ausbau erneuerbarer Energien.**
- 2. Eine Nationale Carbon-Management-Strategie (CMS) ist richtungsweisend und muss mit der Nationalen Wasserstoffstrategie und der Nationalen Biomassestrategie verknüpft werden.**
- 3. CO<sub>2</sub>-Infrastruktur ist essenzieller Bestandteil eines integrierten Klimaneutralitätsnetzes.**
- 4. Der schnelle Aufbau eines CO<sub>2</sub>-Pipelinenetzes ist für die Skalierung erforderlich.**
- 5. Zertifizierung von CO<sub>2</sub> ist entscheidend für Verlässlichkeit und Business Cases entlang der CO<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette.**
- 6. CCU-Technologien benötigen umfassende Anerkennung im EU-ETS.**
- 7. Es sollten Möglichkeiten für CCS außerhalb EU und EWR eröffnet werden.**
- 8. Erfordernisse des London-Protokolls zu Offshore-CCS gilt es schnellstmöglich zu erfüllen.**
- 9. Neuartige Infrastruktur erfordert konsequente Anpassung und Beschleunigung bei Genehmigungen.**
- 10. CCU/S als Breakthrough-Technologien für den Klimaschutz müssen Schwerpunkt in staatlichen Förderprogrammen bilden.**

- 1. CCU und CCS sind gleichberechtigte Pfade zur Klimaneutralität und ergänzen den Ausbau erneuerbarer Energien.**

In der öffentlichen Diskussion unterliegen CCU/S-Technologien einer unterschiedlichen Wahrnehmung, wobei CCU oft positiver konnotiert ist als CCS. Hier muss die für Mitte 2023 angekündigte Carbon-Management-Strategie (CMS) klarstellen, dass sowohl CCU als auch CCS zur Erreichung der Klimaneutralität erforderlich sind und es einer ganzheitlichen, gesamtbilanziellen Betrachtung bedarf. Die Anwendungsfelder von CCU/S sind vielfältig und adressieren in erster Linie die Sektoren, in denen Klimaschutzmaßnahmen durch direkte Elektrifizierung, effizientere oder umgestellte Produktionsprozesse ihre Grenzen erreichen, wie z. B. in der Grundstoffindustrie mit Prozessemissionen oder im Luft- und Seeverkehr. CCU/S ist

integraler Bestandteil nachhaltiger Wertschöpfungsketten, da bei CCU das bisherige Abfallprodukt CO<sub>2</sub> zu einem Rohstoff wird oder die Kombination von CCS mit der Nutzung nachhaltiger Biomasse (BECCS) die Erreichung negativer Emissionen ermöglicht. Beide Verfahren benötigen grünen Strom, CCU für die Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff und den folgenden Syntheseprozess, CCS für die Verdichtung und/oder Verflüssigung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>. Im Zusammenspiel mit dem parallelen und beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien kann CCU/S sein volles Potential entfalten.

**2. Eine Nationale Carbon-Management-Strategie (CMS) ist richtungsweisend und muss mit der Nationalen Wasserstoffstrategie und der Nationalen Biomassestrategie verknüpft werden.**

Im Oktober 2021 hat das Land Nordrhein-Westfalen in einer CMS seine Vorstellungen zur zukünftigen Bedeutung von CCU/S-Prozessen und die Notwendigkeit einer pipelinegebundenen CO<sub>2</sub>-Infrastruktur formuliert. Dieses Dokument ist allerdings aktuell das einzige seiner Art in Deutschland. Da eine solche Strategie richtungsgebend für zukünftige Investitionsentscheidungen wirkt, begrüßen und unterstützen wir die Absicht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), bis Mitte 2023 eine nationale deutsche CMS zu erstellen. Die Arbeiten daran begleitet durch einen Stakeholderprozess müssen wie geplant kurzfristig beginnen und sollten auf den Ergebnissen des NRW-Dokuments aufbauen, um die dort umfangreich geleisteten Vorarbeiten im Sinne einer zügigen Fertigstellung zu nutzen.

Der Grundsatz muss hierbei sein, nicht Kohlenstoff aus dem System zu verbannen, sondern zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre zu vermeiden und die vorhandene CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre durch aktives technisches Management langfristig zu senken. Kohlenstoff ist ein unverzichtbarer Bestandteil von Wertschöpfungsketten z. B. in der chemischen Industrie und kann auch als im Kreislauf geführter Träger für den effizienten Transport von Wasserstoff dienen. Eine CMS ist damit inhärent mit der Nationalen Wasserstoffstrategie verknüpft. Die Bereitstellung von beispielsweise Hochtemperaturprozesswärme wird in Kombination mit CCS für sich klimaneutral und ermöglicht in Verbindung mit BECCS die Kompensation der im Koalitionsvertrag genannten 5 Mio. Tonnen von unvermeidbaren Restemissionen der Industrie zur Erreichung von gesamtgesellschaftlicher Klimaneutralität. Hierdurch ergibt sich aber auch eine unmittelbare Verknüpfung mit der Ende September 2022 durch die drei Bundesministerien BMWK, BMEL und BMUV angekündigten Nationalen Biomassestrategie. Die Überarbeitung der Nationalen Wasserstoffstrategie sowie die Erstellung der Carbon-Management- und Biomassestrategie müssen daher vom Grundsatz einer sich gegenseitig unterstützenden Zielsetzung geleitet werden.

**3. CO<sub>2</sub>-Infrastruktur ist essenzieller Bestandteil eines integrierten Klimaneutralitätsnetzes.**

Neben Strom-, Methan- und Wasserstoffinfrastruktur werden die CO<sub>2</sub>-Netze einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Erforderlich ist ein konstruktiver Dialog mit allen Stakeholdern, der den schnellen Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette begleitet und befördert. Der Dialog muss umgehend starten, da sich die Infrastruktur heute schon auf einem kritischen Pfad befindet. Berücksichtigt werden muss hier die rasche Entwicklung und umfassende Planung einer leitungs- und schiffsgebundenen CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in Norwegen und den Nachbarländern Dänemark und Belgien.

Investitionen in die Dekarbonisierung der Industrie erfordern langfristige Planungssicherheit und infrastrukturelle Standortzusagen. Daher sollte grundsätzlich vom Zielbild der Klimaneutralität Deutschlands im Jahr 2045 ausgegangen werden. Gleichwohl müssen Investitionen schon heute getätigt werden. Auch sind insbesondere hinsichtlich eines zukünftigen CO<sub>2</sub>-Netzes Transitmengen aus den Nachbarländern zu berücksichtigen, um zukünftige kostenintensive Netzverstärkungen zu vermeiden. Gleichzeitig erlaubt dieser grenzüberschreitende Ansatz durch das höhere transportierte Volumen die Netzgebühren für alle Netznutzer, darunter auch die im Inland, zu senken.

#### **4. Der schnelle Aufbau eines CO<sub>2</sub>-Pipelinenetzes ist für die Skalierung erforderlich.**

Die EU-Kommission hat die wichtige Rolle einer CO<sub>2</sub>-Wirtschaft erkannt und ihre TEN-E-Verordnung aktualisiert, um die auf europäischer Ebene zu fördernde Infrastrukturklasse von CO<sub>2</sub>-Pipelines zu präzisieren. Das deutsche Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) verknüpft aktuell CO<sub>2</sub>-Pipelines mit Speicherdemonstrationsprojekten, die bis Ende 2016 genehmigt wurden. Inwieweit CO<sub>2</sub>-Pipelinenetze losgelöst von Speicherprojekten betrachtet werden können, unterliegt einer kontroversen juristischen Bewertung. Die mit Inkrafttreten der überarbeiteten TEN-E-Verordnung im Jahr 2022 klargestellte europäische Rechtslage, die die Entwicklung kommerzieller CO<sub>2</sub>-Pipelines ohne die Notwendigkeit des direkten Anschlusses an ein Speicherprojekt ermöglicht, erfordert kurzfristig eine Novellierung des KSpG, die diese Änderung auch in nationalem Recht widerspiegelt. Grundsätzlich sollten sich die zukünftigen gesetzlichen Regelungen hinsichtlich einer rohrleitungsgebundenen CO<sub>2</sub>-Infrastruktur am jahrzehntelang bewährten Rechtsrahmen im Erdgasbereich orientieren und diesen im Sinne einer Vereinfachung der Umsetzung für alle Beteiligten so weit wie möglich übernehmen.

Bis der Ausbau eines Pipelinenetzes erfolgt ist und auch, je nach regionaler Verfügbarkeit, später werden zusätzliche Transportmodalitäten via Lkw, Schiff oder Zug notwendig sein. Kurzfristig sollte daher durch die Änderung des europäischen und nationalen Rechtsrahmens ein multimodaler Transport zugelassen werden. Hierbei muss auch die Verantwortung von Leckagen innerhalb der CO<sub>2</sub>-Transportkette gemäß der Monitoringverordnung auf alle Transportmodalitäten erweitert werden, wobei ein konsequentes Trackingsystem vorausgesetzt wird. Die EU-Taxonomie-Verordnung sieht für den Transport von CO<sub>2</sub> aktuell eine maximale Verlustrate von 0,5 % zwischen Quelle und Speicherort vor, welche bei einem multimodalen Transport technisch herausfordernd sein kann. Hinsichtlich der Klimawirkung gleichwertige Maßnahmen wie eine zusätzliche Abscheidung zur Kompensation geringer Verluste sollten ebenfalls anerkannt werden.

#### **5. Zertifizierung von CO<sub>2</sub> ist entscheidend für Verlässlichkeit und Business Cases entlang der CO<sub>2</sub>-Wertschöpfungskette.**

Für Strom und Biogas bestehen bereits heute Herkunftsnachweissysteme, welche mit dem aktuellen Gesetzentwurf der Bundesregierung um Herkunftsnachweise für Gas, Wasserstoff, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien erweitert werden sollen. Ein solches System von Herkunftsnachweisen ist auch für CO<sub>2</sub> erforderlich, welches in industriellen Quellen aus fossilen oder biogenen Energieträgern und Rohstoffen sowie mineralischen Ausgangsstoffen oder auch aus der Atmosphäre stammen kann. Dieser Nachweis ermöglicht bei permanenter Speicherung hinsichtlich biogenem und atmosphärischem CO<sub>2</sub> die Generierung von Negativemissionszertifikaten. Bedeutsam ist dies auch für CCU-Prozesse, um ein kohlenstoffhaltiges Syntheseprodukt bezüglich seiner Nachhaltigkeitseigenschaften klassifizieren zu können. Das erforderliche Zertifizierungssystem muss über den im November 2022 veröffentlichten Entwurf eines „Certification Framework for Carbon Removals“ der EU-Kommission hinausgehen und nicht nur den freiwilligen CO<sub>2</sub>-Markt, sondern auch den Compliance-Markt umfassen, wobei ein stärkerer Fokus auf industrielle Prozesse und die damit verbundenen Möglichkeiten erforderlich ist. Die Bundesregierung sollte sich auf EU-Ebene für eine zeitnahe Erarbeitung der Zertifizierungsregeln einsetzen.

Die bilanzielle Nutzung verschiedener Arten von CO<sub>2</sub> ermöglicht auch den Weiterbetrieb von CCU-Projekten über 2045 hinaus und trägt damit unter anderem zur Dekarbonisierung des Luft- und Seeverkehrs bei. Dieser Ansatz erlaubt die Kombination von CCU und CCS an einem Standort und ermöglicht den Übergang von CCU mit fossilem CO<sub>2</sub> zu CCU mit biogenem CO<sub>2</sub>. Book-and-claim-Modelle können den Markthochlauf dort unterstützen, wo ein physischer Transport des entsprechenden CO<sub>2</sub> aus ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten ineffizient wäre, wobei effektive Mechanismen Mehrfachanrechnungen ausschließen und Handelbarkeit garantieren müssen. Ein Herkunftsnachweissystem muss effizient ausgestaltet sein, so dass der

Bürokratieaufwand minimiert und eine Kostensteigerung eines CCU-Produkts durch Zertifizierung vermieden wird.

## **6. CCU-Technologien benötigen umfassende Anerkennung im EU-ETS.**

Entsprechend des Ergebnisdokuments der Trilog-Verhandlungen zur Überarbeitung der ETS-Richtlinie ist vorgesehen, dass für CO<sub>2</sub>, das dauerhaft in einem Produkt gebunden und bei normaler Nutzung einschließlich aller normalen Aktivitäten nach dem Ende der Lebensdauer des Produkts nicht freigesetzt wird, keine EU-EUAs abgegeben werden müssen (Art. 12 (3b)), wobei im weitesten Sinne die Entsorgung, die Wiederverwendung, die Wiederaufbereitung, das Recycling, die Verbrennung und die Deponierung zu betrachten sind (Erwägungsgrund 13). Bis auf delegierte Rechtsakte zur Spezifizierung der Anforderungen an die dauerhafte Bindung besteht hier nun Rechtssicherheit.

Anders sieht es jedoch bei nicht dauerhafter Bindung des CO<sub>2</sub> aus. Hier soll die EU-Kommission erst bis zum 31. Juli 2026 und zunächst nur einen Bericht vorlegen, indem die Anrechnung dieser THG-Emissionen bewertet wird (Art. 30(4a) Punkt (c) sowie Erwägungsgrund 59c). Dieser Bericht soll, falls erforderlich, durch einen entsprechenden Legislativvorschlag begleitet werden. Eine Unsicherheit der regulatorischen Bewertung über mehr als drei Jahre bezüglich CCU-Produkte mit nicht permanenter CO<sub>2</sub>-Bindung wird für die Energiewende essenzielle Projekte erheblich behindern. Die Bundesregierung sollte bei der EU-Kommission auf die zeitnahe Vorlage eines Vorschlags hinsichtlich eines entsprechenden nachgelagerten Rechtsakts hinwirken.

## **7. Es sollten Möglichkeiten für CCS außerhalb EU und EWR eröffnet werden.**

Die CCS-Richtlinie sieht aktuell vor, dass CO<sub>2</sub> in einem Mitgliedsstaat der Europäischen Union gespeichert werden muss, so dass für die gespeicherte Menge CO<sub>2</sub> keine EU-EUAs abzugeben sind. Ein Rechtsgutachten der EU-Kommission von September 2022 bestätigt, dass diese Speichermöglichkeit auch auf EFTA-Staaten ausdehnbar ist und somit im gesamten EWR-Gebiet gilt, wobei ergänzende zwischenstaatliche Verträge erforderlich sein können. Auch wenn hiermit die aktuell in Entwicklung befindlichen europäischen Projekte abgedeckt werden können und der Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz unterhalb der Nordsee (inkl. Norwegische See und Barentssee) ein CCS-Potenzial zwischen 150 und 190 Gt CO<sub>2</sub> ausweist, sollte die CCS-Richtlinie für eine weltweite Speicherung von CO<sub>2</sub> geöffnet werden. Europa hat so die Möglichkeit, seine Speicherorte regional zu diversifizieren und auch von einfacher zugänglichen Onshore-Sequestrierungsmöglichkeiten Gebrauch zu machen, sofern die Empfängerländer solche Speicherstätten entwickeln möchten. Transport und Speicherung müssen dabei so energie- und ressourceneffizient wie möglich erfolgen. Bei Einhaltung von Standards, die mindestens den europäischen Standards entsprechen, sollte eine solche Speicherung den Anforderungen der EU-ETS-Richtlinie entsprechen und die Verpflichtung zur Abgabe von EU-EUAs dann entfallen oder ein anderweitiger, gleichwertiger monetärer Anreiz geschaffen werden.

## **8. Erfordernisse des London-Protokolls zu Offshore-CCS gilt es schnellstmöglich zu erfüllen.**

Das London-Protokoll aus dem Jahr 1996 verbietet die Einbringung von Abfällen zum Zwecke deren Entsorgung in das Meer. Im Jahr 2007 wurden durch eine Änderung CO<sub>2</sub>-Ströme aus Carbon-Capture-Prozessen zum Zwecke der geologischen Speicherung davon ausgenommen. Allerdings verbot Art. 6 immer noch den grenzüberschreitenden Transport von CO<sub>2</sub> zur permanenten geologischen Speicherung unter dem Meeresgrund. Durch eine 2009 beschlossene Änderung dieses Artikels wurde zwar prinzipiell die geologische Offshore-Speicherung von CO<sub>2</sub> ermöglicht, mangels Ratifizierung durch eine 2/3-Mehrheit der Vertragsparteien trat diese Regelung aber bisher nicht in Kraft. Da bis 2022 erst sechs der 53 Vertragsparteien die Änderung des Art. 6 ratifiziert haben, ist auch nicht damit zu rechnen, dass der geänderte Artikel in absehbarer Zeit in Kraft treten wird. Seit 2019 besteht jedoch die Möglichkeit, die vorläufige Anwendung des geänderten Art. 6 zu

erklären und somit die grenzüberschreitende Verbringung von CO<sub>2</sub> zur permanenten Speicherung offshore zu ermöglichen.

Im Hinblick auf die in der jüngsten Vergangenheit angekündigten oder schon in Betrieb genommenen Offshore-CCS-Projekte insbesondere in Norwegen, Dänemark, UK und den Niederlanden und deren Öffnung auch für CO<sub>2</sub> aus anderen Emitterländern muss die Bundesregierung kurzfristig die vorläufige Anerkennung der Änderung des Art. 6 erklären, so dass regulatorische Planungssicherheit bei der Projektentwicklung besteht und bilaterale Verträgen zu Offshore-CCS mit internationalen Partnern abgeschlossen werden können, wo dies erforderlich ist. Auch wenn eine Ratifizierung der Änderung des Art. 6 vermutlich keinen unmittelbaren Effekt hat, sollte diese gleichzeitig ebenfalls erfolgen, um ein klares Bekenntnis gegenüber den internationalen Partnern abzugeben.

## **9. Neuartige Infrastruktur erfordert konsequente Anpassung und Beschleunigung bei Genehmigungen.**

Genehmigungsrecht und -verfahren drohen zum hochproblematischen Nadelöhr von Energiewende und Industrietransformation zu werden. Der angekündigte Bund-Länder-Pakt zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren wurde im Dezember 2022 zum zweiten Mal vertagt. Es gilt alle Beschleunigungspotenziale zu heben. Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung sind genehmigungsbedürftig nach BImSchG und unterliegen, je nach Größe, angewendetem Verfahren und eingesetzten Stoffen, den Grenzwerten bzw. Einstufungen und den damit verbundenen Anforderungen der jeweiligen BImSchVen sowie der TA Luft. Je nach angewendetem Verfahren kann durch wesentliche Volumenreduktion des Abgases die Konzentration der verbleibenden Bestandteile im Reingas steigen. Dies gilt insbesondere für der Abscheidung vorausgehende, zum Zweck der Effizienzsteigerung durch Aufkonzentration des CO<sub>2</sub>-Anteils umgestellte Herstellungsverfahren, wie beispielsweise der Oxyfueltechnologie. Da produktspezifisch gesehen die emittierten Schadstoff-Frachten aber gleichbleiben, müssen genehmigungsrechtliche Nachteile für diese Anlagen vermieden werden. Der Gesetzgeber sollte daher vorsehen, das Volumen des nach dem Prozess entnommenen CO<sub>2</sub> oder vor dem Prozess abgetrennten Stickstoffs bei der Berechnung der Volumenanteile anderer emittierter Stoffe weiter zu berücksichtigen oder auf eine Erfassung über gleichwertige produktbezogene Emissionsfaktoren oder frachtbezogene Grenzwerte umzusteigen. Es sollte zudem vermieden werden, Doppelmessungen einzuführen. Im Regelfall sollten die Einrichtungen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus bestehenden Prozessen als Nebenanlagen der existierenden Anlage eingestuft werden. Lediglich dann, wenn die CO<sub>2</sub>-Abscheideanlage einen eigenständigen Betreiber hat, sollte eine separate Neugenehmigung nach Nr. 10.4 der 4. BImSchV (bei Abscheidung zum Zweck der geologischen Speicherung) oder nach Baurecht (bei sonstigen Zwecken für das abgeschiedene CO<sub>2</sub>) erforderlich sein.

Im Sinne eines zeiteffizienten Genehmigungsverfahrens sind Projekte zu Abscheidung, Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> ähnlich wie LNG-Terminals und erneuerbare Energieerzeugungsanlagen als Projekte von überragendem öffentlichem Interesse einzustufen. Damit soll sichergestellt werden, dass die Genehmigungsverfahren für diese Projekte von allen Behörden mit höchster Priorität und dem dazu erforderlichen Personaleinsatz durchgeführt werden. Neben dieser Kategorisierung ist jedoch auch eine Harmonisierung der Genehmigungslandschaft zwischen den Bundesländern und eine Konzentration auf einzelne Genehmigungsbehörden, die sich schwerpunktmäßig mit solchen Projekten befassen, nötig.

## **10. CCU/S als Breakthrough-Technologien für den Klimaschutz müssen Schwerpunkt in staatlichen Förderprogrammen bilden.**

Zur Investitionsförderung von CCU steht aktuell das Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“ zur Verfügung. Es ist wichtig, dass zügig auch CCS-Vorhaben unterstützt werden können. Wir begrüßen daher die aktuelle Überarbeitung des Förderprogramms, in dem zukünftig

ein Modul für CCU und CCS vorgesehen ist, das den Aufbau der gesamten Wertschöpfungskette berücksichtigen sollte. Daneben können Carbon Contracts for Difference (CCfD), welche mit dem Entwurf einer Förderrichtlinie des BMWK bereits auf den Weg gebracht wurden, zukünftig zur Opex- (und Capex-) Förderung eingesetzt werden. Da auch die Opex-Förderung für die Realisierung vieler Projekte entscheidend ist, sollte dieses Instrument hinsichtlich der finanziellen Ausstattung gestärkt werden und die tatsächliche CO<sub>2</sub>-Minderungsleistung gegenüber der zu ersetzenden oder ergänzenden Anlage gefördert werden. In der Natur des Instruments liegend hat bei CCfD die Förderung einen ungewissen Umfang, wodurch eine Anpassung des EU-Beihilferechts notwendig werden kann.

Da Investitionsentscheidungen von der Gesamtwirtschaftlichkeit abhängen und Capex sowie Opex je nach Projekt unterschiedlich ins Gewicht fallen, müssen Capex- und Opex-Förderinstrumente konzeptionell gut verzahnt sein. Es ist sicherzustellen, dass über eine Förderung für sich gegenseitig bedingende Projekte wie z. B. zur Abscheidung, zum Transport und zur Speicherung sowohl entlang einer Wertschöpfungskette als auch wertschöpfungskettenübergreifend zwischen verschiedenen Sektoren wie z. B. der CO<sub>2</sub>-Gewinnung in der Kalk- oder Zementindustrie und dessen Verwendung in der chemischen Industrie zeitgleich entschieden wird. Nur so können diese für die Dekarbonisierung wichtigen Verbundprojekte, bei denen die finale Emissionsminderung nicht im eigenen Projektteil stattfindet, ermöglicht werden.

Neben einer direkten Förderung einzelner Projekte sollte auch die Möglichkeit der Förderung von Infrastrukturen wie beispielsweise Terminals zur Verladung auf Seeschiffe oder Pipelinesystemen zur Vermeidung prohibitiv hoher Netzentgelte (für First-Mover) in Betracht gezogen werden. Die Anreizung klimaneutraler oder klimanegativer Märkte über die Schaffung von Leitmärkten durch öffentliche Beschaffung bildet eine weitere wichtige und marktnahe Säule zur Unterstützung des Hochlaufs von CCU/S-Techniken dar.

