

Direct Air Capture in Deutschland: Kosten und Ressourcenbedarf eines möglichen Rollouts im Jahr 2045

Simon Block und Peter Viebahn

Um den Klimawandel begrenzen zu können, wird zunehmend der Einsatz von Direct Air Capture (DAC) zur Erzeugung von Negativemissionen diskutiert. Anhand von Kosten sowie dem Flächen-, Wasser- und Energieverbrauch werden in diesem Artikel mögliche Implementierungspfade der DAC-Technologie, aufbauend auf einem bestehenden Klimaneutralitätsszenario für Deutschland, analysiert. Während die technische Realisierung machbar sein sollte, stellt der hohe Flächen- und Energiebedarf eine kritische Größe dar.

Negative Emissionen

Direct Air Capture ermöglicht die chemisch-technische Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre (sog. DAC-CO₂). Hierdurch lassen sich sowohl Brutto- als auch Netto-Negativemissionen (NE) erzeugen.

Brutto-NE erfüllen den Zweck, eine bilanzielle CO₂-Neutralität, z. B. für Länder oder auch Unternehmen, zu ermöglichen. Hierbei wird zwischen der Weiternutzung des DAC-CO₂ (Direct Air Carbon Capture and Utilization – DACCU), z. B. für synthetische Kraftstoffe, und der dauerhaften Entnahme durch Speicherung (Direct Air Carbon Capture and Sequestration – DACCS) zum Kompensieren von nicht-vermeidbaren Restemissionen unterschieden.

Netto-NE dagegen beschreiben die Emissionen, die bilanziell zusätzlich zu einer Klimaneutralität der Luft entzogen sowie danach eingelagert werden (DACCS) und somit die atmosphärische CO₂-Konzentration absolut absenken.

Stand der Technik

Die verschiedenen DAC-Technologieansätze weisen derzeit noch keine kommerzielle Marktreife auf, werden jedoch weltweit von verschiedenen Unternehmen und Forschungseinrichtungen in über 20 Projekten erprobt. Durch Ab- oder Adsorption wird das atmosphärische CO₂ gebunden und anschließend durch die Zufuhr von Wärmeenergie wieder gelöst. In Abhängigkeit des gewählten Sorptionsmediums wird eine Temperatur von 100°C (Niedertemperatur (NT), „DAC_{LowTemp}“) bzw. 850°C (Hochtemperatur (HT), „DAC_{HighTemp}“) benötigt (weitere Details siehe [1]).

Bild in "et", 2022, Heft 4, verfügbar

Weltweit größte Direct Air Capture and Storage-Anlage zur Versteinigung von atmosphärischem CO₂ auf Island
Bild: AUDI AG

Tab. 1 fasst die für diese Arbeit zentralen Aspekte der beiden meist erprobten Prozesse zusammen. Führend sind dabei die Unternehmen Climeworks und Global Thermostat („DAC_{LowTemp}“) sowie Carbon Engineering („DAC_{HighTemp}“).

Aktuelle Kostenannahmen für die Gewinnung von DAC-CO₂ (ohne Transport und Speicherung) liegen bei etwa 540 €/t_{CO2}, wovon die Investitionen den größten Anteil darstellen. Bis 2025/30 wird laut Hersteller- und Literaturangaben eine Kostenreduktion durch Skaleneffekte, Massenproduktion und technische Lernprozesse auf ~100 €/t_{CO2} erwartet.

Die aufzubringende Energie teilt sich zu ~75 % in Wärme und zu ~25 % in Strom auf. Innerhalb einer Dekade will z. B. Climeworks die Verbräuche auf 500 kWh_{el}/t_{CO2} und 5,4 GJ_{th}/t_{CO2}

reduzieren [2]. NT-Verfahren haben dabei den Vorteil, dass Abwärme anderer Anlagen (z. B. von Elektrolyseuren) oder Wärme aus strombetriebenen Wärmepumpen (WP) genutzt werden können.

Carbon Engineering nutzt in ihrer aktuellen Pilotanlage zur Erzeugung der benötigten HT-Wärme Erdgas mit nachgeschaltetem CCS und gibt einen Bedarf von 5,25 GJ/t_{CO2} an. Zusätzlich entsteht ein Strombedarf von 366 kWh_{el}/t_{CO2} [3]. Alternativ könnte HT-Wärme mittels Wasserstoff, Strom oder konzentrierender Solarenergie bereitgestellt werden.

Ein weiterer Vorteil des NT-Prozesses ist, dass die in der Luft enthaltene Feuchtigkeit nach dem Durchlaufen des Prozesses als Wasser zur Verfügung steht. In Abhängigkeit der Standortbedingungen und des Sorptionsmittels können NT-Verfahren zwischen 0,8

	Einheit	DAC _{LowTemp}	DAC _{HighTemp}
Führende Unternehmen mit Pilotanlagen	-	Climeworks, Global Thermostat	Carbon Engineering
Temperaturniveau	°C	~ 100	~ 850
Design	-	Modular	Kraftwerkseinheit
Elektrischer Energiebedarf (Ziel)	kWh/t _{CO2}	500 (2030)	366 (2025)
Wärmeenergiebedarf (Ziel)	GJ/t _{CO2}	5,4 (2030)	5,25 (2025)
Wasserbedarf	t _{H2O} /t _{CO2}	- 0,8 bis - 2	4,7
Flächenverbrauch	m ² /t _{CO2}	0,26	0,04
Angestrebte Kostenentwicklung	€/t _{CO2}	< 100	< 100

Tab. 1 Zentrale Parameter von Hoch- und Niedertemperatur-DAC-Anlagen

Quelle: Nach [5]

und 2 t_{H2O}/t_{CO2} produzieren. Dagegen fällt im HT-Prozess ein Bedarf von 4,7 t_{H2O}/t_{CO2} an.

Demgegenüber haben „DAC_{HighTemp}“-Verfahren den Vorteil, dass sie einen kontinuierlichen Betrieb ermöglichen, während bei „DAC_{LowTemp}“-Verfahren, die auf feste Sorptionsmittel setzen, Adsorption und Desorption zyklisch nacheinander ablaufen.

Aktuelle Angaben für den Flächenbedarf sind sehr ungenau. Carbon Engineering gibt in einem Konzeptentwurf 0,04 km²/(Mt_{CO2}·a) (nur Einbauten zur CO₂-Absorption) an [4]. Reale Messwerte der Climeworks-Anlage in Hellisheidi ergeben einen Flächenverbrauch von 0,26 km²/(Mt_{CO2}·a) (inklusive Installati-

onsflächen und zentralisierter Steuereinheit) [2]. Ein weitaus größerer Flächenbedarf entsteht jedoch im Falle der Bereitstellung der benötigten Wärme aus Wind- oder Solarenergie – entweder bei der Erzeugung von NT-Wärme über strombetriebene Wärmepumpen oder der Produktion von grünem Wasserstoff für HT-Wärme.

Mögliche Szenarien für den DAC-Einsatz in Deutschland

Das KNDE 2045-Szenario – Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045

Im Juni 2021 wurde das erste integrierte Szenario veröffentlicht, das einen Weg hin zu

einem „Klimaneutralen Deutschland 2045“ (KNDE 2045) aufzeigt [6]. Die Autoren beschreiben eine ökonomisch tragfähige Strategie, mit der sich die Treibhausgasemissionen durch Maßnahmen in allen Sektoren – vom Energiesystem über den Verkehr, der Industrie bis hin zur Landwirtschaft – bis 2030 um 65 % auf 438 Mt CO₂-Äqu./a und bis 2045 um 95 % auf 65 Mt CO₂-Äqu./a reduzieren lassen, jeweils auf 1990 bezogen. Die Restemissionen resultieren insbesondere aus der Landwirtschaft und einzelnen Bereichen der Industrie und der Abfallwirtschaft, deren Emissionen nicht weiter reduziert werden können.

Um dennoch in 2045 klimaneutral werden zu können, sehen die Autoren Brutto-NE zur Deckung der Lücke vor, die sie zu 37 Mt_{CO2}/a über BECCS und zu 20 Mt_{CO2}/a über DACCS erreichen [7]. Die Aufteilung ergibt sich dabei aus Modellannahmen – so wird z. B. der Erdgasbedarf der Zementindustrie durch Biomasse ersetzt, deren Verbrennung mit nachfolgendem CCS gleichzeitig negative Emissionen (BECCS) ergibt. Es liegt somit erstmals ein konsistenter DAC-Implementierungspfad eines Landes vor, der als Basis für die folgenden Berechnungen verwendet wird.

Auslegung beispielhafter Konfigurationen

Die konkrete Umsetzung des in dem Szenario ermittelten DAC-Bedarfs im Jahr 2045 kann auf verschiedenen Wegen erfolgen. Um eine erste Vorstellung über die resultierenden Größenverhältnisse der benötigten DAC-Module und die notwendigen Ressourcen zu bekommen, wurden in [5] mögliche Konfigurationen zur Abscheidung von 20 Mt_{CO2}/a analysiert, die von einem DAC-Einsatz in Deutschland, der Bereitstellung der benötigten Energie über erneuerbare Energien und der Offshore-Speicherung des DAC-CO₂ ausgehen.

Im Einklang mit dem KNDE 2045-Szenario wurden dabei als Referenztechnologie die NT-Technologie (Adsorptionsprozess) ausgewählt. Die benötigte NT-Wärme wird in drei Fällen über Wärmepumpen erzeugt; in einem Fall wird die bei der H₂-Produktion anfallende Abwärme genutzt. Das gleichzeitig erzeugte Wasser wird im Fall IV beispielhaft zur H₂-Produktion verwendet. Die Abb. stellt schematisch die Systemauslegung dar, bei der folgende Fälle betrachtet wurden:

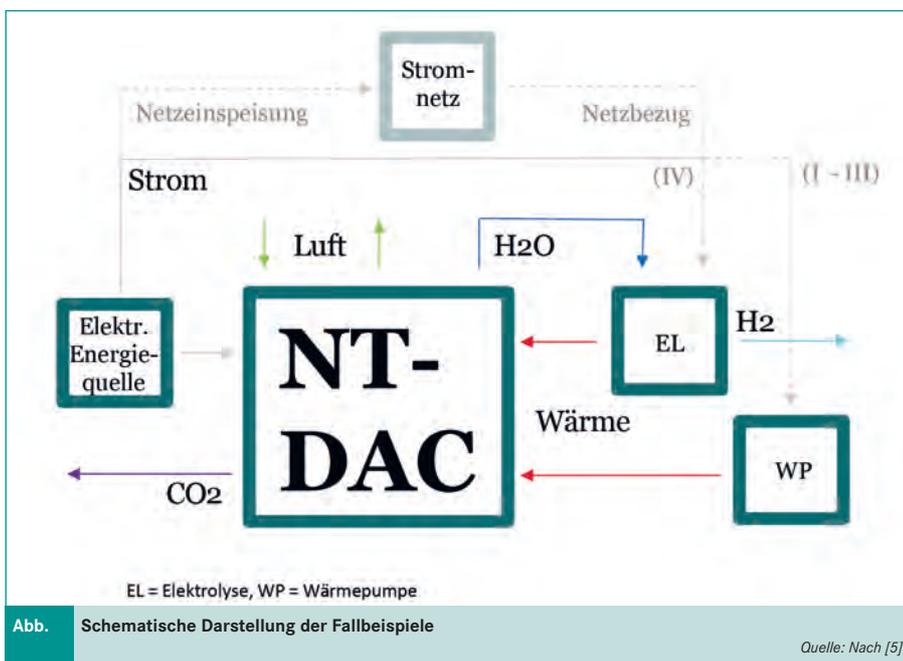


Abb. Schematische Darstellung der Fallbeispiele

Quelle: Nach [5]

I: Photovoltaik im Süden für Strom und Wärme durch WP;

II: Onshore-Windenergieanlage (WEA) (küstennah) für Strom und Wärme durch WP;

III: Offshore-WEA für Strom und Wärme durch WP;

IV: Offshore- WEA für Strom; Abwärmebereitstellung über Elektrolyseure [8].

Der anschließende Transport des CO₂ wurde hier nicht betrachtet. Innerhalb Deutschlands hängt dieser vom zukünftigen Aufbau von H₂/CO₂-Netzen ab. Die Weiterleitung zu Offshore-CO₂-Speicherstätten dürfte von Betreibermodellen solcher Speicherstätten bestimmt werden (z. B. Northern Lights CCS [9]).

Für die Analyse wird das Jahr 2045 betrachtet, für das folgende **Parameter** fortgeschrieben wurden:

Direct Air Capture-Einheit
Kapazität: 4 bzw. 100 kt _{CO2} /a [10]
Volllaststunden (VLS): 8.500 h/a
Elektrischer Energiebedarf: 286 kWh/t _{CO2}
Wärmeenergiebedarf: 3,4 GJ/t _{CO2}
Wassererzeugung: 1 t/t _{CO2}
Flächenbedarf: 0,26 m ² /(t _{CO2} ·a)
CAPEX: 419 €/t _{CO2} ·a)
Wärmepumpe
Leistungszahl (COP): 2,85
CAPEX: 700 €/kW _{th}
Flächenbedarf: 600 m ² /MW _{th}
Windkraftanlage
Kapazität: 3 MW
VLS-On/Offshore: 3.536/5.385 h/a
LCOE-On/Offshore: 2,8/4,8 ct/kWh
Flächenbedarf-Onshore: 50.000 m ² /MW
Photovoltaik-Modul
Erzeugung: 1.444 kWh/kWp
LCOE: 13 ct/kWh
Flächenbedarf: 17.000 m ² /MWp
Elektrolyseur
Type: Protonenaustauschmembran
Elektrolyseur (PEMEL)
Wirkungsgrad: 68 %
Abwärmepotenzial: 14 GJ/t _{H2}
Wasserverbrauch: 10 t/t _{H2}

Ergebnis der Standortanalysen

Tab. 2 zeigt die Auslegung und Ergebnisse der vier Fälle. Zentrale Parameter werden im Folgenden im Hinblick auf das KNDE 2045-Szenario diskutiert und zur Veranschaulichung mit Verbräuchen der Stadt Berlin (3,7 Mio. Einwohner) verglichen:

■ **Elektrische Leistung:** Betrachtet man die Fälle I-III, in denen die Wärmeenergie über WP bereitgestellt wird, führt der Einsatz von Offshore-WEA (Fall III) zur geringsten benötigten Leistung von 2,3 GW. Bei der Nutzung von PV-Modulen (Fall I) bzw. Onshore-WEA (Fall II) wird eine Leistung von 8,6 bzw. 3,5 GW benötigt. Im Fall der Wärmekopplung mit Elektrolyseuren (Fall IV) werden nur 1,1 GW (WEA) benötigt (insofern der Verbrauch der Elektrolyseure unberücksichtigt bleibt, der aber sowieso anfällt). Die benötigte Leistung entspricht dabei 2,5% / 3,8% / 3,6% / 1,7%

(Fall I-IV) des im KNDE 2045-Szenario angenommen Ausbaus der jeweiligen erneuerbaren Energietechnologie.

- **Elektrischer Energieverbrauch:** In Fall I-III beträgt dieser 12,4 TWh_{el}/a (davon ca. 50 % für DAC und WP) und in Fall IV (ohne WP) 5,7 TWh_{el}/a, was 97 % / 45 % des Stromverbrauchs von Berlin entspricht.
- **Flächenbedarf:** Die Prozessanlagen benötigen nur eine Fläche von 3,3 km² (WP und DAC im Fall I-III) bzw. 2 km² (nur DAC im Fall IV). Wesentlich größer ist der Flächenverbrauch der Energieerzeuger (145 km² für die Nutzung von PV, Fall I, bzw. 175 km² inklusive der Abstandsflächen bei der Nutzung von Onshore-WEA, Fall II), was 17% bzw. 20% der Fläche der Stadt Berlin entspricht. Den Offshore-WEA wird in dieser Arbeit keine Fläche zugewiesen.
- **Wasser:** Durch den DAC-Prozess werden jährlich 20 Mt Wasser bereitgestellt. Dies entspricht 9% des Trinkwasserbedarfs der Stadt Berlin. In Fall IV kann hiermit der

2045 - Kumulierte Werte	Einheit	Fall I	Fall II	Fall III	Fall IV
Standort	-	Süd-deutschland	Nord-deutschland, küstennah	Nordsee	Nordsee
Wärmeerzeugungseinheit	-	WP	WP	WP	Abwärme (Elektrolyseur)
Thermische Leistung	GW	2,2	2,2	2,2	2,2
Wärmeerzeugung	TWh/a	18,9	18,9	18,9	18,9
Stromerzeugungseinheit	-	Photovoltaik	Onshore-WEA	Offshore-WEA	Offshore-WEA
Elektrische Leistung	GW	8,6	3,5	2,3	1,1
Stromerzeugung	TWh/a	12,4	12,4	12,4	5,7
Anzahl WEA	-	-	1.165	765	355
CO ₂ -Entnahmemenge	Mt/a	20,0	20,0	20,0	20,0
Anzahl DAC-Anlagen	4/100 kt _{CO2} /a	5.000/200	5.000/200	5.000/200	5.000/200
Baufläche Prozessanlagen (WP + DAC)	km ²	3,3	3,3	3,3	2,0
Baufläche EEA inkl. Abstandsfläche	km ²	145,4	175	-	-
Wassererzeugung	Mt/a	20,0	20,0	20,0	20 (netto 1,8)
Gesamte jährliche Kosten *)	Mrd. €/a	1,39	1,58	1,83	1,33

*) Ohne Kosten des CO₂-Transports zu den Häfen; EEA = Energieerzeugungsanlage, WEA = Windenergieanlage, WP = Wärmepumpe

Tab. 2 Auslegung von vier Konfigurationen und resultierende Kosten und Ressourcenbedarf (kumulierte Werte für das Jahr 2045) Quelle: [5]

gesamte Wasserbedarf der Elektrolyseure gedeckt werden.

- **Kosten:** Die Kosten der Entnahme von 20 Mt_{CO₂}/a belaufen sich auf 1,4 / 1,6 / 1,8 Mrd. €/a, insofern die Wärmeenergie über WP bereitgestellt wird (Fall I-III). Durch die Nutzung „kostenloser“ Abwärme (Fall IV) reduzieren sie sich auf 1,3 Mrd. €/a. Dies entspricht CO₂-Vermeidungskosten von jeweils 69,4 / 79,1 / 91,3 / 66,5 €/t_{CO₂}. Durch die lange CO₂-Transportdistanz von süddeutschen Standorten an die Küste sind in Fall I weitere Kosten zu erwarten.

Kritische Einschätzung und Schlussfolgerungen

Die Angaben zur DAC-Technologie sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Die Entwicklungstrends lassen sich lediglich grob abschätzen, da derzeit nur kleinskalige Demo- und Pilotanlagen bestehen. Es ist dennoch zu erwarten, dass die DAC-Technologie für den Einsatz rechtzeitig zur Verfügung stehen wird. Da DAC vermutlich weltweit benötigt wird, wird jedoch ein schnelles Hochfahren von Produktionskapazitäten notwendig sein. Die verbleibende Zeitspanne sollte auch ausreichend sein, dass auch deutsche Unternehmen in den Markt einsteigen könnten.

Die Kombination von PV-Anlagen mit dem DAC-Prozess wurde für das Jahr 2045 als die kostengünstigste Möglichkeit ermittelt. Jedoch wird hierbei nicht berücksichtigt, dass deren Nutzung mit begrenzten Sonnenstunden einhergeht. Um einen permanenten Betrieb der DAC-Anlage zu ermöglichen, müssten hohe Kapazitäten von Wärme- und Stromspeichern aufgebaut werden, was mit zusätzlichen Kosten und Ressourcenverbräuchen einhergeht. Auch bei der Nutzung von Windkraft werden Speicherkapazitäten benötigt, die durch die höheren Vollaststunden jedoch geringer ausfallen.

Ein weiterer Nachteil des Standortes Süddeutschland sind die voraussichtlich langen Transportstrecken zu CO₂-Lagerstätten in der Nordsee. Eine großskalige Implementierung der DAC-Technologie in Küstennähe wird daher als vorteilhafter eingeschätzt. Ebenso wäre es aber denkbar, DAC-Anlagen dort zu installieren, wo sowieso eine CO₂-Infrastruktur aufgebaut werden müsste, z. B. für CCS in der Zementindustrie.

Des Weiteren können Energieeinsparungen durch die Kopplung von möglicherweise entstehenden H₂-Projekten in der Nord- und Ostsee zur Abwärmenutzung generiert werden. Aber auch bei der Planung von Projekten zur großskaligen Wasserstoff-Erzeugung im Binnenland sollte die Option DAC mitgedacht werden – sowohl wegen des Abwärmepotenzials als auch wegen der Bereitstellung des benötigten Wassers durch DAC.

Im Rahmen der Arbeit wurde nicht geprüft, ob und wo die Anlagen in den jeweiligen Regionen installiert werden könnten. Vermutlich würden Anlagenparks entstehen, um die nötige Infrastruktur zum Abtransport des CO₂ zu minimieren. Die in Tab. 2 genannte Zahl von DAC-Anlagen ist daher nicht mit der Anzahl von Standorten gleichzusetzen.

Alternative Standorte mit Nutzung von Abwärme der Industrie wurden nicht berücksichtigt, bilden jedoch eine Option mit hohem Energieeinsparpotenzial.

Ebenso wurde der Einsatz der HT-Technologie nicht betrachtet. Diese böte den Vorteil, größere industrielle Einheiten an wenigen Orten installieren zu können. Hier müsste der zusätzliche Bedarf an grünem Wasserstoff bzw. Strom und deren Passgenauigkeit mit dem KNDE-Szenario geprüft werden, ebenso die Verfügbarkeit des benötigten Wassers.

Ein wesentlicher Faktor für eine rechtzeitige Umsetzung der benötigten Strategien ist die gesellschaftliche Akzeptanz. Bisher findet die Diskussion über negative Emissionen, sei es durch DACCS oder durch BECCS, nur in Fachkreisen statt. Eine ausreichende Akzeptanz wird nur durch rechtzeitige Informationen und partizipative Entwicklung möglicher Umsetzungsstrategien zu erreichen sein.

Insgesamt wird bei der Vielzahl der offenen Fragen eine umfassende Technologiebewertung aus verschiedensten Perspektiven und unter Einbezug diverser Stakeholder benötigt. Da eine großskalige Umsetzung spätestens in 20 Jahren benötigt wird, sollten entsprechende Studien und Transformationsstrategien möglichst bald entwickelt werden.

Literatur

- [1] Viebahn, P.; Scholz, A.; Zelt, O. (2019): Entwicklungsstand und Forschungsbedarf von Direct Air Capture – Ergebnis einer multidimensionalen Analyse. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69(12), S. 30-33.
- [2] Deutz, S.; Bardow, A. (2021): Life-cycle assessment of an industrial direct air capture process based on temperature-vacuum swing adsorption. *Nature Energy* 6(2021), S. 203-213.
- [3] Keith, D.W.; Holmes, G.; St. Angelo, D.; Heidel K. (2018): A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere. *Joule* 2(2018), S.1573-1594.
- [4] Holmes, G.; Keith, D.W. (2012): An air-liquid contactor for large-scale capture of CO₂ from air. *Phil. Trans. R. Soc. A* 370(2012) S. 4380-4403.
- [5] Block, S. (2022): Auslegung, Analyse und Bewertung von Direct Air Capture (DAC)-Anlagen zur Nutzung für Power-to-X-Prozesse und zur Erzielung „negativer Emissionen“ in Deutschland. *Wuppertaler Studienarbeiten zur nachhaltigen Entwicklung* Nr. 25, 03/2022, Wuppertal.
- [6] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Studie im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, Berlin.

Anmerkungen

- [7] Die in der Bilanz noch fehlenden 7 Mt_{CO₂} werden durch Anrechnung von grünen Polymeren als Feedstock in der Chemieindustrie erreicht.
- [8] Fall IV stellt eine Wärmekopplung mit Elektrolyseuren dar, die zukünftig auf großen Plattformen in der Nordsee installiert werden könnten, siehe z. B. <https://www.northseawindpowerhub.eu/>. Die Wärmebereitstellung, als Nebenprodukt der Elektrolyse, wird hier als kosten- und ressourcenfrei angenommen.
- [9] <https://northernlightsccs.com/>
- [10] 4 kt_{CO₂}/a entspricht der aktuell größten Anlage „Orca“ der Firma Climeworks in Hellisheidi, Island. Das anvisierte Ziel von Climeworks sind Anlagen mit einer Entnahmemenge von 100 kt_{CO₂}/a.

S. Block, wissenschaftliche Hilfskraft Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme; PD Dr. P. Viebahn, Leiter des Forschungsbereichs Sektoren und Technologien in der Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Wuppertal simon.block@wupperinst.org peter.viebahn@wupperinst.org