



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Schlussbericht zum Verbundprojekt PowerFuel (03EIV071F)

Zuwendungsempfänger: Technische Universität Hamburg, Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft

Verbundbezeichnung: PowerFuel – Demonstration und Potenzialanalyse neuer Technologien zur Sektorkopplung für die Erzeugung von Synthesekraftstoff aus Kohlenstoffdioxid

Vorhabenbezeichnung: Technoökonomische und ökologische Gesamtbewertung: Potenzialanalyse, Ökologische Bilanzierung und Gesamtbewertung

Förderkennzeichen: 03EIV071F

Laufzeit des Vorhabens: 01.12.2018 bis 31.05.2023

Berichtszeitraum: 01.12.2018 bis 31.05.2023

Autoren: Tjerk Zitscher, M.Sc.

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt, Projektleitung

Technische Universität Hamburg - Verfahrenstechnik - Institut für Umwelttechnik und

Energiewirtschaft

Eißendorfer Str. 40, 21073 Hamburg

Hinweis: Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Schlussbericht zu Nr. 3.2 BNBest-BMBF 98

I. Kurze Darstellung zu

1. Aufgabenstellung

Im Rahmen des Verbundprojekts PowerFuel wurde von Seiten des Instituts für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE) der Technischen Universität Hamburg (TUHH) das Arbeitspaket (AP) sieben bearbeitet, welches vorerst aus fünf untergeordneten Arbeitspaket bestand sowie einem sechsten, welches im Rahmen der Aufstockung im März 2022 hinzukam.

In AP 7.1 wurde eine Potenzialanalyse zur Verfügbarkeit von CO₂ sowie elektrischer Energie durchgeführt. AP 7.2 hatte zum Ziel eine Systemmodellierung und technooökonomische Analyse der PtL-Prozesskette zu erarbeiten, welche durch eine ökologische Bilanzierung in AP 7.3 komplettiert wurde. In AP 7.4 wurde der Grundstein für ein mögliches Geschäftsmodell der industriellen PtL-Produktion entworfen. AP 7.5 hatte zum Ziel eine ganzheitliche Bewertung durchzuführen sowie eine Roadmap für die fortlaufende Entwicklung und Implementierung der PtL-Technologie, unter Einbeziehung von potenziellen förderpolitischen Handlungsempfehlungen, zu erstellen. Weiterhin galt es für die Begleitforschung Energiewende im Verkehr als Austauschpartner für die projektübergreifende Forschung in diesem Bereich zu fungieren.

2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Aufgrund der Herausforderungen der COVID-19-Pandemie in den Jahren 2020/21 kam es zu Verzögerungen in den experimentellen Arbeiten der Partner, was wiederum Auswirkungen auf die systemische Analyse in AP7 hatte.

Aus technischer Perspektive kann das Projekt PowerFuel als wegweisendes Pilotprojekt zum Zeitpunkt der Einreichung in der Förderrichtlinie Energiewende im Verkehr angesehen werden, da es keine Kenntnisse über vergleichbare Projekte gab, die bereits die Herstellung von ASTM-konformen, synthetischem Kerosin realisiert hatten.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Die systemanalytischen Arbeiten von BHL begleiteten die Partnervorhaben während des Projektzeitraums. Aufgrund der Coronapandemie 2020/21 kam es zu Verzögerungen in den experimentellen Arbeiten, welche letztlich eine kostenneutrale Verlängerung bis zum 31. Mai 2022 zur Folge hatten. Diese kostenneutrale Verlängerung wurde von BHL mitgetragen um die verzögerten experimentellen Arbeiten systemanalytisch zu begleiten. Schließlich kam es, wiederum, motiviert durch experimentelle Arbeiten im Bereich der finalen Aufbereitung zu Luftfahrtkraftstoffen, zu einer Aufstockung des Projekts bis zum 31. Mai 2023. Bis zum neuen Projektende konnten alle Arbeiten abgeschlossen werden.

4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde, insbesondere
 - a. Angabe bekannter Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden

Das IUE hat auf keine der genannten Punkte im Rahmen des Projekts zurückgegriffen.

- b. Angabe der verwendeten Fachliteratur sowie der benutzten Informations- und Dokumentationsdienste

Für die Arbeiten in AP 7.1 wurde intensiv mit dem thru Register (vormals European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR)) sowie dem nationalen Emissionshandelsregister als Informationsdienst für die Schaffung einer Grundlage zur Bestimmung des CO₂ Potenzials gearbeitet. Weiterhin wurde für die Prozesssimulation auf Aspen Plus und für die ökologische Bilanzierung auf die Datenbank EcoInvent zurückgegriffen. Für die Bewertung der ökologischen Bilanzierung wurde das Programm OpenLCA genutzt. Weiterhin wurden essentielle Kennwerte und Parameter von den Partnern innerhalb des Projekts zur Verfügung gestellt, die in die jeweiligen Arbeitspakete eingeflossen sind.

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen:

Im Rahmen des Projekts wurde eng mit den weiteren in AP7 beteiligten Partnern zusammengearbeitet. Dies sind vor allem Bauhaus Luftfahrt, Aviation Fuel Projects Consulting, Climeworks, Ineratec, Siemens Energy sowie das Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V..

Weiterhin wurde sich mit der Begleitforschung Energiewende im Verkehr ausgetauscht sowie weiteren Akteuren im Bereich nachhaltiger Flugkraftstoffe bzw. alternativer Syntheserouten. Zu diesen gehören bspw. die aireg Initiative sowie die Technologie-Plattform PtL.

II. Eingehende Darstellung

Im Folgendem werden die jeweiligen Unterarbeitspakete von AP7 und deren Ergebnisse detailliert dargelegt. Die systemanalytische Begleitung in AP7 steht in engem Bezug zu den Erkenntnissen und Ergebnissen der Arbeitspakete 1-6, weshalb ein regelmäßiger Austausch mit den entsprechenden Partnern stattfand. Da die Kraftstoffaufbereitung stark von den Operationen der Prozesskette (AP1 & AP2) abhängig war, wurde in diesem Austausch auch regelmäßig der Stand des Gesamtprojekts diskutiert. Zusätzlich fand während der ursprünglichen Projektlaufzeit eine monatliche Telefonkonferenz zur Modellierung statt, in der die Projektpartner, darunter INERATEC, KIT, Climeworks, Siemens Energy, BHL und TUHH, Informationen über die Ausrichtung und Ergebnisse der Arbeiten in AP6 (Simulation und Auslegung von Gesamtanlagenkonzepten) und AP7 (Technoökonomische und ökologische Gesamtbewertung) austauschten. Diese Kommunikation zwischen AP6 und AP7 bildete die wesentliche Plattform, um die Erkenntnisse aus dem Projekt, einschließlich der Simulationen in AP6, in AP7 einzubringen. Die Arbeitspakete, in denen die TUHH die Leitung innehatte, werden ausführlicher dargestellt, als die Arbeitspakete, in denen andere Partner diese eingenommen haben. Es wird in den jeweiligen Darstellungen entsprechend auf die Berichte der Partner verwiesen.

AP 7.1 Potenzialanalyse (lokal, national, international) von erneuerbarem Strom und CO₂, Standort- und Strommarktanalyse, Sektorenkopplung

Im Rahmen der Potenzialanalyse werden vor allem die Verfügbarkeit der Ausgangsstoffe CO₂ und elektrische Energie bewertet. In erster Linie müssen hierfür die Ausgangsstoffe näher betrachtet werden, da für die weitere Nutzung in der PtL-Kette die Herkunft bzw. Eigenschaften dieser Ausgangsstoffe in mehreren Aspekten entscheidend ist. So kann die Bereitstellung von elektrischer Energie regenerative oder fossile realisiert werden. Gleichermaßen gilt für das CO₂ welches fossiler, biogener oder gemischter Herkunft sein kann. Entsprechend ändert sich beispielsweise die Klimawirksamkeit des potenziell eingesetzten Kerosins aus der Synthese. Die Unterscheidung in Bezug auf elektrische Energie, ob diese aus regenerativen Quellen oder fossilen stammt, ist bereits Konsens. Für CO₂ ist dies nicht zwangsläufig der Fall. Aus diesem Grund wird für die grundsätzliche Unterscheidung der Kohlenstoffkreislauf der Erde näher betrachtet.

Potenzialanalyse CO₂

Der Kohlenstoffkreislauf ist einer der verschiedenen biogeochimischen Kreisläufe auf der Erde. Über lange Zeiträume (einige 100.000 Jahre) bleibt das Gleichgewicht des Kohlenstoffs aufgrund dieses Kohlenstoffkreislaufs in etwa stabil, was zu einem ungefähr konstanten Temperaturregime führt. Über längere Zeiträume (mehrere 10.000 bis 100.000 Jahre) variierte die Temperatur der Erde zwischen Eiszeiten und wärmeren interglazialen Perioden. Im Zeitraum von Millionen bis zu zehn Millionen Jahren kann das Gleichgewicht des Kohlenstoffs aufgrund der Bewegung der tektonischen Platten und der daraus resultierenden vulkanischen Aktivitäten erheblich variieren, was zu extrem warmem Klima (Kreidezeit) und glazialem Klima (Pleistozän) führt. Abhängig von der Zeit, die die jeweiligen Prozesse benötigen, um Kohlenstoff und seine Verbindungen aufzunehmen und freizusetzen, kann der globale Kohlenstoffkreislauf in den langsamen und schnellen Kohlenstoffkreislauf unterteilt werden.

- Der schnelle Kohlenstoffkreislauf besteht aus dem Kohlenstoff, der von Pflanzen während ihres Wachstums aus der Atmosphäre entfernt und bei der Zersetzung der Biomasse wieder in die Atmosphäre freigesetzt wird.
- Der langsame Kohlenstoffkreislauf beschreibt den in geologischen Formationen eingebetteten Kohlenstoff, der innerhalb geologischer Zeiträume wieder in die Atmosphäre/Biosphäre freigesetzt wird.

Auf dieser Grundlage wird eine Unterscheidung zwischen fossilem und biogenem Kohlenstoff sowie Kohlenstoff aus Umgebungsluft getroffen.

- Fossiler Kohlenstoff wird definiert als Kohlenstoff, der im langsamen Kohlenstoffkreislauf zirkuliert, also hauptsächlich aus Gesteinen oder Mineralien stammt sowie aus Erdöl, Erdgas und Kohle (Steinkohle und Braunkohle).
- Biogener Kohlenstoff wird definiert als Kohlenstoff, der im schnellen Kohlenstoffkreislauf zirkuliert; das heißt, diese Art von Kohlenstoff ist hauptsächlich in Biomasse gebunden.
- Kohlenstoff, der in Umgebungsluft enthalten ist (hauptsächlich CO₂), ist gemäß dieser Definition eine Mischung aus fossilem und biogenem Kohlenstoff. Gleichermaßen gilt für CO₂ aus der Verbrennung von gemischten Kohlenstoffvorräten, z.B. bei der Müllverbrennung.

Vor diesem Hintergrund wurden die verschiedenen Kohlenstoff- bzw. CO₂-Quellen in Hinblick auf ihre räumliche und quantitative Verfügbarkeit untersucht. Für die Bestimmung des in Deutschland potenziell verfügbaren CO₂ wurde eine umfangreiche Analyse der verarbeitenden Industrie

durchgeführt. Diese wurden bereits in einer Fachzeitschrift (Resources) in Zusammenarbeit mit BHL veröffentlicht¹.

Die Studie analysiert und quantifiziert die CO₂-Emissionen, die von deutschen Industriezweigen Stand heute (2017) und Stand 2050, nachdem eine unterstellte, vollständige Defossilisierung erreicht wurde, freigesetzt werden. Für die Klassifizierung der CO₂-Emissionen der jeweiligen Industrien im Jahr 2050 werden alternative Techniken und Fertigungsprozesse analysiert, die zu einer Reduzierung der energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen führen könnten. Zusätzlich werden die einzelnen Produktionsstandorte der analysierten Industrien auf PostleitzahlEbene bestimmt und ein CO₂-Potenzial auf NUTS3-Ebene entwickelt. Auf dieser Grundlage werden zwei Szenarien für zukünftige CO₂-Emissionen entwickelt. Daraus ergibt sich, dass die analysierten deutschen Industriezweige im Jahr 2017 fast 143 Mt CO₂ emittierten. Bis 2050 können die Gesamtemissionen je nach Umsetzungsgrad alternativer Technologien um etwa 77 Mt bis 117 Mt CO₂ reduziert werden.

Vorgehen und Datengrundlage

Im Rahmen der Studie werden industrielle Punktquellen untersucht, die gemäß dem europäischen Klassifikationssystem NACE² hauptsächlich zu Abschnitt C—Herstellung gehören. Anlagen, die ausschließlich in anderen Abschnitten klassifiziert sind, z. B. Abschnitt D—Elektrizitätsversorgung [...], oder Abschnitt E—Abfallwirtschaft [...], sind hier nicht enthalten, da der Fokus auf den klassischen verarbeitenden Industrien liegt. Darüber hinaus wird CO₂ aus der Elektrizitätsversorgung durch z. B. Kohlekraftwerke nicht betrachtet, da davon auszugehen ist, dass diese in einem zukünftigen, defossilierten Energiesystem nicht verbleiben. CO₂-emittierende Anlagen in den Abschnitten D und E sind beispielsweise Kraftwerke, Müllverbrennungsanlagen oder Kläranlagen. Ausnahmefälle sind Kraftwerke, die direkt mit dem jeweiligen Industriestandort verbunden sind; das heißt, CO₂-Emissionen von explizit ausgewiesenen industriellen Kraft- oder Heizkraftwerken werden berücksichtigt, wenn sie Teil eines integrierten Industriestandorts sind. Im Gegensatz dazu wird CO₂, das durch die Strombereitstellung aus dem Netz verursacht wird, nicht berücksichtigt, da es nicht an den untersuchten Standorten emittiert wird.

Die verarbeitende Industrie umfasst eine Vielzahl verschiedener Sektoren. Um die relevanten Punktquellen und deren Standorte zu identifizieren, werden zuerst die CO₂-intensiven Sektoren der deutschen Industrie bewertet. Für die Schätzung der jeweiligen Menge an heute und in der Zukunft (d. h. in einer vollständig defossilierten Welt) ausgestoßenem CO₂ pro Standort ist es notwendig, den Ursprung des CO₂ innerhalb der jeweiligen Produktionsprozesse zu analysieren, um mögliche CO₂-Einsparungen durch die Anwendung neuer oder aufkommender Technologien und/oder anderer Maßnahmen zu bewerten.

Die von der Industrie emittierten CO₂-Emissionen lassen sich in prozessbedingte und energiebedingte Emissionen unterteilen. Erstere entstehen während des Produktionsprozesses durch die Umwandlung von Eingangs- und/oder Hilfsstoffen, die für die Eigenschaften der hergestellten Produkte unerlässlich sind. Diese CO₂-Emissionen resultieren also nicht direkt aus dem Energieverbrauch (z. B. feste Brennstoffe wie Kohle), wie es bei der letzteren Kategorie der Fall ist. Diese Klassifikation wird vorgenommen, da davon ausgegangen werden kann, dass auf Grundlage der bisherigen Forschung leichter und effektiver Substitutionsmöglichkeiten für klimafreundliche, energiebedingte CO₂-Emissionen umgesetzt werden können (z. B. "erneuerbare" Brennstoffe, "erneuerbarer" Strom), als

¹ Zitscher (TUHH), Neuling (TUHH), Habersetzer (BHL), Kaltschmitt (TUHH), *Analysis of the German Industry to Determine the Resource Potential of CO₂ Emissions for PtX Applications in 2017 and 2050*, Resources **2020**, 9(12), 149; <https://doi.org/10.3390/resources9120149>

² NACE rev. 2, 2nd ed.; Office for Official Publications of the European Communities: Luxembourg, 2008

alternative Prozesstechnologien, die es ermöglichen, prozessbedingte CO₂-Emissionen erheblich zu reduzieren und gleichzeitig die gleichen Produkteigenschaften zu gewährleisten.

Um diese Potenziale zu bestimmen, wird zunächst analysiert, welche industriellen Prozesse prozessbedingte CO₂-Emissionen verursachen. Anschließend wird bewertet, in welchem Prozess und in welchem entsprechenden Umwandlungsschritt diese Emissionen entstehen. Um die Entwicklung der CO₂-Emissionen in den jeweiligen Sektoren bis zum Jahr 2050 (also in einer vollständig defossilierten Welt) zu bewerten, wurde eine umfassende Analyse alternativer Technologien durchgeführt, die zu einer Reduzierung sowohl der energiebedingten als auch besonders der prozessbedingten CO₂-Emissionen beitragen können. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Studien ausgewertet, die mögliche Technologien zur Substitution oder Vermeidung von CO₂-Emissionen mittel- bis langfristig innerhalb der jeweiligen industriellen Produktionsprozesse bieten. Auf Basis der Bestimmung standortspezifischer energie- und prozessbedingter CO₂-Emissionen im Jahr 2017 und der Implementierung solcher alternativen Technologien werden zwei Szenarien für jeden Sektor entwickelt, um die möglichen Veränderungen der CO₂-Emissionen im Zusammenhang mit dem Zieljahr 2050 zu bewerten.

Um CO₂-intensive Industrien zu identifizieren, wurde der VET-Bericht³ (2017) der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) analysiert. Dieser Bericht gibt einen Überblick über die gesamten Treibhausgasemissionen (THG) für jeden Sektor. Diese THG-Emissionen dienen als erste Klassifizierung relevanter Industrien und zeigen beispielsweise, dass Industriezweige mit dem größten Anteil an den Gesamtemissionen im Jahr 2017 Raffinerien und die Chemieindustrie (43,2 Mt CO₂-Äquivalent), die Eisen- und Stahlproduktion (37,8 Mt CO₂-Äquivalent) sowie die mineralverarbeitende Industrie (36,3 Mt CO₂-Äquivalent) waren. Zusätzlich emittierte die Papier- und Zellstoffindustrie etwa 5,5 Mt CO₂-Äquivalent und die Nichteisenindustrie 2,6 Mt CO₂-Äquivalent.

Die Standorte und Mengen der CO₂-Emissionen der verschiedenen Produktionsstätten innerhalb der jeweiligen Sektoren werden hauptsächlich aus den folgenden beiden Datenbanken ermittelt.

Das thru Register⁴ (vormals Pollutant Release and Transfer Register) eignet sich zur Identifizierung von Emittenten mit einem jährlichen CO₂-Aufkommen von mehr als 100 kt/Jahr. Dieses Register enthält Daten zu Schadstoffen und Abfällen von 5398 Anlagen in Deutschland. Es gibt Informationen unter anderem über den Firmennamen, die Postleitzahl, die Koordinaten des emittierenden Standorts, den Typ des Schadstoffs oder Abfalls sowie die freigesetzte Menge. Allerdings werden nur die Emissionen der jeweiligen Anlagen aufgeführt, die einen bestimmten schadstoffspezifischen Grenzwert überschreiten. Dieser Grenzwert beträgt für CO₂ 100 kt/Jahr (Anhang II, E-PRTR-Verordnung). Um in das Register aufgenommen zu werden, reicht es aus, dass ein Grenzwert für einen Schadstoff oder Abfall überschritten wird. Es wird jedoch nur der Wert des überschrittenen Schadstoffs angegeben. Werte, die diesen Grenzwert nicht überschreiten, werden in diesem Eintrag nicht aufgeführt. Ein weiteres Kriterium für die Meldepflicht ist die Größe der Anlage. Das bedeutet, dass beispielsweise Anlagen zur Herstellung von Zementklinker nur Einträge melden müssen, wenn ihre Produktionskapazität 500 t/d übersteigt (Anhang I, E-PRTR-Verordnung). Im Allgemeinen werden die Emissionen für einen Anlagenstandort als Ganzes aufgeführt, und die Produktionsprozesse innerhalb des Standorts werden angegeben, ohne eine explizite Auflistung der einzelnen Einheiten.

³ Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Treibhausgasemissionen 2017: Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2017); Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt: Berlin, Germany, 2017.

⁴ Umweltbundesamt: PRTR-Daten 2017 in thru.de. Summary Report—Überblick—Auswertungen. Verfügbar online: <https://thru.de/index.php?id=421>

Das nationale Emissionshandelsregister der DEHSt⁵ kann als Datenquelle für die Ermittlung der Anlagen unterhalb des thru Grenzwertes von 100 kt/Jahr verwendet werden. Hier wird die untere Grenze der Standortbewertung durch jährliche CO₂-Emissionen von mindestens 40 kt/Jahr definiert. Der Grund dafür ist, dass das Register auch Emittenten mit vergleichsweise geringen Mengen an CO₂ auflistet. Es wird unterstellt, dass diese ungeeignete Kohlenstoffquelle für mittel- bis großskalige PtX-Syntheseanlagen darstellen. Das Register listet grundsätzlich Anlagen auf, die zum Emissionshandel verpflichtet sind. Es enthält unter anderem Informationen über den Namen der Anlage, die Postleitzahl, die zugeteilten Emissionen vergangener Handelsperioden, etc., und die jährlich gemeldeten Treibhausgasemissionen. In diesem Register können verschiedene Produktionseinheiten einer integrierten Anlage einzeln aufgeführt sein.

Um eine solide Datenbasis zu schaffen, wurden die Werte aus beiden Datenbanken - soweit verfügbar - miteinander verglichen. Im Falle, dass die CO₂-Emissionen einer Anlage unter dem Grenzwert liegen, aber andere Treibhausgasemissionen (z.B. N₂O) aufgeführt sind, wurden diese mithilfe des entsprechenden Treibhauspotenzials (GWP-Faktor) gemäß dem 5. IPCC-Bewertungsbericht aus den Einträgen im Anlagenregister abgezogen. Wenn eine Anlage nur im Anlagenregister aufgeführt ist und keine differenzierten Treibhausgas-Einträge im thru-Register vorliegen, wird angenommen, dass die entsprechende Menge CO₂-Äquivalent ungefähr der Menge an emittiertem CO₂ entspricht.

Der Nationale Inventarbericht des deutschen Treibhausgasinventars⁶ wird als Datenbasis für die Identifizierung relevanter prozessbedingter CO₂-Emissionen in den hier analysierten Industriezweigen verwendet. In diesem Inventar werden CO₂-Emissionen in die Kategorien Energie, industrielle Prozesse und Landwirtschaft eingeteilt. Innerhalb der Kategorie industrielle Prozesse weisen die Sektoren Mineralien, Chemie und Metalle prozessbedingte CO₂-Emissionen auf. Eine Übersicht dieser Sektoren findet sich in Tabelle 1. Die verschiedenen Sektoren der Mineralindustrie emittieren prozessbedingtes CO₂ hauptsächlich durch die Verarbeitung von carbonathaltigen Rohmineralien. In den Sektoren Metallurgie und Chemie werden ebenfalls in der Mehrzahl der Prozesse prozessbedingte CO₂-Emissionen verursacht, abgesehen von der Kupferproduktion und zum Teil bei der Herstellung von Grundchemikalien. Die Papier- und Zellstoffindustrie emittiert ausschließlich energiebedingtes CO₂.

Tabelle 1 Industriesektoren mit prozessbedingten CO₂-Emissionen.

Industry	Sector	Process-related CO ₂ emissions
Mineral Industry	Cement	Clinker burning
	Limestone	Application and burning of limestone
	Glass	Smelting of carbonate containing raw materials
	Ceramic	Burning of raw materials containing carbonates and fossil components
	Soda application	Application of Na ₂ CO ₃ in various processes (besides glass ¹)
Metallurgy	Iron and Steel	Application of reduction agent, electrode burn-up, application of slag formers
	Primary aluminum	Anode burn off, anode manufacturing

⁵ Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt). Emissionshandelpflichtige Anlagen in Deutschland 2018 (Stand 02.05.2019); Deutsche Emissionshandelsstelle: Berlin, Germany, 2018.

⁶ Umweltbundesamt. (Ed.) Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019. In Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2017, Dessau-Roßlau; Umweltbundesamt: Berlin, Germany, 2019.

	Secondary zinc	Application of reduction agent
	Lead	Application of reduction agent
	Copper	-
	Silicon	Application of reduction agent
Chemical industry	Ammonia	Steam reforming of fossil hydrocarbons
	Carbon black	Furnace Black Process
	Petro chemistry/refinery	Flare losses
	Soda production	Application of calcium carbonates/Solvay-process
	Bulk organic chemicals	-
Pulp and Paper	Recycling paper	-
	Fresh paper	-
	Cardboard	-

Die beiden für die mögliche zukünftige Entwicklung aufgestellten Szenarien basieren auf der Annahme, dass die Produktion von Gütern bis 2050 konstant bleibt. Die Grundlage für die Berechnung der Ergebnisse im Jahr 2050 sind daher die tatsächlich ausgestoßenen Mengen CO₂ pro Standort im Jahr 2017, die entsprechend den Annahmen und Bedingungen innerhalb der jeweiligen Szenarien verändert werden. Die Analyse für diese verschiedenen CO₂-Quellen und ihre potenzielle Entwicklung konzentriert sich auf eine räumlich aufgelöste Quantifizierung. Abhängig von der Verteilung von energie- und prozessbedingten Emissionen in jedem Sektor werden die im Folgenden skizzierten zwei Szenarien entwickelt.

Szenario RFS (renewable fuel supply / Erneuerbare Brennstoffversorgung): Die Berechnung zukünftiger CO₂-Emissionen im Szenario RFS basiert auf der Annahme, dass durch fossile Brennstoffe bereitgestellte Energie durch aus erneuerbaren Energiequellen gewonnenes Methan ersetzt wird. Es erfolgt keine Differenzierung, ob es sich beispielsweise um Biomethan oder synthetisch hergestelltes Methan handelt. Um die Auswirkungen der Substitution auf die standortspezifischen CO₂-Emissionen zu berechnen, werden die CO₂-Emissionen aus der Verwendung dieses "erneuerbaren" Methans mithilfe des spezifischen Emissionsfaktors von Methan und der durch die substituierten fossilen Brennstoffe bereitgestellten Energiemenge berechnet. Die proportionale Emissionsreduktion wird dann auf die CO₂-Emissionen jedes Standorts angewendet, um die verbleibenden Emissionen für das Jahr 2050 zu bestimmen. Die für die Berechnung verwendeten spezifischen Emissionsfaktoren sind in Tabelle 2 aufgeführt. Der Anteil fossiler Brennstoffe in den verschiedenen Sektoren ist in den jeweiligen Abschnitten angegeben.

Tabelle 2 Spezifische Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe.

Fuel	Specific emission factor [t CO ₂ /TJ]	Reduction compared to natural gas [%]
Natural gas	55.9	-
Hard coal	93.9	40.5
Lignite	108.2	48.3
Lignite briquettes	99.3	43.7
petroleum coke	94.8	41.0
Heavy fuel oil	79.6	29.8
Light fuel oil	74.0	24.5
Blast furnace and converter gas	252.9	77.9

Municipal waste	91.5	38.9
Scrap tires	88.4	36.8
Used plastics	80.9	30.9

Szenario ATRES (alternative technologies and renewable energy supply / alternative Technologien und erneuerbare Energieversorgung): Dieses Szenario geht von der Umsetzung alternativer Produktionstechnologien und der Substitution fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Brennstoffe und/oder Elektrizität aus. Daher beschreibt dieses Szenario eine drastischere Veränderung der betrachteten Prozesse im Vergleich zum Szenario RFS. Die Studien "Klimaneutrale Industrie"⁷, "Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Barrieren und Instrumente"⁸ und "Treibhausgasneutrales Deutschland 2050"⁹ dienen als Grundlage für die Technologieanalyse. Zur Abschätzung der verbleibenden CO₂-Emissionen werden die Ergebnisse dieser Untersuchungen in das Szenario ATRES übertragen. Wenn Elektrizität anstelle von Brennstoffen zur Energiebereitstellung verwendet wird, wird davon ausgegangen, dass sie treibhausgasneutral erzeugt wird, d.h., aus erneuerbaren Energien stammt.

Ergebnisse

Die Gesamtemissionen von CO₂ in den analysierten Industriezweigen belaufen sich im Jahr 2017 auf etwa 143 Mt CO₂. Der größte Anteil von 56,5 Mt CO₂ entfällt auf die Eisen- und Stahlindustrie, gefolgt von der Chemieindustrie mit etwa 40 Mt CO₂. Der größte Anteil der prozessbedingten Emissionen im Jahr 2017 stammt aus der Eisen- und Stahlindustrie, gefolgt von der Mineralindustrie (Abbildung 1). Die größte Anzahl von Emittenten findet sich in der Glas- und Keramikindustrie sowie in der Chemieindustrie. Daher sind die verschiedenen Produktionsstandorte und somit die verschiedenen Emittenten in der Glas- und Keramikindustrie relativ klein. Die Papier- und Zellstoffindustrie emittiert nur energiebedingte CO₂-Emissionen.

⁷ Agora Energiewende und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie. Klimaneutrale Industrie; Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement; Agora Energiewende: Berlin, Germany, 2019.

⁸ Fleiter, T. (Ed.) Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente; ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale"; Fraunhofer-Verl.: Stuttgart, Germany, 2013.

⁹ Umweltbundesamt (UBA). Climate Change 07/2014 Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050; Umweltbundesamt (UBA): Dessau-Roßlau, Germany, 2014.

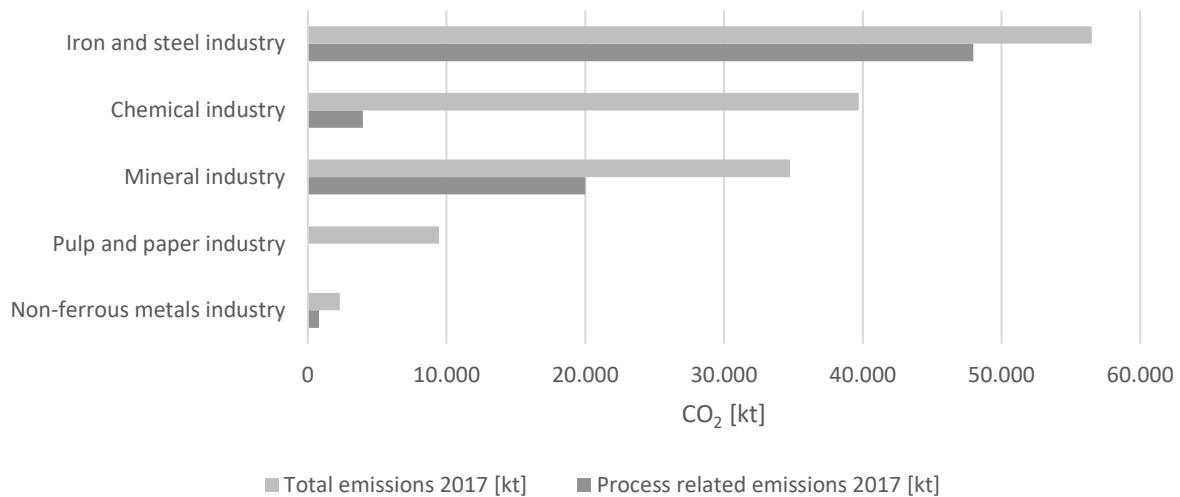


Abbildung 1 Absolute CO₂ Emissionen und der jeweilige Anteil des prozessbedingten CO₂ innerhalb der analysierten Industriesektoren.

Die Verteilung der Punktquellen im Jahr 2017 und das potenzielle Aufkommen auf NUTS3-Ebene sind in Abbildung 2 dargestellt. Eine Ballung von Punktquellen ist im Ruhrgebiet zu erkennen. Dies ist auf den vergleichsweise großen Anteil an Industrie (z. B. integrierte Stahlwerke und Chemieparks) in dieser Region zurückzuführen.

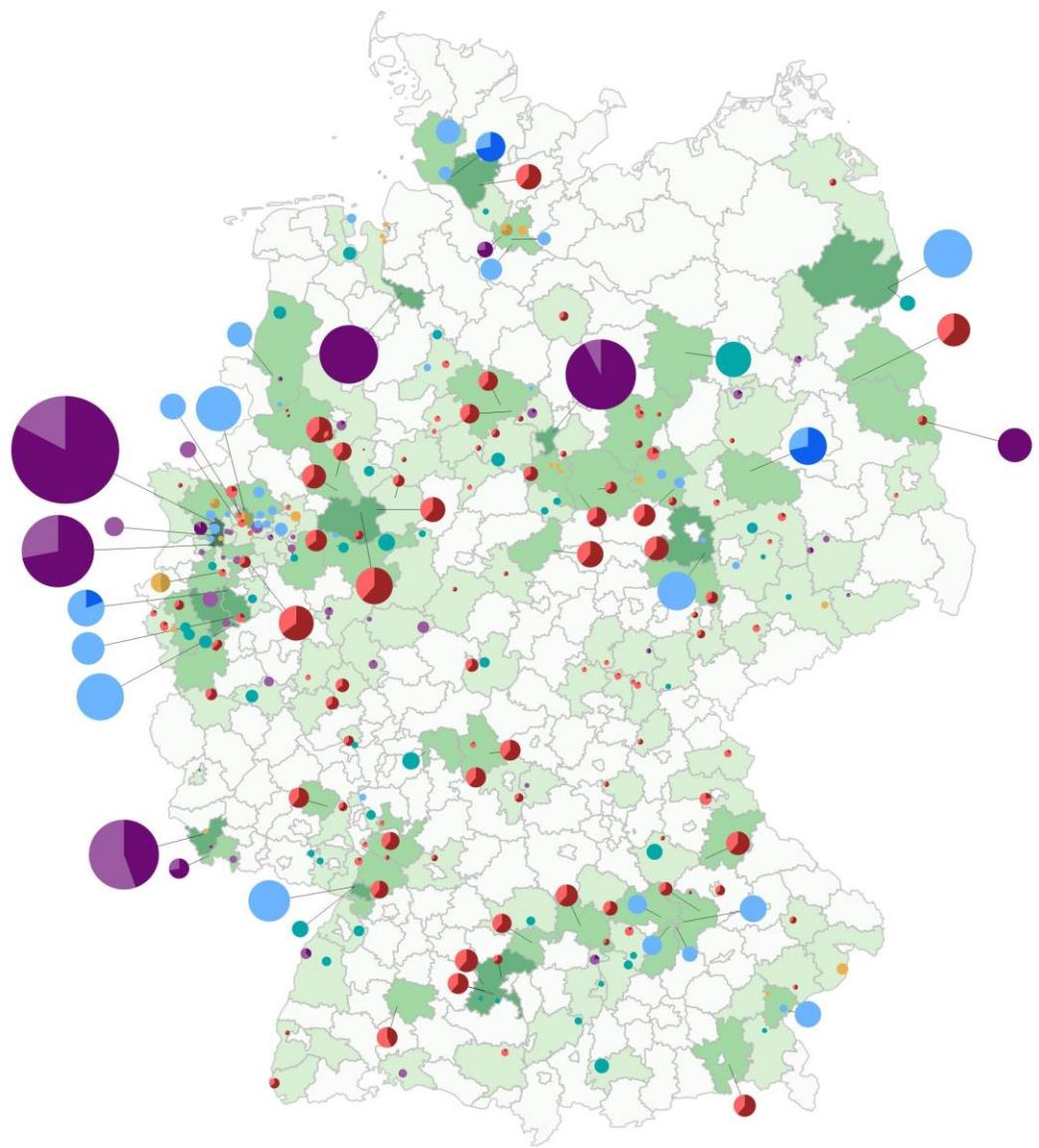


Abbildung 2 Verteilung der CO₂-Emissionen verschiedener Industrien in Deutschland im Jahr 2017.

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen in den jeweiligen Szenarien in 2050 ist in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt.

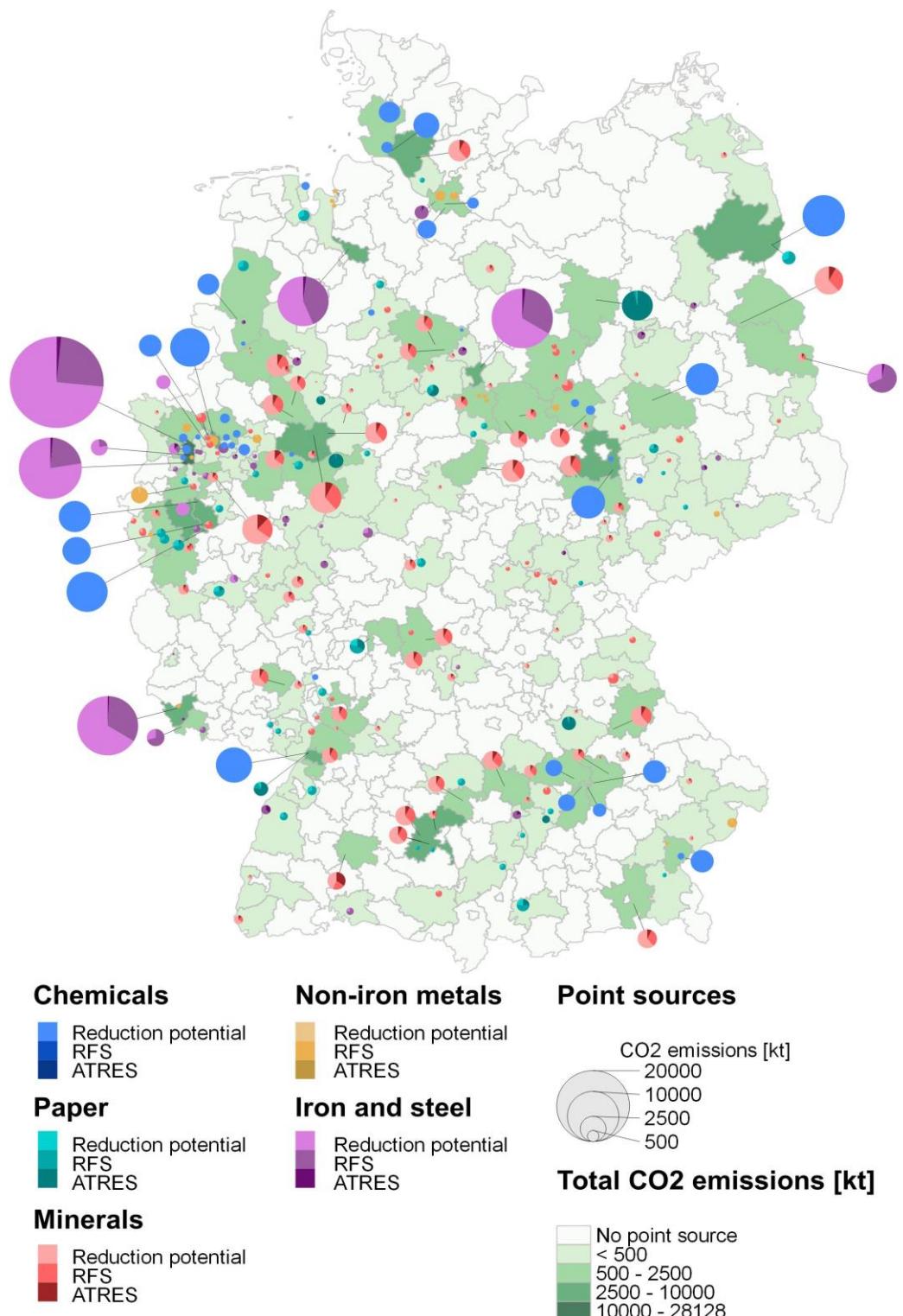


Abbildung 3 Verteilung des CO₂-Potenzials aus verschiedenen Industrien in Deutschland im Jahr 2050 (Szenario RFS & ATRES).

Die Gesamtemissionen im Jahr 2050 können unter den in dieser Studie getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen um ca. 77 Mio. t bis 117 Mio. t CO₂ gesenkt werden. Das Szenario RFS weist aufgrund der angenommenen umfangreichen Nutzung von "erneuerbarem" Methan zur

Wärmeversorgung einen hohen Anteil an biogenem CO₂ im Jahr 2050 auf (Abbildung 4). Der Rückgang der CO₂-Emissionen ist im Szenario ATRES besonders deutlich. In der Mineralstoff- sowie der Zellstoff- und Papierindustrie werden die Emissionen im Vergleich zu 2017 um etwa die Hälfte reduziert, in der Eisen- und Stahl- sowie der Nichteisenindustrie fast vollständig. Abbildung 15 zeigt die verbleibenden CO₂-Quellen im Jahr 2050, wenn das Szenario ATRES angewendet wird. Die Karte zeigt einen deutlichen Rückgang der Emissionen, wenn die entsprechenden alternativen Technologien mit hohem CO₂-Einsparpotenzial im Jahr 2050 vollständig umgesetzt werden. Die deutlichste Verringerung der potenziellen Punktquellen ist in der chemischen Industrie zu verzeichnen. Die Anzahl der Anlagen, die im Jahr 2050 noch CO₂ emittieren werden, wenn die entsprechenden Technologien in großem Maßstab angewendet werden, ist im Vergleich zur Ausgangssituation im Jahr 2017 gering (Abbildung 3).

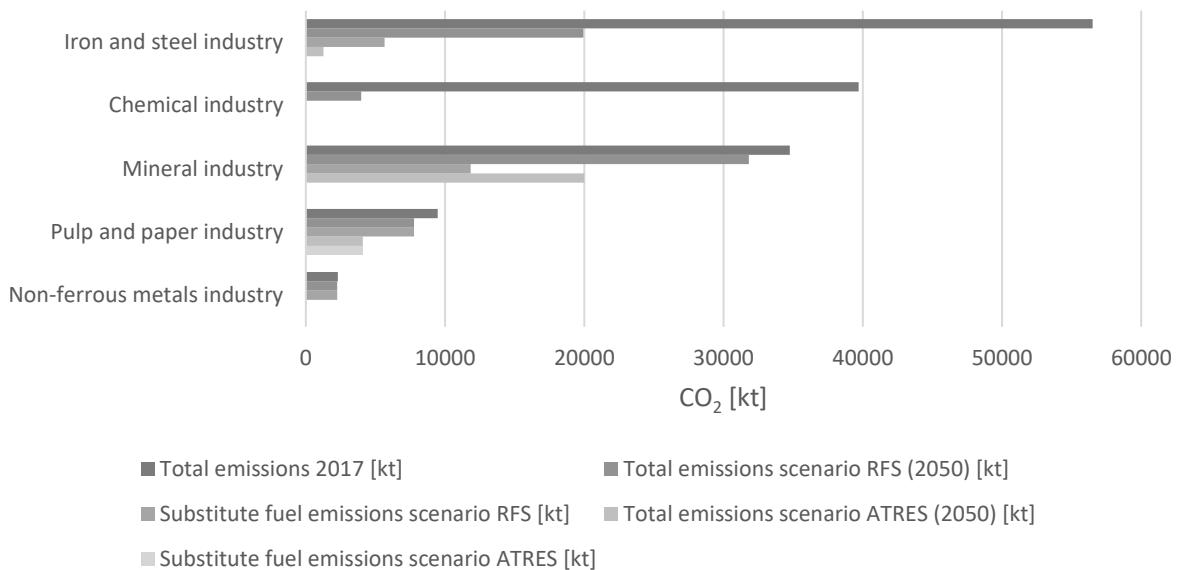


Abbildung 4 Entwicklung der gesamten CO₂-Emissionen und des biogenen CO₂ im Jahr 2050.

Das Potenzial, diese prozessbedingten Emissionen in der (nahen) Zukunft zu reduzieren oder ganz zu vermeiden, ist je nach Sektor sehr unterschiedlich. Die Emissionen aus der mineralverarbeitenden Industrie lassen sich derzeit nur schwer reduzieren, da es keine geeigneten Alternativen gibt. In anderen Industriezweigen, wie der Eisen- und Stahlerzeugung, sind Technologien bereits verfügbar, werden aber noch nicht in großem Umfang eingesetzt. In der Aluminiumherstellung gibt es alternative Produktionstechnologien, die jedoch noch nicht über den Status der Forschung und Entwicklung hinausgehen. An einigen dieser Technologien wird schon sehr lange geforscht, ohne dass sie einer Markteinführung nähergekommen wären.

Generell könnten die prozessbedingten Emissionen in allen betrachteten Sektoren langfristig reduziert werden, abgesehen von der mineralverarbeitenden Industrie, insbesondere bei den verschiedenen Anwendungen von Kalkstein, Glas und Keramiken.

Basierend auf den Ergebnissen der TRL und dem Marktdurchdringungsgrad der jeweiligen Alternativtechnologien kann davon ausgegangen werden, dass prozessbedingtes CO₂ aus dem mineralischen Sektor langfristig als Einsatzstoff zur Verfügung steht. Wird Biomasse bei der Roheisen- und Stahlerzeugung (Reduktionsmittel, Elektrodenmaterial) sowie bei der Anodenherstellung in der Aluminiumindustrie eingesetzt, so sind diese CO₂-Emissionen auch langfristig verfügbar. Wird nur Wasserstoff als Reduktionsmittel eingesetzt, steht CO₂ aus Hochöfen und der Eisenschwammproduktion in Zukunft nicht mehr zur Verfügung.

Die Analyse und Entwicklung der industriellen CO₂-Emissionen wurde auch in anderen Studien behandelt. Die Studie CO₂-Quellen für die PtX-Produktion in Deutschland gibt auch einen Ausblick auf die zu erwartenden CO₂-Emissionen im Jahr 2050 unter der Annahme einer Reduktion um 95 % im Vergleich zu 1990. Die Ergebnisse zeigen verbleibende CO₂-Emissionen von 10 Mt für die Zementherstellung und 4,5 Mt CO₂, die vom Kalkstein- und Branntkalksektor emittiert werden. Die gesamten prozessbedingten Emissionen werden von 52 Mt im Jahr 2020 auf 5 Mt im Jahr 2050 sinken, wenn man von einer umfassenden Anwendung der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) ausgeht. Die Metallerzeugung und -verarbeitung gilt nicht als vorrangige CO₂-Quelle im Jahr 2050. Die chemische Industrie weist für 2050 CO₂-Emissionen in Höhe von 20 Mt durch die Nutzung von Biomasse zur Wärmebereitstellung auf. Im Vergleich dazu zeigen die Ergebnisse dieser Arbeit verbleibende Emissionen in der Zementherstellung von 13,4 Mt bis 20,2 Mt CO₂, je nach dem angewandten Szenario. Die Emissionen der Kalksteinindustrie liegen zwischen 8 Mt und ca. 6 Mt CO₂ im Jahr 2050. Eine mögliche Erklärung für die große Abweichung ist die Verwendung von CCS in der Studie.

Die wirtschaftlichen Aspekte der CO₂-Abscheidung und -Nutzung waren hier nicht Gegenstand der Betrachtung. Dennoch haben sie einen großen Einfluss auf die zukünftige Situation, insbesondere vor dem Hintergrund der progressiven Ergebnisse des Szenarios ATRES. Es ist höchst unsicher, ob und in welchem Umfang die diskutierten alternativen Technologien bis 2050 zum Einsatz kommen werden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund des massiven Investitionsbedarfs in den einzelnen Sektoren kritisch. Die Studie Klimaneutrale Industrie zeigt jedoch, dass der Investitionsbedarf in der Eisen- und Stahlindustrie (53% der Hochofenkapazität), der chemischen Industrie (59% der Steamcracker-Kapazität) und der Zementindustrie (30% der Zementofenkapazität) in den Jahren bis 2030 aufgrund von Anlagenerneuerungen hoch ist und daher eine gewisse Chance für den Einsatz dieser Technologien bietet. Daher wäre eine genauere Untersuchung der wirtschaftlichen Aspekte in Zukunft hilfreich.

Die Zusammenstellung der Standorte der verschiedenen CO₂-Quellen bildet die Grundlage für die Ermittlung des Potenzials des Rohstoffs CO₂. So können die Ergebnisse für die Standortwahl von Power-to-X-Anlagen, die CO₂ als Rohstoff benötigen, als Grundlage für die Ermittlung des Potenzials für den Rohstoff CO₂ genutzt werden.

Weitere Analysen und Ergebnisse zum CO₂-/Kohlenstoffpotenzial

Auf Grundlage der gewonnenen Erkenntnisse aus der Analyse zum CO₂ Potenzial der deutschen Industrie wurde eine kurSORISCHE Bewertung des weltweiten Kohlenstoffpotenzials entsprechend der eingangs beschriebenen unterschiedlichen Klassifizierung von Kohlenstoff in fossil, biogen und gemischter Herkunft durchgeführt. Da diese Bewertung zu einem späteren Zeitpunkt als die Bearbeitung der oben aufgeführten Veröffentlichung durchgeführt wurde, ist das Bezugsjahr 2019 anstatt 2017. In Tabelle 3 sind die weltweiten fossilen CO₂ Emissionen dargestellt. Die angegebenen Mengen sind als Jahremengen angegeben, obwohl zu berücksichtigen ist, dass die CO₂-Emissionen je nach Produktionsleistung oder wirtschaftlicher Lage schwanken können. Soweit möglich, werden die gesamten CO₂-Emissionen des Sektors sowie die Prozessemissionen angegeben.

Tabelle 3 Fossile CO₂-Emissionen aus verschiedenen Industrien (weltweit für das Jahr 2019).

Industry	Sector	Total CO₂ emissions [Mt CO₂/a]	Process-related CO₂ emissions¹ [Mt CO₂/a]
Mineral	Cement	2,300	1,380
	Lime / quicklime	291	189
	Glass	95	14
	Ceramics	19 ²	10
Iron and steel	Iron and steel	2,600	300
Non-ferrous metals	Primary aluminum	230	111 ³
	Zinc	-	23
	Lead	-	6
	Magnesium	-	3
Chemical	Soda	12	-
	Carbon black	25	-
	Ammonia	450	324
	Ethylene oxide	20	-
Total		6,042	2,360

Für die Bestimmung der globalen biogenen CO₂ Emissionen wurde mit dem Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) zusammengearbeitet wobei die Ergebnisse unter anderem in DBFZ Report Nr 44, Monitoring im Verkehr¹⁰ eingeflossen sind. Die entsprechenden Potenziale aus der Bioethanol und Biomethan Produktion sind in Abbildung 5 dargestellt.

¹⁰ Schröder, J.; Naumann, K. (Hrsg.) (2023): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. 1. korrigierte Aufl. (DBFZ-Report 44). Leipzig: DBFZ. 338 S. ISBN: 978-3-946629-82-5. DOI: 10.48480/19nz-0322. https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_44_DE.pdf

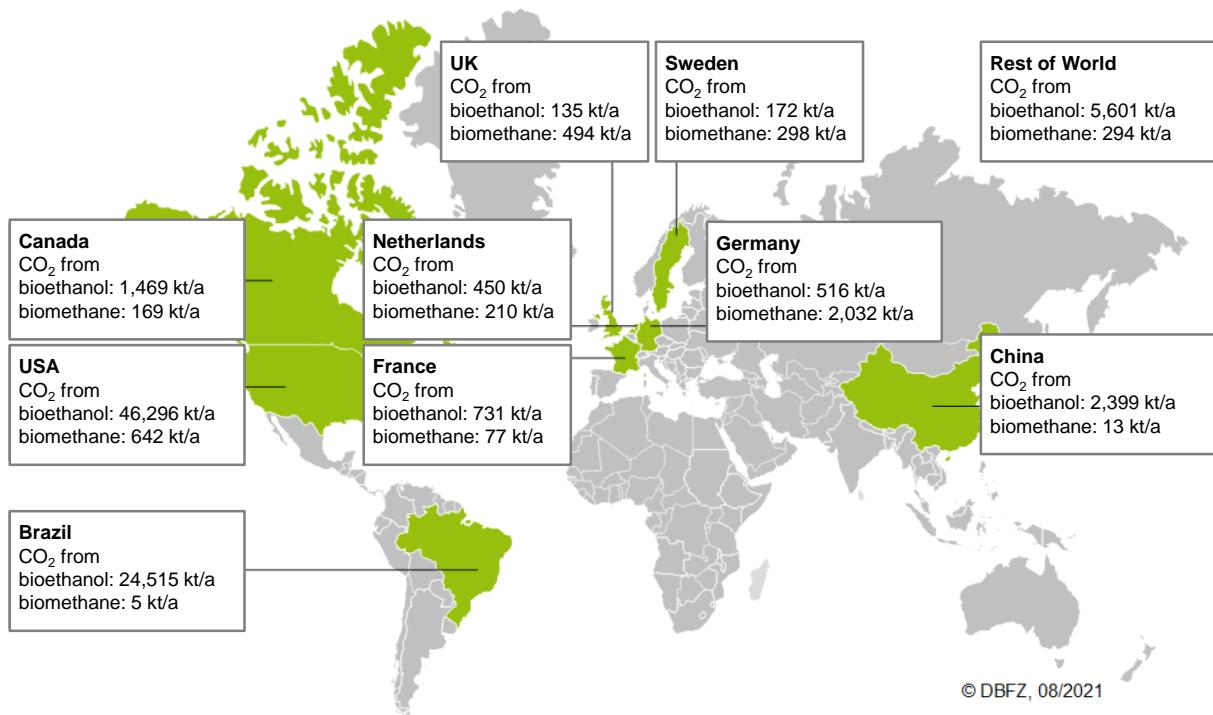


Abbildung 5 Weltweite biogene CO₂ Emissionen.

Neben diesen biogenen CO₂-Quellen und -Mengen, bei denen CO₂ in seiner molekularen Form aus Prozessen, bei denen Biomasse genutzt wird, erzeugt wird oder zur Verfügung steht, kann biogener Kohlenstoff auch direkt aus der verfügbaren Biomasse selbst gewonnen werden. Der Gesamtgehalt an biogenem Kohlenstoff in der gesamten Biomasse der Biosphäre beträgt etwa 550 Gt. Der größte Teil des Kohlenstoffs ist in Pflanzen enthalten (ca. 450 Gt Kohlenstoff), die hauptsächlich terrestrisch vorkommen. Der Kohlenstoffgehalt in vom Menschen angebauten Pflanzen beträgt etwa 10 Gt.¹¹ Diese Werte sind als theoretische maximale Kohlenstoffpotenziale zu betrachten. Eine genaue Bestimmung des global mobilisierbaren / rückgewinnbaren Kohlenstoffpotenzials biogenen Ursprungs ist schwierig, da sie von vielen Faktoren, Annahmen und / oder der Definition bzw. dem Ein- oder Ausschluss von biogenen Hauptprodukten (z.B. Energiepflanzen, Palmöl), Nebenprodukten (z.B. Restholz, Stroh) sowie Abfall- und Reststoffen (z.B. Altspeiseöl, organische Fraktion von Siedlungsabfällen, Gülle) abhängt.

Weiterhin wurde das Kohlenstoffpotenzial aus gemischten Quellen untersucht. Dies sind vor allem CO₂ Emissionen aus der thermischen Abfallverwertung und der Atmosphäre. Die Menge an Siedlungsabfällen, die in den OECD-Mitgliedsstaaten verbrannt wird, betrug rund 146 Mt (2018).¹² Geht man von einer Spanne von 0,7 bis 1,7 t CO₂/t Siedlungsabfall aus, lag die entsprechende Gesamtmenge an CO₂-Emissionen aus der Abfallverbrennung zwischen 102 und 248 Mt CO₂/a. In der EU beliefen sich die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Siedlungsabfällen auf über 40 Mt CO₂/a fossiles CO₂ (2017).¹³ Die gesamten CO₂-Emissionen der weltweiten Müllverbrennung konnten nicht ermittelt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Emissionen aus den OECD-Staaten einen

¹¹ Y. M. Bar-On, R. Phillips, and R. Milo, "The biomass distribution on Earth," *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, vol. 115, no. 25, pp. 6506–6511, 2018, doi: 10.1073/pnas.1711842115.

¹² Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD): *Environment Database - Municipal waste, Generation and Treatment*. [Online]. Available: <https://stats.oecd.org/index.aspx?DataSetCode=MUNW>

¹³ J. Vähk, "The impact of Waste-to-Energy incineration on climate: Policy Briefing," Sep. 2019. [Online]. Available: https://zerowasteeurope.eu/wp-content/uploads/edd/2019/09/ZWE_Policy-briefing_The-impact-of-Waste-to-Energy-incineration-on-Climate.pdf

großen Teil des globalen CO₂ aus der Müllverbrennung ausmachen, da die Müllverbrennung in hoch industrialisierten Ländern in der Regel weiterverbreitet ist als in weniger industrialisierten Ländern. Die Menge an Kohlenstoff, die durch Direct-Air-Capture (DAC)-Anlagen in Form von CO₂ zur Verfügung gestellt werden kann, ist derzeit und höchstwahrscheinlich auch in Zukunft praktisch unbegrenzt, wenn man davon ausgeht, dass eine Reduktion der derzeitigen CO₂-Konzentration von über 420 ppm auf etwa 280 ppm, wie sie in vorindustrieller Zeit (vor dem Jahr 1850 ca.) herrschte, technisch möglich ist.¹⁴ Dies entspricht etwa einer kumulierten Menge von 1.500 Gt CO₂.¹⁵ Da absehbar ist, dass in den kommenden Jahren weiterhin mehr CO₂-Emissionen ausgestoßen werden, weil die meisten Länder das Ziel der Netto-Null-Emissionen bis 2050 oder sogar erst darüber hinaus definiert haben, kann davon ausgegangen werden, dass die Menge an Kohlenstoff in der Atmosphäre in Zukunft noch zunehmen wird (und somit noch mehr CO₂ aus der Atmosphäre entfernt werden kann, vorausgesetzt, dass Systeme zur direkten Abscheidung von Luft in großem Maßstab verfügbar und ökologisch und wirtschaftlich machbar sind).

Strommarktanalyse und Sektorenkopplung

Die Möglichkeit der Sektorkopplung wurde unter dem Hinblick der Netzbelaistung und Ausgleichsmaßnahmen im deutschen Stromnetz untersucht. Dafür wurden die Netzelemente, an denen Redispatch-Maßnahmen im Jahr 2018 durchgeführt wurden, betrachtet. Die durch Einspeisemanagement bedingte Ausfallarbeit wurde für den jeweiligen Energieträger gelistet. Das Bundesland mit der größten Ausfallarbeit war 2018 Schleswig-Holstein mit 2.860 GWh, gefolgt von Niedersachsen mit 1.518 GWh. Der mit Abstand größte Anteil der Ausfallarbeit liegt bei Onshore Windenergie mit insgesamt bundesweit 3.890 GWh. Vor dem Hintergrund dieser Ausfallarbeit wurde zudem eine Strommarkt-gebundene Wettbewerbsanalyse verschiedener Power-to-X Optionen (Power-to-Gas, Power-to-Liquid, Power-to-Heat) durchgeführt. Basis hierfür war ein Strombezug über die EEX-Börse. Da Power-to-Liquid Verfahren im Vergleich zu anderen Optionen stärker auf eine konstante Betriebsführung mit hohen Betriebsstunden angewiesen sind, haben sie auch beim Wettbewerb um günstige Stromspitzen (bzgl. „Überschussstrom“) das Nachsehen. Somit muss einer weitverbreiteten These bezüglich der Verwertbarkeit von sog. Überschussstrom für die PtL Erzeugung zumindest bei einer Marktbasierter Betrachtung widersprochen werden. Standortbasierte netzseitige Stromüberschüsse wurden nicht analysiert. Für detailliertere und weitreichendere Ergebnisse wird auf einen von Seiten der TUHH veröffentlichtem Artikel verwiesen.¹⁶

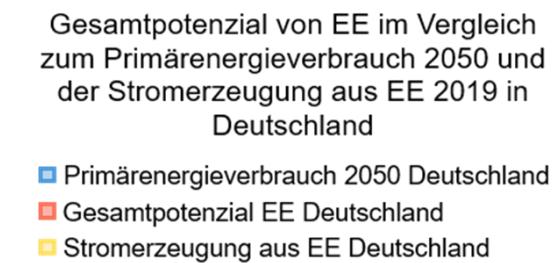
Potenzialanalyse erneuerbarer elektrischer Energie

Neben der von BHL durchgeführten detaillierten Analyse und Bewertung des Strombedarfs zur Deckung des deutschen Kerosinbedarfs wurde von Seiten der TUHH eine kurSORISCHE BETRACHTUNG DER TECHNISCHEN POTENZIALE VON ERNEUERBAREN ENERGIEN (EE) IM VERGLEICH ZUM MÖGLICHEN PROGNOSTIZIERTEN PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN 2050 DURCHGEFÜHRT. DIE IN ABBILDUNG 6 DARGESTELLTEN ERGEBNISSE ZEIGEN, DASS THEORETISCH GENÜGEND EE POTENZIALE ZUR VERFÜGUNG STEHEN, UM DEN BESTEHENDEN STROMBEDARF ZU DECKEN. ALLERDINGS LIEGT DER THEORETISCHE PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH AN DER OBEREN GRENZE DES GE SAMTPOTENZIALS AUS EE IN DEUTSCHLAND. DA DIE OBERE GRENZE DES TECHNISCHEN EE POTENZIALS ALLERDINGS NUR MIT SEHR GRÖßTEM AUFWAND ERSCHLIEßBAR IST, KANN DAVON AUSGEGANGEN WERDEN, DASS DIESES POTENZIAL IN DER REALITÄT NICHT IN DIESEM AUSMAß GEHOBEN WERDEN KANN.

¹⁴ National Oceanic and Atmospheric Administration, *Carbon dioxide now more than 50% higher than pre-industrial levels*. [Online]. Available: <https://www.noaa.gov/news-release/carbon-dioxide-now-more-than-50-higher-than-pre-industrial-levels>

¹⁵ P. Friedlingstein *et al.*, “Global Carbon Budget 2022,” *Earth Syst. Sci. Data*, vol. 14, no. 11, pp. 4811–4900, 2022, doi: 10.5194/essd-14-4811-2022.

¹⁶ Drünert, S., Neuling, U., Timmerberg, S. *et al.* Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. *Z Energiewirtsch* **43**, 173–191 (2019). <https://doi.org/10.1007/s12398-019-00256-7>



Gesamtpotenzial von EE im Vergleich zum Primärenergieverbrauch 2050 und der Stromerzeugung aus EE 2020 weltweit

- Globaler Primärenergieverbrauch 2050
- Gesamtpotenzial EE global
- Stromerzeugung aus EE weltweit

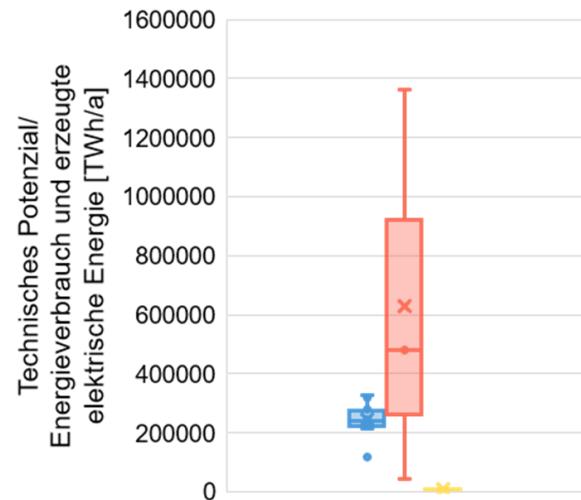


Abbildung 6 Gesamtpotenzial von erneuerbaren Energien im Vergleich zum möglichen Primärenergieverbrauch 2050 global und für Deutschland.

Weltweit steht potenziell ein Vielfaches an technischem Potenzial gegenüber dem prognostizierten Primärenergieverbrauch 2050 zur Verfügung. Damit kann der allgemeine Konsens der Wichtigkeit von Energieimporten für die Deckung des zukünftigen deutschen Primärenergieverbrauchs bekräftigt werden.

AP 7.2 Systemmodellierung und technoökonomische Analyse der PtL-Prozesskette, auch im fluktuierenden Betrieb (Leitung BHL)

Die Bearbeitung der Systemmodellierung und technoökonomischen Analyse wurde federführend von BHL durchgeführt. An dieser Stelle sei auf den entsprechenden Bericht von BHL verwiesen.

In Bezug auf das Ziel der Etablierung eines Prozessmodells des gesamten integrierten PowerFuel Produktionspfads mit allen Prozessschritten und den zugehörigen Stoff- und Energieströmen hat TUHH im Rahmen dieses Arbeitspakets in Zusammenarbeit mit vor allem BHL, Ineratec und KIT ein Aspen Modell der PtL Produktion realisiert. Das Aspen Model umfasst die Wasserstoffbereitstellung, eine generische CO₂ Punktquelle, die FT Synthese inklusive rWGS sowie die anschließende Produkttrennung und Hydrierung des Syncrudes. Die Prozessführung wurde durch die enge Zusammenarbeit mit Ineratec auf die Erkenntnisse aus dem Energy Lab angepasst und in entspricht, in zum Teil vereinfachter Form, weitestgehend der Konfiguration einer ersten industriellen Anlage. Die erste Konfiguration des Models wurde auf einen Produktoutput von 10 MW hydriertes Syncrude skaliert. Das entspricht in etwa 841 kg/h Syncrude. Weiterhin wurde geplant eine Isomerisierung und Hydrocracking in das Prozessmodell zu implementieren. Im Verlauf der Arbeiten wurde die Isomerisierung als separate Einheit verworfen und stattdessen eine erste Auslegung des Hydrocrackers realisiert, da dies zu einem ähnlichen Ergebnis in der Produktaufbereitung geführt hat. Darüber hinaus wurde der Aufbereitung eine differenzierte Produktaufbereitung mit Heiß- und Kaltabscheider

integriert. Eine schematische Übersicht der Anlagenkonfiguration ist in Abbildung 7 gegeben. Im Verlauf der weiteren Bearbeitung wurde ein zweites Modell erstellt, welches auf der Grundlage des bestehenden Modells an die von Ineratec zukünftig geplante Anlagenkonfiguration angepasst. Das bedeutet konkret, dass die Leistung von 10 MW auf den elektrischen Input am Elektrolyseur angepasst wurde. Vorher war die Leistung auf den Output an z.T. aufbereitetem Syncrude bezogen, entsprechend dem durchschnittlichen Heizwert von 42,8 MJ/kg. Dadurch hat sich der Output des aufbereiteten Syncrudes von 841 kg/h auf knapp 436 kg/h verringert. Die neue Produktverteilung weist ebenfalls ein Spektrum von C6-C16 n-Paraffinen auf. Der größte Massenstrom innerhalb dieser Verteilung ist mit knapp 72 kg/h n-Nonan (C9). Die größten Input Stoffströme sind 1,35 t/h CO₂ sowie ca. 1,73 t/h Prozesswasser für die Elektrolyse. Durch den erhöhten Wasserstoffbedarf der Gesamtanlage, der durch den Bedarf bei der Aufbereitung (Hydrierung) resultiert, wurde die Elektrolyseleistung der Gesamtanlage auf 11,3 MW angepasst. Der Wirkungsgrad des Elektrolyseurs wurde mit knapp 74 % angenommen. Die Gesamtanlage weist einen elektrischen Brutto-Energiebedarf von knapp 12,4 MW auf. Der Brutto-Wärmebedarf liegt bei ca. 6,8 MW. Für die detaillierte Bewertung des Wärmebedarfs wurde von der angepassten Anlagenmodellierung eine Pinch-Analyse durchgeführt, auf dessen Grundlage in Bezug auf den benötigten elektrischen und thermischen Energiebedarf die Ökobilanz basiert, um die daraus resultierenden Auswirkungen auf Umweltfaktoren zu bestimmen. Die Ergebnisse der Pinch-Analyse werden in AP 7.3 dargestellt.

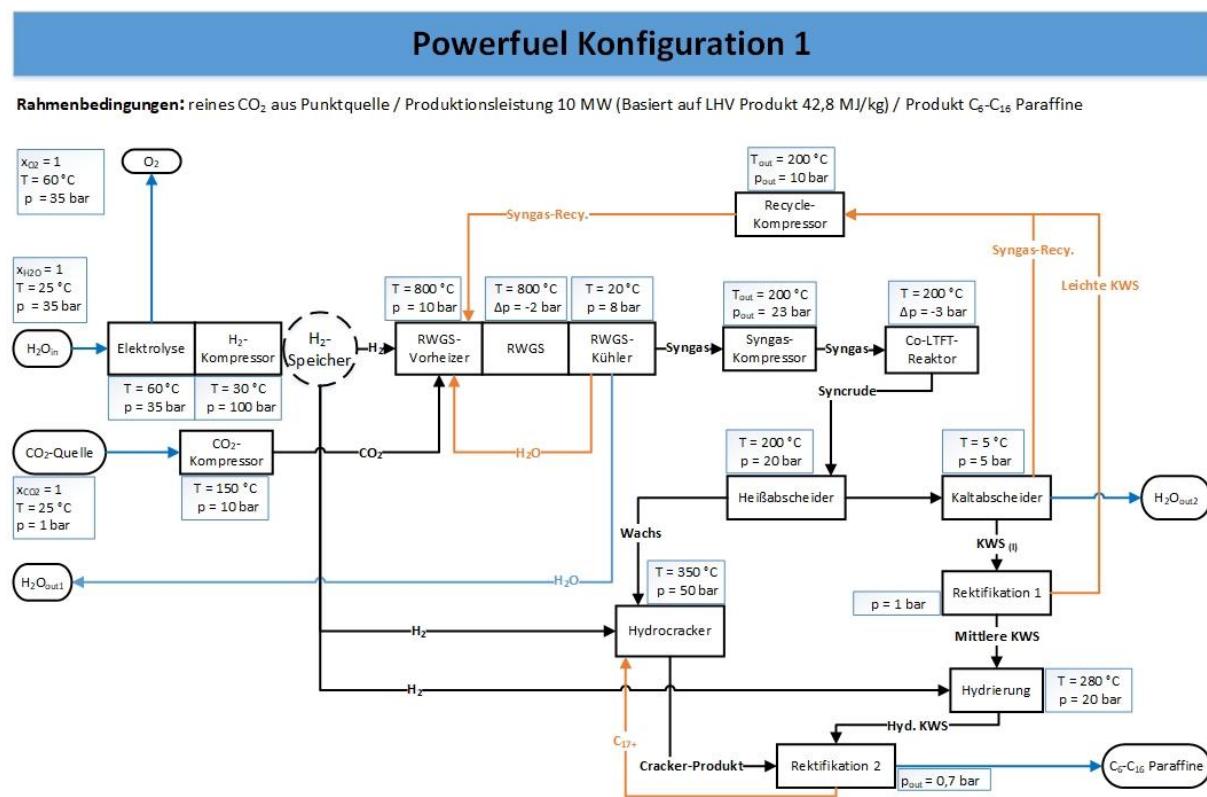


Abbildung 7 Grundlegende Konfiguration der Aspen Modellierung der PtL Produktion.

In Abbildung 8 sind die Produktverteilungen des FT-Crudes aus der Simulation (links) den Ergebnissen der Proben aus dem KIT (rechts) gegenübergestellt. Im Vergleich der Ergebnisse ist erkennbar, dass die Simulation in einer verhältnismäßig guten Näherung die Produktverteilung des reales FT-Crudes modellieren kann.

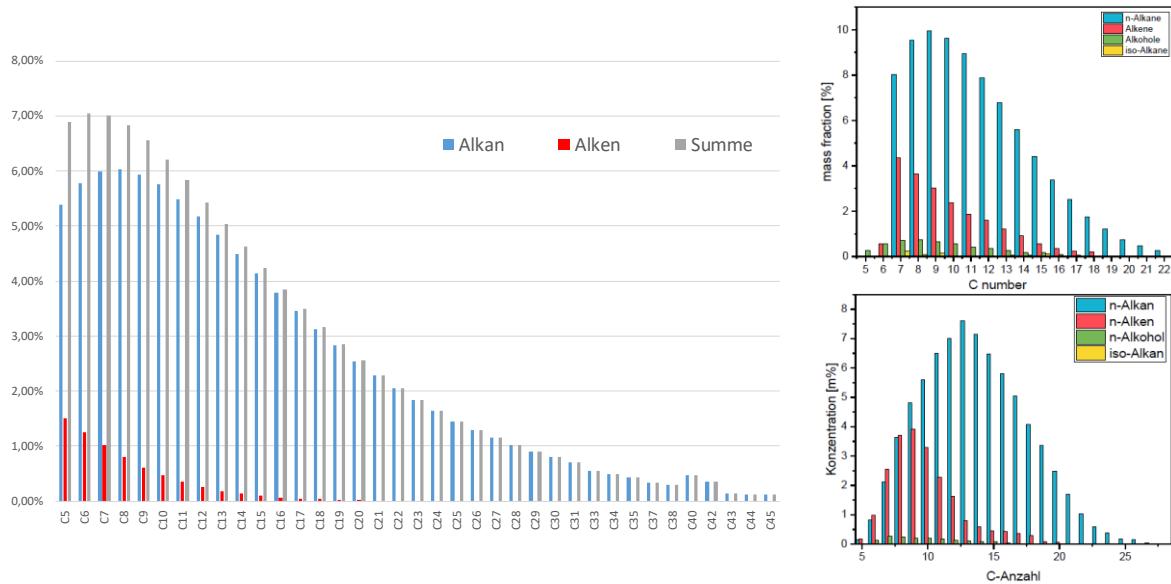


Abbildung 8 Vergleich Simulationsergebnisse der Produktverteilung des FT-Crudes (links) mit den Ergebnissen der FT-Crude Proben vom KIT (rechts).

AP 7.3 Ökologische Bilanzierung der PtL-Prozesskette (Leitung TUHH)

Die Datenbasis für die ökologische Bilanzierung bilden die im Rahmen des Projekts bereitgestellten Daten sowie ergänzende Literatur. Weiterhin wird das Modell, soweit möglich, durch projektspezifische Daten, wie bspw. Material- und Flächenverbrauch der einzelnen Komponenten einer PtL-Anlage, erweitert, um eine umfängliche Ökobilanz durchführen zu können. Außerdem wird in AP7.3 entsprechend der Ergebnisse aus der Implementierung des Prozessmodels und vor allem der Pinch - Analyse aus AP 7.2 aufgebaut

Die Daten der Partner müssen für die Nutzung zum Teil entsprechend skaliert werden, damit die entsprechenden Anlagengrößen abgebildet werden können (10 MW und 100 MW elektrische Inputleistung). Weiterhin müssen im Gesamtkontext sinnvolle Annahmen getroffen werden, um einige der Daten zu komplementieren, damit die Ergebnisse der Ökobilanz auf die spezifische Anlage zugeschnitten sind und somit als valide eingestuft werden können.

Die Methodik für diese Skalierung wird auf Grundlage der Kapazitätenmethode erfolgen, welche eigentlich für die Kostenberechnung bzw. -abschätzung angewendet wird. Es wird davon ausgegangen, dass ein Großteil der Anlagenkosten auf das Material zurückzuführen ist, weshalb dieses Vorgehen als verhältnismäßig gute Näherung angesehen wird. Der exponentielle Skalierungsfaktor für die gesamte Anlage, und somit auch pauschal für die verschiedenen Materialien, wird mit 0,7 angenommen, da dieser typisch für petrochemische Prozesse ist. Diese Pauschalisierung erfolgt, da keine Skalierungsfaktoren für spezifische Anlagenkomponenten, sondern nur für verschiedene Prozesse im Rahmen dieser Methodik in der Literatur gegeben sind. Durch die beschriebene Methodik und Problemlösung können in der Ökobilanz neben der Treibhausgasintensität des produzierten Syncrudes auch weitere Einflüsse quantifiziert werden, wie z. B. Ozonbildung, Landnutzungsänderung oder Toxizität für den Menschen.

In Arbeitspaket 7.3 wurden mithilfe der Software OpenLCA die Ergebnisse zu den Ökobilanzen der PowerFuel-Anlage erstellt. Die Einzelmodelle bestehen aus der Synthese-Anlage von Ineratec, der DAC Anlage von Climeworks sowie einer Elektrolyse. Für die Modellierung der Synthese werde Daten des Partners Ineratec genutzt und zum Teil mit generischen Daten aus der Literatur ergänzt. Für die Modellierung der DAC wird ausschließlich auf Daten von Climeworks zurückgegriffen und die

Elektrolyse wird ausschließlich mit Daten aus der Literatur modelliert. Die Strombereitstellung wird entweder über Solarstrom oder Windstrom Onshore gewährleistet. Die Basis des elektrischen Inputs und den Bedarf an weiteren Hilfsstoffen (z.B. Wasser) wird aus der Aspen-Simulation bzw. der Pinch Analyse abgeleitet. Die entsprechenden Parameter sind in Tabelle 4 gegeben.

Tabelle 4 Massen- und Energiebilanzen der Aspen Modellierung (10 MW) als Grundlage für die Erstellung der Ökobilanz.

Massen & Energieströme	Total	Pro kg Produkt	Anmerkungen
Wärmebedarf nach Pinch	1809 kW	2.2 kW	Über el. Heizen
Kühlbedarf nach Pinch	15640 kW	18.6 kW	Über Luft/Wasser-Kühlung
Strombedarf	28130 kW	33.4 kW	Verschiedene Strombereitstellungen untersucht
• Elektrolyse	21998 kW		
• Pumpen	11 kW		
• Kompressoren	4131 kW		
• Wärme	1990 kW		
Wasserbedarf	8139 kg/h	9.68 kg	Ionisiertes Wasser

Für die Bewertung der Einflüsse durch die verschiedenen Ein- und Ausgangsparameter der jeweiligen Prozesse wird für die Wirkungsanalyse die ReCiPe 2016, Midpoint – Methodik gewählt, welche unter anderem auch von der Begleitforschung empfohlen wird. Diese beinhaltet 18 Wirkungskategorien, durch die die entsprechenden, negativen Auswirkungen durch den Bau und Betrieb der jeweiligen Anlagen/Prozesse quantifiziert werden können. Diese reichen beispielsweise von der Ökotoxizität über Klimawandel bis zu Eutrophierung.

Die Ergebnisse der Synthese (10 MW, Wind Onshore) weisen dabei den größten Einfluss auf die terrestrische Ökotoxizität (9164 kg1,4 DCBeq / tSyncrude), Klimawandel (634 kgCO₂eq / tSyncrude), Emissionen krebsfördernder Stoffe (478 kg1,4 DCBeq / tSyncrude) sowie fossiler Energieverbrauch (168 kgÖleq / tSyncrude) auf (Tabelle 6). Die einflussreichsten Teilprozesse auf diese Kategorien sind die Bereitstellung von elektrischer Energie, legierten Stählen sowie Beton. Die Ergebnisse der Direct Air Capture Anlage von Climeworks beschreiben den größten Einfluss in den Kategorien terrestrische Ökotoxizität (2478 kg1,4 DCBeq / tCO₂), Klimawandel (250 kgCO₂eq / tCO₂), Materialverbrauch (202 kgCUEq / tCO₂) und Humantoxizität (102 kg1,4-DCBeq / tCO₂).

Die Ergebnisse der LCA für den jeweiligen Strombezug sind für die Basisanlage von 10 MW in Tabelle 5 bzw. Tabelle 6 gegeben.

Tabelle 5 Ergebnisse der Wirkungsanalyse der PtL - Prozesskette mit elektrischem Energiebezug über Photovoltaik.

Wirkungskategorie	10 MW	Einheit (pro Tonne Syncrude)
ozone depletion: ozone depletion potential (ODPinfiniti)	0,001	kg CFC-11-Eq
eutrophication: marine eutrophication potential (MEP)	0,142	kg N-Eq
eutrophication:freshwater eutrophication potential (FEP)	0,195	kg P-Eq
particulate matter formation no LT - particulate matter formation potential (PMFP)	6,285	kg PM2.5-Eq
ecotoxicity: freshwater ecotoxicity potential (FETP)	6,392	kg 1,4-DCB-Eq
photochemical oxidant formation: human health - photochemical oxidant formation potential: humans (HOFP)	8,128	kg NOx-Eq

photochemical oxidant formation: terrestrial ecosystems - photochemical oxidant formation potential: ecosystems (EOFP)	8,583	kg NOx-Eq
acidification: terrestrial acidification potential (TAP)	13,117	kg SO2-Eq
ionising radiation - ionising radiation potential (IRP)	16,568	kBq Co-60-Eq
ecotoxicity: marine ecotoxicity potential (METP)	57,820	kg 1,4-DCB-Eq
water use - water consumption potential (WCP)	101,930	m3
human toxicity: carcinogenic - human toxicity potential (HTPc)	136,601	kg 1,4-DCB-Eq
material resources: metals/minerals - surplus ore potential (SOP)	142,728	kg Cu-Eq
energy resources: non-renewable, fossil - fossil fuel potential (FFP)	767,529	kg oil-Eq
land use - agricultural land occupation (LOP)	1056,739	m2*a crop-Eq
human toxicity: non-carcinogenic - human toxicity potential (HTPnc)	2546,012	kg 1,4-DCB-Eq
climate change - global warming potential (GWP100)	3053,766	kg CO2-Eq
ecotoxicity: terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	7449,550	kg 1,4-DCB-Eq

Tabelle 6 Ergebnisse der Wirkungsanalyse der PtL - Prozesskette mit elektrischem Energiebezug über Wind Onshore.

Wirkungskategorie	10 MW	Einheit (pro Tonne Syncrude)
ozone depletion: ozone depletion potential (ODPinfinite)	0,000	kg CFC-11-Eq
eutrophication: marine eutrophication potential (MEP)	0,028	kg N-Eq
eutrophication:freshwater eutrophication potential (FEP)	0,029	kg P-Eq
particulate matter formation no LT - particulate matter formation potential (PMFP)	1,325	kg PM2.5-Eq
ecotoxicity: freshwater ecotoxicity potential (FETP)	1,849	kg 1,4-DCB-Eq
photochemical oxidant formation: human health - photochemical oxidant formation potential: humans (HOFP)	1,962	kg NOx-Eq
photochemical oxidant formation: terrestrial ecosystems - photochemical oxidant formation potential: ecosystems (EOFP)	2,245	kg NOx-Eq
acidification: terrestrial acidification potential (TAP)	2,470	kg SO2-Eq
ionising radiation - ionising radiation potential (IRP)	2,490	kBq Co-60-Eq
ecotoxicity: marine ecotoxicity potential (METP)	5,973	kg 1,4-DCB-Eq
water use - water consumption potential (WCP)	7,754	m3
human toxicity: carcinogenic - human toxicity potential (HTPc)	43,251	kg 1,4-DCB-Eq
material resources: metals/minerals - surplus ore potential (SOP)	89,109	kg Cu-Eq
energy resources: non-renewable, fossil - fossil fuel potential (FFP)	118,227	kg oil-Eq
land use - agricultural land occupation (LOP)	167,925	m2*a crop-Eq
human toxicity: non-carcinogenic - human toxicity potential (HTPnc)	478,860	kg 1,4-DCB-Eq
climate change - global warming potential (GWP100)	634,075	kg CO2-Eq
ecotoxicity: terrestrial ecotoxicity potential (TETP)	9.164,889	kg 1,4-DCB-Eq

Im Vergleich zwischen den beiden Strombezügen wird ersichtlich, dass in den Kategorien mit dem größten Einfluss (terrestrische Ökotoxizität, Klimawandel, Emissionen krebserregender Stoffe, Landnutzung sowie fossiler Energieverbrauch) der Strombezug aus Wind Onshore absolut einen größeren negativen Einfluss auf die Umwelt hat im Vergleich zur Nutzung von Photovoltaik. Die Überschlägige Bestimmung der Auswirkungen durch die Nutzung einer 100 MW Anlage, welche durch die beschriebene Kapazitätenmethode erstellt wurde, zeigt spezifisch pro Tonne Syncrude ähnliche Ergebnisse, wie die der 10 MW Anlage. Da es sich bei der Analyse um eine Näherung handelt und die Ergebnisse in der gleichen Größenordnung sind, wurde auf die explizite Darstellung hier verzichtet.

AP 7.4 Entwurf eines Geschäftsmodells für die industrielle PtL-Produktion (Leitung INERATEC)

Der Entwurf eines Geschäftsmodells in AP7.4 wurde zusammen mit den Partnern Ineratec, AFPC, Climeworks und Siemens bearbeitet. Dabei wurden unter anderem mögliche Produktionsstandorte und Konzepte zur Vermarktung eruiert. Für eine detaillierte Beschreibung des Vorgehens und der Ergebnisse in diesem Arbeitspaket wird auf den Bericht von Ineratec, welche die Leitung dieses Arbeitspakets innehaben, verwiesen.

Die TUHH hat unter anderem Erkenntnisse aus Arbeitspaket 7.1 und 7.2 eingebracht. Diese belaufen sich vor allem auf Informationen zu den Möglichkeiten und Kosten des benötigten Kohlenstoffs. Dazu wurde eine Analyse der unterschiedlichen spezifischen Kosten der CO₂ Abscheidung aus unterschiedlichen Punktquellen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 9.

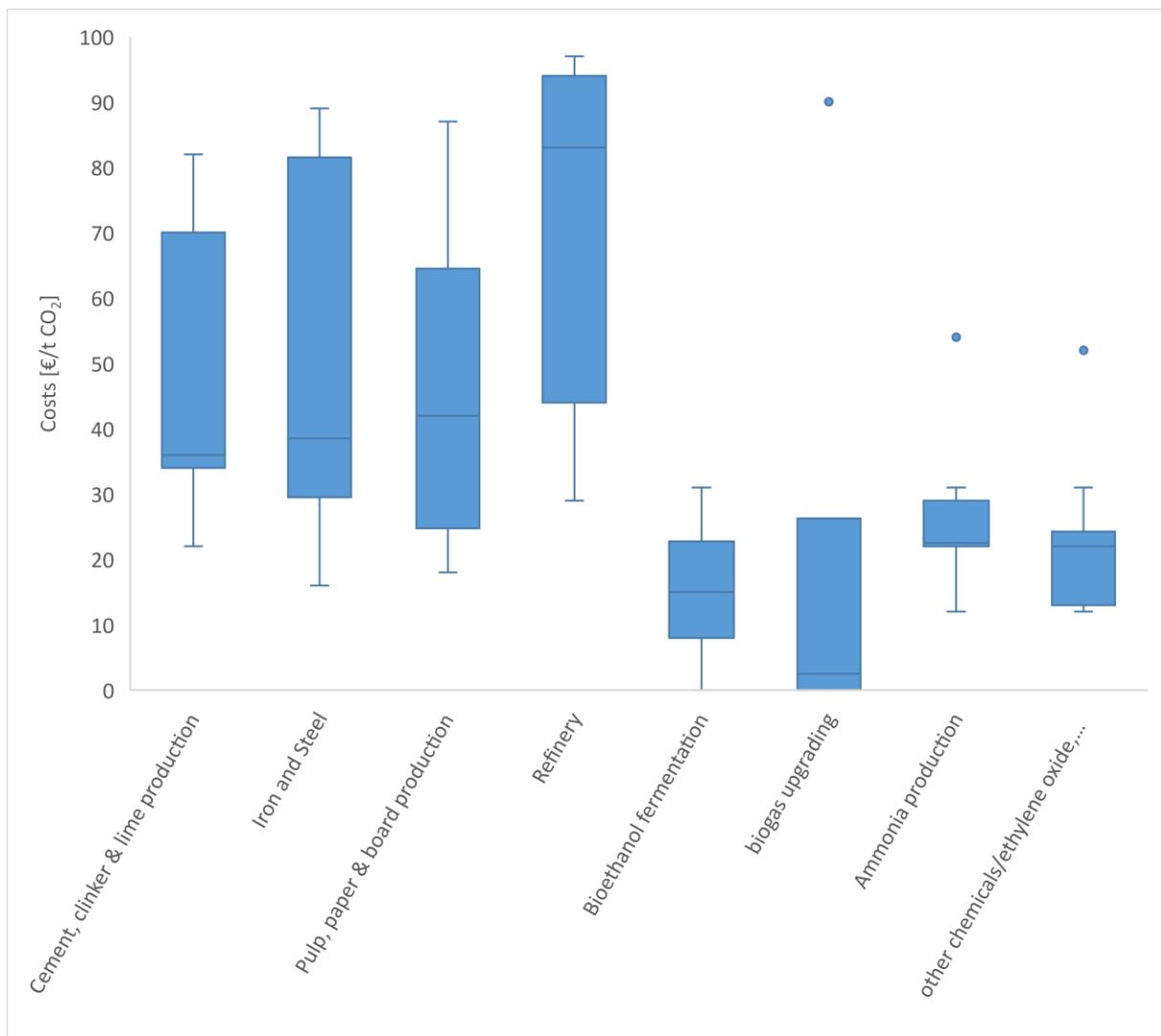


Abbildung 9 Kostenanalyse der CO₂-Abscheidung aus verschiedenen Punktquellen.

Weiterhin wurden die in Europa emittierten Mengen CO₂ aus unterschiedlichen Quellen näher beleuchtet und quantifiziert (Abbildung 10). Für die Standortermittlung potenzieller Anlagen wurden angelehnt an die Erkenntnisse aus AP7.2 ein internationaler Standort (Comodoro Rivadavia, Argentinien), ein europäischer Standort (Sally Gap, Irland) und deutscher Standort (Nordfriesland) bestimmt.

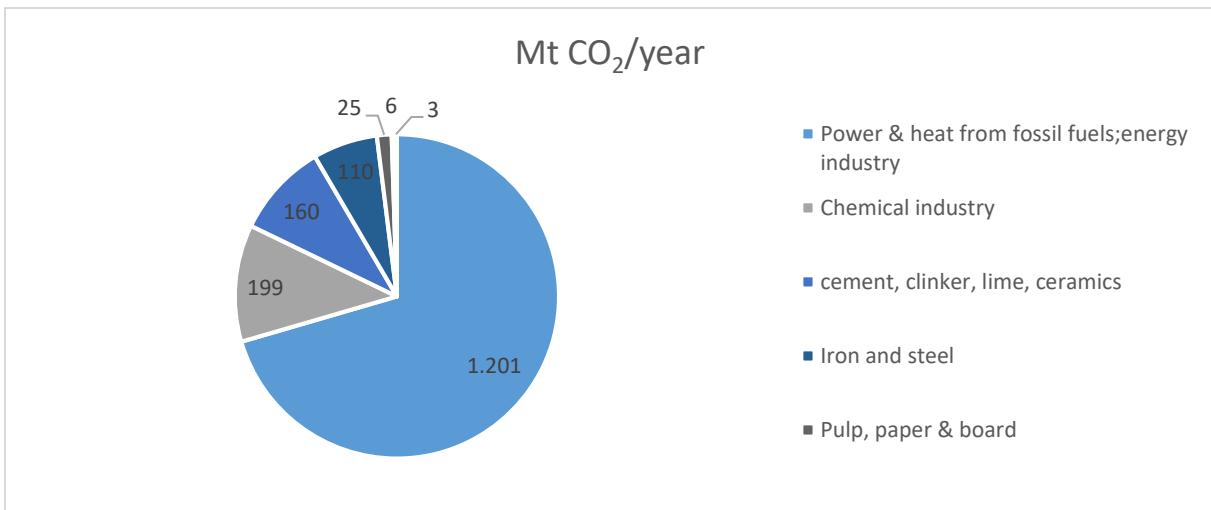


Abbildung 10 Jährlich emittierte Mengen CO₂ aus verschiedenen Sektoren innerhalb der EU.

AP 7.5 sowie AP 7.6 Gesamtbewertung und Erweiterung der Gesamtbewertung für intern aufbereitetes Kerosin-Produkt (Leitung BHL)

In diesen beiden Arbeitspaketen war TUHH unterstützend für die Erstellung der Roadmap und die Implantierung der Aufbereitung in das bestehende Aspen Model tätig. Für eine ausführliche Beschreibung der Erkenntnisse in diesem Bereich wird auf den Bericht von BHL verwiesen.

Die im Rahmen der aireg e.V. veröffentlichte Roadmap (Abbildung 11) wurde unter anderem von der TUHH mitentwickelt. Erkenntnisse in diesem Bereich sind entsprechend auch in die Erarbeitung der Roadmap in PowerFuel eingeflossen bzw. haben sich die Erkenntnisse aus beiden Aktivitätsbereichen ergänzt.

	Heute	2030	Langfristig (>2050)
Forschung und Entwicklung (F&E)	Etablierung eines PtL-Demonstrationszentrums Unterstützung der Zulassung neuer SAF Erschließung von Quellen/Bereitstellungs-ketten für Wasserstoff und CO ₂	Upscaling neuer Technologien Logistikketten und Infrastrukturen optimieren Erforschung von „near-drop-in“ Kraftstoffen	
Technologische Entwicklung und Umsetzung	Planung und Aufbau von SAF-Anlagen Bau und Betrieb von strombasierten SAF-Demonstrationsanlagen	Produktion biogener SAF in Deutschland Bau und Betrieb industrieller strombasierter SAF-Anlage(n) in Deutschland	Wirtschaftlicher Anlagenbetrieb SAF-Importe
Regulatorische Maßnahmen	Europäische THG-Minderungsquote für SAF (1% ab 2022) Finanzielle Anreize für Anlagenaufbau und Markteinführung von SAF Internationale Maßnahmen (EU RED II, EU ETS, CORSIA) einbeziehen SAF Opt-in	Ausschreibung/Anreizprogramm für die SAF-Produktion	Europäische THG-Minderungsquote für SAF (10% bis 2030) PtL-Subquote innerhalb der THG-Minderungsquote Mittel- und langfristiger Vorrang flüssiger Kraftstoffe für Luftfahrt/Schiffahrt
Unterstützende Maßnahmen	Frühzeitiger Austausch mit (inter-)nationalen NGOs und Verbänden Informationsstelle zum Gesetzgebungsrahmen für SAF Erschließung von Nischenmärkten	Konzepte zur Nachweisführung/Anrechnung von SAF und Meta-Standard Diskurs über langfristige Rolle von Biokraftstoffen anstoßen Marketingstrategie und Öffentlichkeitarbeit zur Einführung von Lenkungsinstrumenten entwickeln	Signifikanter Anteil nachhaltiger Kraftstoffe im Luftverkehr

Abbildung 11 Aireg e.V. Roadmap zur Einführung nachhaltiger Flugkraftstoffe.

In AP7.6 wurde basierend auf dem in AP7.2 etablierten Prozessmodells in Aspen das Modell des Hydrocrackers weiter überarbeitet und verbessert, um das Modell weiter an die in der Praxis vorherrschenden Bedingungen anzupassen. Die Ergebnisse der Produktverteilung durch das überarbeitete Modell des Hydrocrackers sind im Bericht von BHL dargestellt.

Document control sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Veröffentlichung (Publikation)	
3. title Schlussbericht zum Verbundprojekt PowerFuel (03EIV071F)		
4. author(s) (family name, first name(s)) Zitscher, Tjerk Kaltschmitt, Martin	5. end of project 31.05.2023	
	6. publication date	
7. form of publication Document Control Sheet		
8. performing organization(s) name, address Technische Universität Hamburg - Verfahrenstechnik - Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft	9. originators report no.	
	10. reference no. 03EIV071F	
	11. no. of pages 30	
	12. sponsoring agency (name, address) BMWK	13. no. of references
		14. no. of tables 6
		15. no. of figures 11
	16. DOI (Digital Object Identifier)	
17. presented at (title, place, date)		
18. abstract Das Verbundvorhaben PowerFuel zielt auf die effiziente Umwandlung von erneuerbarem Wasserstoff und CO ₂ in flüssige Transportkraftstoffe. Im Rahmen dessen werden in diesem Bericht die Ergebnisse der technökonomischen und ökologischen Gesamtbewertung sowie der Potenzialanalyse dargestellt. Die Analyse des Potenzials von Kohlenstoffquellen in Deutschland hat gezeigt, dass derzeit ausreichend CO ₂ aus industriellen Quellen verfügbar ist, um theoretisch die deutsche Luftfahrt mit PtL-Kraftstoff zu versorgen. Eines der Kernergebnisse in Bezug auf die Nutzung und das Potenzial von CO ₂ bzw. Kohlenstoff ist eine hierarchische Gliederung der zu nutzenden Quellen. Gerade für den schnellen Hochlauf der Technologie sollten in erster Linie biogene Punktquellen erschlossen werden. Gefolgt von langfristig verfügbaren und gut erschließbaren technisch unvermeidbaren fossilen Punktquellen gefolgt von DAC. Elektrizität aus erneuerbaren Quellen ist erforderlich, damit PtL-Kraftstoffe eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu fossilem Kerosin erreichen können. Da die Potenziale für erneuerbare Energien in Deutschland von verschiedenen Seiten beansprucht werden, ist eine vollständige Eigenversorgung fragwürdig. Es sollten Importmöglichkeiten aus internationalen Quellen erschlossen werden. Die Ergebnisse der technökonomischen Bewertung verdeutlichen, dass PtL-Kraftstoffe selbst unter optimalen Bedingungen (internationales Topniveau für Wind-/Solarstrom, etc) ohne Unterstützung nicht mit konventionellem Kerosin konkurrenzfähig sind. Neben der Stromerzeugung trägt die Syntheseeinheit bei den aktuellen Annahmen erheblich zu den Kraftstoffkosten bei. Aus der Ökobilanzierung wird deutlich, dass der überwiegende Anteil des THG-Ausstoßes durch den Strominput beeinflusst wird. Allerdings wird auch deutlich, dass der Bau der benötigten Infrastruktur und vor allem die Produktion der Sorbentien der DAC Anlage einen nicht zu vernachlässigenden Anteil haben.		
19. keywords Power to Liquid, Potenzialanalyse, Techno-ökonomische Analyse, Techno-ökologische Analyse, Gesamtbewertung		
20. publisher	21. price	

Nicht änderbare Endfassung mit der Kennung 2142275-3