

Techno-ökonomische Modellierung der künftigen Rolle leitungsgebundener Infrastruktur für Wasserstoff und CO₂

(3) Integrierte Netze der Zukunft

**Tobias HÜBNER^(1,2), Moritz HÖCHTL⁽¹⁾, Kirstin GANZ⁽¹⁾, Timo KERN⁽¹⁾,
Serafin VON ROON⁽¹⁾**

⁽¹⁾ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München, 089/158 121 36, thuebner@ffe.de, www.ffegmbh.de

⁽²⁾ Technische Universität München, Arcisstraße 21, 80333 München

Kurzfassung:

Im Zuge der wachsenden Nutzung synthetischer Gase im Zuge der Energiewende stellt sich die Frage nach der geeigneten Transportinfrastruktur für Deutschland. Ziel ist es, eine Methode zu entwickeln, die einen möglichst kosteneffizienten Um- und Ausbau der energiesystemrelevanten Gasinfrastruktur herleitet. In diesem Kontext beschäftigt sich das Paper mit folgenden, übergeordneten Forschungsfragen:

- Ist es aus Kostenperspektive effektiver, die Elektrolyse und Methanisierung am Ort der Stromerzeugung oder des Verbrauchs zu platzieren?
- Wo und in welchem Umfang sind Wasserstoff- und CO₂-Leitungen neu- und umzubauen und welche Kosten sind damit verbunden?

Die entwickelte Methode umfasst die Optionen des Neubaus von Wasserstoff- und CO₂-Leitungen, den Umbau von Erdgas- in Wasserstoffleitungen sowie die Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse am Verbrauchsstandort und die Umwandlung von Wasserstoff und CO₂ in Methan.

Die auf Szenarien basierende Datengrundlage beinhaltet das prospektiv überschüssige Stromangebot aus erneuerbaren Energien, den künftigen Wasserstoffverbrauch der Industrie und des Verkehrs sowie die aus Industrieabgasen abgeschiedenen CO₂-Emissionen auf NUTS²-3-Ebene. Außerdem fließt die Menge an inländisch produziertem synthetischen Methan in die Betrachtung ein.

Eine gemischt-ganzzahlige Optimierung bestimmt die Länge und die Routenführung eines Leitungsnetzes nach ökonomischen Kriterien wie die Kosten für Gasleitungen, das Stromnetz und die CO₂-Abscheidung.

¹ Jungautor

² Nomenclature des unités territoriales statistiques

Es wird deutlich, dass die Produktion von Wasserstoff in Stromüberschussgebieten und dessen anschließender Leitungstransport meistens günstiger ist als die Elektrolyse in der Verbrauchsregion. Dies ist jedoch nicht der Fall, wenn die Verbräuche klein und die Distanzen groß sind. Zudem zeigt sich, dass die CO₂-Leitungen nur kosteneffizient sind, wenn die Abscheidung von CO₂ aus Industrieabgasen erheblich günstiger als die Abscheidung aus der Luft ist. Der Bau von Wasserstoffleitungen erfolgt zunächst zwischen Regionen mit reichlich Überschussstrom und nahen Verbrauchszentren. Dementsprechend baut das Modell Wasserstoffleitungen zunächst zwischen der Nordseeküste und dem Ruhrgebiet sowie der Ostseeküste und dem mitteldeutschen Chemiedreieck zu. Die Simulationen konstruieren für 2050 ein weitläufig ausgebautes Wasserstoff-Transmissionsnetz mit einer Länge von 5 121 km in Deutschland. Dabei stellen sich spezifische Kosten für den leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff von 5,27 €/MWh ein, die damit über den derzeitigen Netzentgelten für Erdgas für Industriebetriebe von 3 €/MWh liegen.

Keywords: Wasserstoffleitung, CO₂-Leitung, Optimierungsmodell, Synthetische Gase

1 Einleitung

Wasserstoffstrategien staatlicher Einrichtungen unterstreichen die zunehmende Bedeutung von Wasserstoff im Rahmen der Energiewende /EUROSTAT-03 20/, /BMWI-05 20/, /MFRD-01 20/, /GDF-01 20/. Eine wesentliche Voraussetzung für den Markthochlauf von Wasserstoff ist dessen möglichst kostengünstiger und verlustarmer Transport. Grundsätzlich bieten sich Transportlösungen mittels Lkw, Schiff und Wasserstoffpipelines an /IEA-05 19/, /JLF-04 12/. Neben dem direkten Wasserstofftransportnetz offeriert das Stromnetz die Option, zunächst den Energietransport und anschließend die Grundlage für die dezentrale Wasserstoffherzeugung sicherzustellen /JLF-04 12/.

Wasserstoff wird heute angesichts der kleinen Mengen überregional mit Lkw transportiert, da die Fixkosten sehr gering sind und keine Leitungen vorhanden sind. Die niedrigen Fixkosten, aber hohen variablen Kosten, bedingen die Begrenzung auf sehr kleine Wasserstoffmengen /UOC-01 07/. Wasserstoffpipelines erfordern hohe Investitionen, besitzen aber vergleichsweise große Kapazitäten und geringe variable Betriebskosten. Damit sind sie für größere Wasserstoffmengen geeignet /UOC-01 07/.

Eine weitere Alternative ist es, Wasserstoff und CO₂ zu synthetischem Methan zu verarbeiten /SPRI-01 17/. Dieses kann im bestehenden, sehr gut ausgebauten deutschen Erdgasnetz /UBA-27 19/ transportiert werden. Jedoch müssen Wasserstoff und CO₂ zum Ort der Methanisierung befördert werden, wenn sie nicht dort produziert werden.

Der Begriff „Synthetische Gase“ subsumiert sowohl Wasserstoff als auch synthetisches Methan. Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen werden subsumiert als Umwandlungsanlagen bezeichnet. Die Analysen unterscheiden zwei Gasleitungstypen: „Transportleitungen“ und „Verteilleitungen“, die analog zur Begrifflichkeit im Netzentwicklungsplan Gas definiert werden /VDF-01 20/. Dabei unterscheiden sich die Leitungstypen nach dem Durchmesser und dem Druckniveau, die wiederum eine veränderte Transportkapazität mit sich bringen. Ferner werden die Begriffe „(Gas-)leitung“ und „Pipeline“ synonym verwendet.

2 Untersuchungsgegenstand

Der zuvörderst analysierte Forschungsstand zur systemanalytischen Betrachtung der energierelevanten Infrastruktur bildet die Basis, um den Forschungsbedarf und die konkreten Forschungsfragen abzuleiten.

Forschungsstand

/DENA-06 09/ betrachtet in erster Linie Herstellungsoptionen für Wasserstoff im Verkehrssektor in Deutschland. Teil der Untersuchung sind auch geeignete Transportsysteme, wie Lkw und Pipelines. Eine gemischt-ganzzahlige Optimierung bestimmt Leitungsverläufe für die Jahre 2030 und 2050. /DENA-06 09/ untersucht die genaue Trassierung mithilfe von Geodaten zu ortsspezifischen Kosten für neue Leitungen aus. So sind Leitungen entlang bestehender Infrastrukturen günstiger und in Großstädten teurer. Das Modell bietet neben dem leitungsgebundenen Wasserstofftransport die Option Gegenden mit geringem Wasserstoffverbrauch per Lkw zu versorgen.

/JLF-04 12/ analysiert, wie eine Transportinfrastruktur für Wasserstofftankstellen in Deutschland aussehen könnte und orientiert sich merklich an /DENA-06 09/. Es werden vier Transportoptionen betrachtet:

- Die zentrale Elektrolyse bzw. Dampfreformierung und der anschließende Transport mit Wasserstoffleitungen,
- die zentrale Elektrolyse bzw. Dampfreformierung und der anschließende Lkw-Transport,
- die Nutzung des Erdgasnetzes und die Dampfreformierung bei den Verbrauchern,
- die Nutzung des Stromnetzes mit Elektrolyse bei den Verbrauchern

Der Lkw-Transport ist vorteilhaft, wenn die zu transportierende Menge sehr gering ist. Die Herstellung beim Verbrauch ist nur von Vorteil, wenn die Distanz zur Energiequelle sehr groß ist. In den meisten Fällen ist der Transport mit Wasserstoffleitungen am günstigsten. Die Modellierung geht als Konsequenz davon aus, dass alle Wasserstofftankstellen an ein Leitungsnetz angeschlossen werden. Die Dissertation untersucht vertieft die Leitungskosten und führt eine Simulation mit sechs verschiedenen Leitungsdurchmessern durch.

/KFA-01 13/ folgt überwiegend der Methode aus /JLF-04 12/, dessen Verfasser ein Ko-Autor von /KFA-01 13/ ist. Ein zusätzlicher Punkt ist, dass in einer betrachteten Variation, NUTS-3-Regionen mit geringem Wasserstoffverbrauch nicht ans Netz angeschlossen werden. So sinkt die Länge der notwendigen Leitungen. Es findet aber keine Analyse statt, ob dies kosteneffizient ist.

/REUS-01 19/ orientiert sich in Teilen an /JLF-04 12/. Die Dissertation betrachtet für Deutschland, Frankreich und Japan die Speicherung, Übertragung und Verteilung von Wasserstoff im Verkehrssektor. Transportoptionen sind dabei Pipelines und Lkw. Für Deutschland ist dabei die Übertragung und die Verteilung mit Pipelines am günstigsten, dicht gefolgt von der Übertragung mittels Pipelines und der Verteilung via Lkw.

/MOREN-01 16/ untersucht ein mögliches Wasserstoffnetz für Großbritannien zur Versorgung des Verkehrssektors und ein CO₂-Netz für den Transport von CO₂ als Nebenprodukt der Dampfreformierung zu Endlagerstätten. Transportoptionen für Wasserstoff sind außerdem

Lkw. Die Bestimmung des Transportmittels erfolgt mit einer gemischt-ganzzahligen Optimierung. Die Leitungskapazitäten nehmen diskrete Werte an. Die Verbrauchsstandorte sind nicht exogen gegeben. Stattdessen beginnt die Umstellung zu Brennstoffzellen-Fahrzeugen dort, wo es zuerst wirtschaftlich ist. Dasselbe gilt für die Standorte der Wasserstoffproduktion. Die Optimierung integriert mehrerer Stützjahre. Daraus folgt, dass einmal gebaute Leitungen für einen festgelegten Zeitraum nicht mehr vergrößert oder verlegt werden können.

/CERN-01 20/ betrachtet ein prospektives Wasserstoffnetz für den deutschen Verkehrs- und Industriesektor. Im Gegensatz zu den anderen bezieht die Studie die Möglichkeit mit ein, Erdgas-Übertragungsleitungen umzubauen. Mehrere Gesamtsysteme für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff werden verglichen. In den Jahren bis 2031 bleiben Lkw am günstigsten, danach dominiert der Transport mittels teils umgebauter Erdgasleitungen zusammen mit der Verteilung mittels Lkw. Die Studie betrachtet genau, welche Erdgas-Übertragungsleitungen für einen Umbau infrage kommen. Kriterien sind unter anderem, ob mehrere Leitungen parallel verlaufen, aus welchem Material sie bestehen und wie alt sie sind.

Forschungsbedarf und Forschungsfragen

Die Analyse des Forschungsstands legt offen, dass Forschungsarbeiten hinsichtlich einer potenziellen Wasserstoffinfrastruktur ihr Hauptaugenmerk bisher auf den Verkehrssektor legen /DENA-06 09/, /JLF-04 12/, /KFA-01 13/, /REUS-01 19/, /MOREN-01 16/, /UOC-01 12/. Dahingegen ist der Industriesektor weniger stark beleuchtet /CERN-01 20/. Allerdings sind die Verbräuche im Verkehr im Vergleich zur Industrie gleichmäßiger verteilt /FFE-76 19/, /FFE-03 17/, /FFE-104 19/. Aus diesem Grund gehen die vorher genannten Untersuchungen grundsätzlich davon aus, dass alle Großregionen an ein Wasserstoffnetz anzuschließen sind und versuchen nicht zu ermitteln, welche Regionen zunächst einen Anschluss erhalten sollten.

Erste theoretische Forschungsarbeiten zum Um- und Ausbau der Gasnetzinfrastuktur im Zuge der Energiewende haben zwar stattgefunden, sind bis jetzt aber noch nicht in eine umfassende Routenoptimierung integriert. Es sind darüber hinaus keine Untersuchungen bekannt, die den Blick von einer Infrastruktur für Wasserstoff auf das für die Produktion von synthetischem Methan notwendige CO₂ erweitern. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit eine Methode zu entwickeln, die anhand der exogen vorgegebenen Erzeugung erneuerbaren Stroms, dem Verbrauch an synthetischen Gasen, und möglicher industrieller CO₂-Punkquellen folgende Forschungsfragen beantworten kann:

F1: Wo, wann und in welchem Umfang sind Wasserstoff- und CO₂-Leitungen in Deutschland neu- und umzubauen?

Die Forschungsfrage richtet sich auf den kosteneffizienten Ausbau von Netzen für Wasserstoff und CO₂ hinsichtlich der Routenführung. Angesichts eines anzunehmenden insgesamt steigenden Verbrauchs synthetischer Gase ist die Betrachtung von drei Stützjahren erforderlich. Zu beantworten ist, wie welche Länge sich für mögliche Gasnetze für Wasserstoff und CO₂ ergeben würden und welche Rohrdurchmesser notwendig wären.

F2: Wo werden prospektiv Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen verortet?

Diese Forschungsfrage zielt darauf ab, ob es wirtschaftlicher ist, Umwandlungsanlagen räumlich eher in Regionen mit überschüssiger Stromproduktion oder in Gegenden mit hohem Verbrauch zu errichten.

F3: Wie hoch sind die Kosten verschiedener Infrastrukturoptionen?

Die Fragen nach den niedrigsten Kosten des Gesamtsystems beruhen auf den Kostenannahmen für Einzelkomponenten. Relevante Elemente sind beispielsweise die Investitionskosten in neue Wasserstoff- und CO₂-Leitungen.

3 Methodik

Das Kapitel umfasst die Beschreibung der übergreifenden Methode und des Modells. Die Vorgehensweise teilt sich in die drei Hauptschritte Eingangsdaten, Optimierung und Auswertung auf. Abbildung 3-1 visualisiert die übergreifende Methodik.

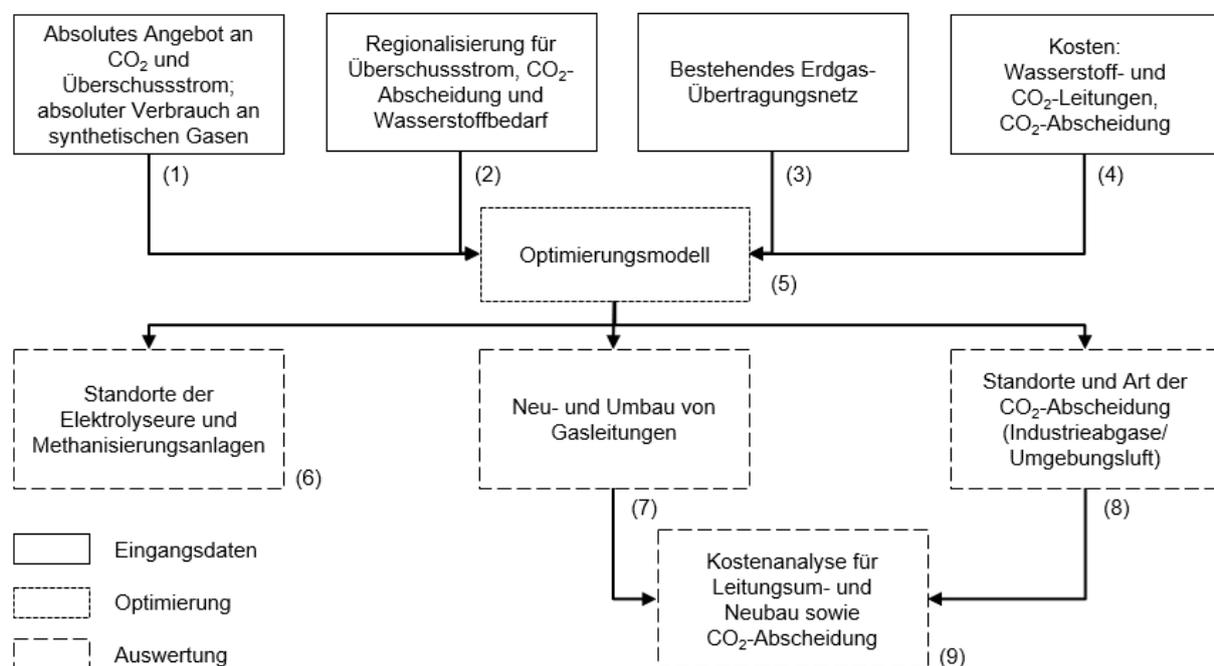


Abbildung 3-1: Übergreifende Methodik

Die Grundlage für die Angebots- und Verbrauchsdaten (1) der Stützjahre 2030, 2040 und 2050 sind Szenarien, in denen ambitionierte Klimaziele erreicht werden. Strom aus erneuerbaren Energien und CO₂ aus industriellen Punktquellen bilden die Eingangsparameter der Angebotsseite. Verbraucht werden Elektrolysewasserstoff und synthetisches Methan. Diese Daten werden auf NUTS-3-Ebene regionalisiert (2).

Das bestehende Erdgas-Transportnetz und dessen Kapazitäten bildet die exogene Grundlage der relevanten Gasnetzinfrastruktur im Modell (3).

Die Eingangsdaten abschließend folgen Kostenannahmen (4). Maßgeblich für die minimierten Gesamtkosten sind insbesondere die Kosten für den Neu- und Umbau von Gasleitungen sowie deren Betrieb. Hinzu kommen Kosten der CO₂-Abscheidung sowohl aus Industrieabgasen als auch der Umgebungsluft.

Daraufhin erfolgt die Modellierung einer Infrastruktur (5) für Wasserstoff und CO₂ in der Programmieranwendung Matlab. Die Algorithmen von Cplex bestimmen eine Lösung für eine gemischt-ganzzahlige Optimierung. Dabei strebt das Programm danach, die nach der Barwertmethode berechneten Gesamtkosten zu minimieren. Die Analyse geographischer Daten geschieht mithilfe der Erweiterung PostGIS für PostgreSQL.

Die Ergebnisse geben eine Vorstellung darüber, in welchen Gegenden Deutschlands Umwandlungsanlagen zu finden sein könnten (6) und wo und wie viele Wasserstoff- und CO₂-Leitungen notwendig sind (7). Diese Daten sind mit QGIS in Kartenform dargestellt und so leicht hinsichtlich der geographischen Lage auszuwerten. Außerdem erfolgt eine Betrachtung der nach Typen aggregierten Leitungslängen. Das resultierende Wasserstoffnetz wird in erster Linie quantitativ, aber auch qualitativ geographisch, mit anderen Untersuchungen verglichen. Es folgt eine quantitative Analyse, welche Art der CO₂-Abscheidung die Optimierung wählt (8). Besonderes Augenmerk liegt auf dem Zusammenhang zwischen der Kostendifferenz zwischen den Abscheidungsoptionen und deren Einfluss auf ein mögliches CO₂-Netz. Die Systemkosten (9) setzen sich aus den Punkten (7) und (8) zusammen. Betrachtet werden die notwendigen Investitionen für die modellierten Gasnetze und die spezifischen Kosten des Wasserstofftransports. Letztere sind in Relation gesetzt zu Netzentgelten für Erdgas und elektrischen Strom.

Optimierungsmodell

Das Modell repräsentiert ein Transport- und Verteilsystems für Wasserstoff und CO₂ zur Versorgung der Bundesrepublik Deutschland mit inländisch produzierten synthetischen Gasen. Der Transport von synthetischem Methan stellt keine anderen Anforderungen an das Gasnetz als Erdgas /DENA-13 18/. Da dieses gut ausgebaut ist /UBA-27 19/ nimmt das Modell an, dass zwischen allen NUTS-3-Regionen ausreichend Leitungskapazität für Erdgas bzw. synthetisches Methan besteht, um synthetisches Methan zu jeglichen anderen NUTS-3-Regionen zu transportieren. Die Übertragungskosten von Strom werden uniform mit regionalunabhängigen Netzentgelten für Industriekunden approximiert.

Die Modellstruktur besteht aus einem Graph mit Knoten und Kanten. Die Knoten entsprechen den Zentren der NUTS-3-Regionen, die Kanten den Verbindungen zwischen den Zentren. Die Stromerzeugung, die CO₂-Abscheidung und der Wasserstoff- und Methanverbrauch sind entsprechend der Regionalisierung den Knoten zugeordnet. Die regionsüberschreitenden Energieflüsse und die Gasleitungen sind den Kanten zugeordnet.

Details zu den verwendeten Parametern finden sich in Kapitel 0 und im Anhang.

Zielfunktion

Die Zielfunktion ergibt sich aus den Kosten für den Neu- und Umbau von Leitungen inkl. Betrieb, sowie des Stromnetzes und der CO₂-Abscheidung (3-1).

$$\min k = uw \cdot \sum_i \sum_t \sum_j k_l \cdot d_{i,j} \cdot L_{l,i,j} + \sum_s \sum_k k_s \cdot E_{s,k} + \sum_a \sum_k k_a \cdot m_{a,k} \quad 3-1$$

i,j	(dl)	Indizes für Größen, die zwei NUTS-3-Regionen betreffen	k	(dl)	Index für Größen, die eine NUTS-3-Region betreffen
-----	------	--	---	------	--

l	(dl)	Index für Leitungsart	s	(dl)	Index für den Bezug von Energie für synthetische Gase über das Stromnetz
a	(dl)	Index für die Abscheidung von CO ₂ nach unterschiedlichen Verfahren	k	(Euro)	Kosten
k_l	(€/km)	Spezifische Investitionen und diskontierte Betriebskosten einer neuen oder umgebauten Leitung des Typs l	$d_{i,j}$	(km)	Luftlinie zwischen den Zentren der NUTS-3-Regionen i und j
uw	(dl)	Umwegfaktor	$L_{l,i,j}$	(dl)	Leitung des Typs l zwischen den NUTS-3-Regionen i und j , binär
k_s	(€/a/MWh)	Diskontierte Energiekosten für synthetische Gase über das Stromnetz für Gas s	$E_{s,k}$	(MWh/a)	Dezentral mit Strom produziertes synthetischem Gas s in der NUTS-3-Region k
k_a	(€/a/t)	Diskontierte Kosten für die Abscheidung von CO ₂ aus Quelle a	$m_{a,k}$	(t/a)	Jährliche Abscheidung von CO ₂ aus Quelle a in der NUTS-3-Region k

Nebenbedingungen

Das Modell erfordert die Erfüllung mehrerer Nebenbedingungen. So ist in jeder NUTS-3-Region der Verbrauch an Wasserstoff und synthetischem Methan zu decken (3-2). Dieser Verbrauch kann auf zwei Arten gedeckt werden:

- einerseits können die synthetischen Gase aus lokalem Überschussstrom produziert werden oder mit Gasleitungen angeliefert werden
- andererseits kann die Produktion mit Strom aus dem Stromnetz erfolgen. Alle Energiemengen sind auf den Brennwert bezogen.

$$E_{e,k} + E_{s,k} = E_{e,k}^{bed} \quad 3-2$$

$$\text{mit } (e, s) \in \{(2; 1); (3; 2)\}, \forall k \in K$$

e	(dl)	Index für die Energieform, bzw. CO ₂ (1: Elektrizität, 2: H ₂ , 3: CH ₄ oder 4: äquivalente Energieform CO ₂)	$E_{e,k}$	(MWh/a)	Ein- oder Austritt von Energieform, oder CO ₂ e aus Modell in der NUTS-3-Region k
$E_{e,k}^{bed}$	(MWh/a)	Verbrauch von Gas e in der NUTS-3-Region k (für $e \in \{1, 4\}$ Wert immer 0)			

Ebenso bildet die Flusserhaltung aller Gase und Strom eine Nebenbedingung. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit Umwandlungsprozesse zu nutzen. Die Edukte Strom und Wasser wandelt die Elektrolyse in Wasserstoff. Wasserstoff und CO₂ können wiederum zu Methan weiterverarbeitet werden und die beiden Umwandlungen können kombiniert werden mit dem Ergebnis, dass aus Elektrizität und CO₂ Methan entsteht. Der relevante Wirkungsgrad $\eta_{e,u}$ reduziert die Energiemenge der Produkte im Vergleich zu den Edukten.

Folglich entspricht in jeder NUTS-3-Region k für alle Energieformen e die Summe aus Eingängen der Summe der Abgänge. Betrachtet werden muss hierbei das genutzte Angebot und der Verbrauch $E_{e,k}$, das Saldo der Leitungstransporte sowie die Edukte und Produkte der Umwandlungen $P_{u,k}$ (3-3).

$$E_{e,k} + \eta_{e,u} \cdot P_{u,k} + \sum_{i=1}^{k-1} E_{e,i,k} = P_{u,k} + \sum_{j=k+1}^{j_{max}} E_{e,k,j} \quad \forall e \in E, k \in K \quad 3-3$$

u	(dl)	Index für die Umwandlung u (1: Elektrolyse, 2: Methanisierung, 3: kombinierte Elektrolyse und Methanisierung)	$\eta_{e,u}$	(dl)	Wirkungsgrad für entstehende Menge an Energieform oder CO_2 e aus Umwandlung u
$P_{u,k}$	(MWh/a)	Jährliche Umwandlung u in der NUTS-3-Region k	$E_{e,i,j}$	(MWh/a)	Fluss der Energieform oder CO_2 e aus der NUTS-3-Region i in die NUTS-3-Region j

Zudem muss der Gasfluss zwischen zwei Regionen kleiner oder gleich der vorhandenen oder neu installierten Kapazität sein (3-4).

$$E_{e,i,j} \leq \sum_l C_{l,e,i,j} \cdot L_{l,i,j} \quad \forall e \in E, i \in I, j \in J \quad 3-4$$

$C_{l,e,i,j}$	(MWh/a)	Übertragungskapazität der Leitung l für das Gas e zwischen den NUTS- 3-Regionen i und j
---------------	---------	---

In allen NUTS-3-Regionen darf maximal so viel Strom für Elektrolyse verwendet werden wie dort an Überschussstrom zur Verfügung steht (3-5).

$$E_{1,k} \leq E_{1,k}^{\text{Ang}} \quad \forall k \in K \quad 3-5$$

$E_{1,k}^{\text{Ang}}$	(MWh/a)	Maximal für Power-to-Gas zur Verfügung stehende Elektrizität in der NUTS-3-Regionen k
------------------------	---------	---

Um Flüsse von CO_2 mit denen für Elektrizität, Wasserstoff und Methan vergleichbar zu machen, werden diese ebenfalls in MWh/a angegeben. Dieser Vorfaktor v ordnet einer Masse CO_2 eine Energie zu. Diese Energie berechnet sich aus dem Brennwert der Menge an Methan, die aus der Methanisierung einer Tonne CO_2 entsteht (3-6).

Ähnlich zur vorhergehenden Nebenbedingung muss ist sicherzustellen, dass in allen Regionen höchstens so viel CO_2 aus Industrieabgasen abgeschieden werden kann, wie dort emittiert wird (3-7).

$$E_{4,k} = \sum_a v \cdot m_{a,k} \quad \forall k \in K \quad 3-6$$

$$m_{a,k} \leq m_{a,k}^{\text{Ang}} \quad \forall a \in A, k \in K \quad 3-7$$

v	(MWh/t)	Vorfaktor für die Umrechnung von Massenangaben für CO_2 in die äquivalente Menge an Energie	$m_{a,k}^{\text{Ang}}$	(t/a)	Maximale Abscheidung von CO_2 nach Verfahren a in der NUTS-3- Regionen k (unendlich für Abscheidung aus Umgebungsluft)
-----	---------	---	------------------------	-------	---

Die letzte Nebenbedingung sieht vor, dass der Umbau in Wasserstoff-Transportleitungen nur dort möglich ist, wo bereits Erdgas-Transportleitungen vorhanden sind (3-8).

$$L_{3,i,j} + L_{7,i,j} = L_{6,i,j} \quad \forall i \in I, j \in J \quad 3-8$$

Die Modellierung in der Programmieranwendung Matlab. Dort erfolgt eine gemischt-ganzzahlige Optimierung mithilfe der Algorithmen von Cplex. Dabei strebt das Programm

danach, die nach der Barwertmethode berechneten Gesamtkosten zu minimieren. Geographische Daten wurden analysiert mithilfe der Erweiterung PostGIS für PostgreSQL.

4 Eingangsdaten des Optimierungsmodells

Für den stofflichen Wasserstoffverbrauch in der Industrie werden /FFE-76 19/ und /HYCOM-01 07/, für den Wasserstoffverbrauch in der Stahlindustrie /FFE-03 17/ und für den Wasserstoffverbrauch im Verkehrssektor /FFE-104 19/ herangezogen. Die Annahmen zum Verbrauch an synthetischem Methan in der Industrie /FFE-03 17/ und in den übrigen Verbrauchssektoren /FFE-104 19/ werden mit jahresspezifischen Importquoten /DENA-13 18/ verrechnet.

Die CO₂-Menge, die aus Industrieprozessen abgeschieden werden kann, entstammt /FFE-03 17/. Tabelle 4-1 beinhaltet die benannten exogenen Eingangsparameter. Die Gesamtmenge an Überschussstrom ist kein Eingangsparameter, sondern richtet sich nach der für die Produktion der synthetischen Gase notwendigen Menge, entsprechend der Regionalisierung ist sie in einzelnen Regionen begrenzt.

Tabelle 4-1: Verbrauch an synthetischen Gasen und Punktquellen für CO₂

Jahr	Inländischer Wasserstoffverbrauch in TWh/a	Inländischer synthetischer Methanverbrauch in TWh/a	CO ₂ -Abscheidung in der Industrie in Mt/a
2030	48	2,8	2,5
2040	85,8	47,3	8,1
2050	99,3	59,7	13

Die synthetischen Gasverbräuche, die CO₂-Punktquellen und das Angebot an Überschussstrom verteilen sich werden mittels der unten beschriebenen Regionalisierungsmethode auf die gut 400 deutschen NUTS-3-Regionen. Alle Daten werden auf NUTS-3-Ebene aggregiert und den Regionszentren zugeordnet. Die regionale Verteilung des Verbrauchs synthetischen Methans wird nicht näher betrachtet, da dessen Transport aufgrund der umfangreich bestehenden Erdgas-Infrastruktur /UBA-27 19/ als unproblematisch anzunehmen ist

Die regionalisierten stofflichen Wasserstoffverbräuche entstammen /FFE-76 19/, /FFE-145 17/, für Wasserstoff in der Stahlherstellung nach einer eigens entwickelten Methodik nach Beschäftigungszahlen und Ausgleichsfaktoren für Verwaltungsstandorte und für Wasserstoff im Verkehr nach /FFE-76 19/. Die Methodik nach Beschäftigungszahlen und Ausgleichsfaktoren kommt auch für die CO₂-Punktquellen zum Einsatz. Das Angebot an Überschussstrom verteilt sich regional nach /FFE-76 19/.

Abbildung 4-1 gibt einen Eindruck über die regionale Verteilung des Stromüberschusses, des Wasserstoffbedarfs und des Abscheidungspotentials von CO₂ aus Industrieabgasen in der Bundesrepublik Deutschland für 2050. In den Karten symbolisieren gesättigte Farben höhere Werten. Beispielsweise steht ein kräftigeres grün dafür, dass in dieser Region verhältnismäßig viel Strom aus erneuerbaren Energien für die Elektrolyse bereitsteht.

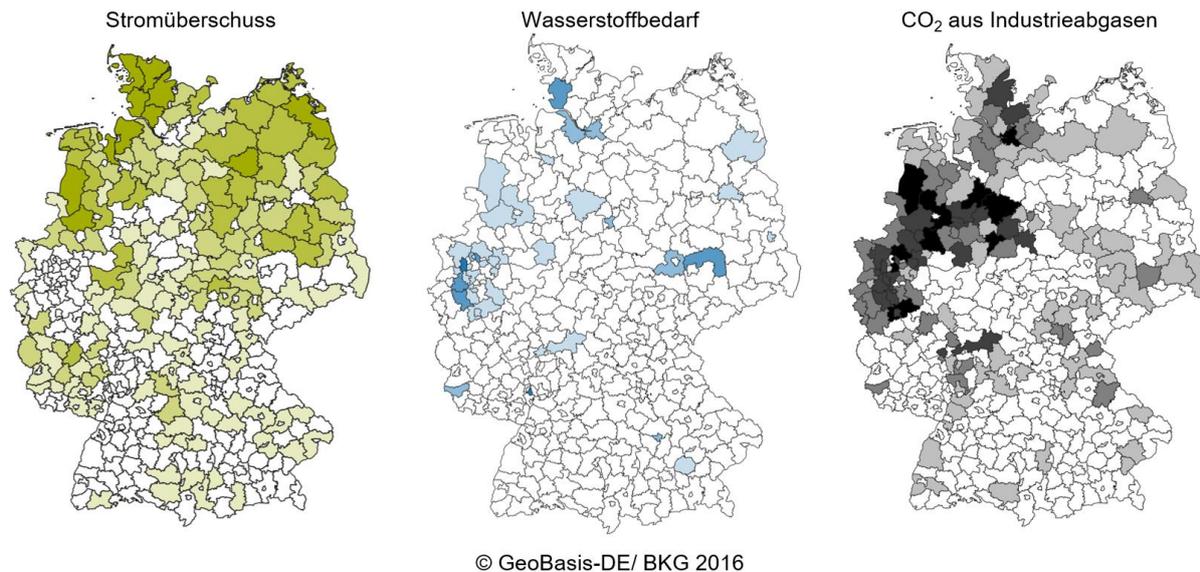


Abbildung 4-1: Regionalisierte Eingangsparameter 2050³

Das bestehende Erdgasübertragungsnetz nach /ENTSO-01 17/ wird dahingehend abstrahiert, dass nur Leitungsabschnitte ins Modell einfließen, die Regionsgrenzen überqueren. Diese Leitungen verbinden im Modell die Zentren. Für einen Teil der Leitungen liegen die tatsächlichen Erdgastransportkapazitäten vor. Im gegenteiligen Fall sind sie in drei Kapazitätsklassen unterteilt. Existieren zwischen zwei NUTS-3-Regionen mehrere Pipelines, ist für das Modell nur diejenige mit der geringsten Leitungskapazität verwendbar. Dies geschieht im Sinne einer konservativen Betrachtung des Umbaupotentials. Im Modell ist der Umbau aller betrachteten Leitungen möglich.

Die spezifischen Investitionen von Wasserstoff-Pipelines sind vielfach untersucht /IEA-06 19/, /JLF-04 12/, /UC-01 04/, /UOC-01 07/, /UOC-01 12/, /VDF-01 20/, /BALL-01 06/, /ANL-01 02/, /ERC-02 11/. Dasselbe gilt für CO₂-Pipelines /CMU-02 08/, /PNNL-01 09/, /IEA-02 12/, /UC-01 10/, /UT-01 10/, /ERC-02 11/, /JRC-04 11/, /SKA-01 16/, /KNOO-01 14/. Da Gasleitungen nach einer ausgereiften Technologie produziert und verlegt werden, ist nicht von Kostensenkungen auszugehen /ERC-02 11/, weswegen die Kosten für die drei Stützjahre 2030, 2040 und 2050 als konstant angenommen werden. Ein Inflationsausgleich /DBB-02 20/, /BLSW-01 20/ und die Währungsumrechnung /BÖRSE-01 20/ machen die Kosten in den Urquellen vergleichbar. Aus diesen Untersuchungen ergeben sich die Annahmen für Leitungen in Tabelle 4-2.

Tabelle 4-2: Investitionen Pipelines

Leitungstyp	Durchmesser in mm	Kapazität in TWh/a (H ₂) oder Mt/a (CO ₂)	Spezifische Investitionen in € ₂₀₁₉ /m
Wasserstoff-Transportleitung	500	19,4	1 500
Wasserstoff-Verteilleitung	300	4,5	750
Umbau Wasserstoff-Transportleitung	Variabel	Variabel	211

³ Kartenmaterial hier und im Folgenden nach /BKG-01 16/

CO ₂ -Transportleitung	300	2,7	650
CO ₂ -Verteilung	150	0,62	250

Alternativ kann der Strom für die Wasserelektrolyse auch vom Erzeugungs- zum Wasserstoffverbrauchsort transportiert werden. Die Kosten von 25,97 €/MWh berechnen sich aus den Stromnetzgebühren für Industriekunden /DENA-12 18/, /BNETZA-13 19/ dividiert durch den Wirkungsgrad der Elektrolyse /SPRI-01 17/.

Kostenannahmen zur CO₂-Abscheidung fasst Tabelle 4-3 zusammen.

Tabelle 4-3: Kosten CO₂-Abscheidung

Kostentyp	Kosten in €/t	Quellen
CO ₂ -Abscheidung Umgebungsluft 2030	180	/LBST-02 16/, /DENA-13 18/, /FASI-01 19/
CO ₂ -Abscheidung Umgebungsluft 2040	130	s.o.
CO ₂ -Abscheidung Umgebungsluft 2050	100	s.o.
CO ₂ -Abscheidung Industrie 2030	134	/FFE-03 17/
CO ₂ -Abscheidung Industrie 2040	101	s.o.
CO ₂ -Abscheidung Industrie 2050	88	s.o.

5 Ergebnisse und Diskussion

Das nachfolgende Kapitel enthält die Simulationsergebnisse zu den Standorten von Umwandlungsanlagen, der Netzstruktur, der CO₂-Abscheidung sowie der Kosten. Abbildung 5-1 stellt die graphischen Ergebnisse der sich ergebenden, optimalen Netzstruktur und der möglichen Elektrolyse- und Methanisierungsstandorte über die Stützjahre dar.

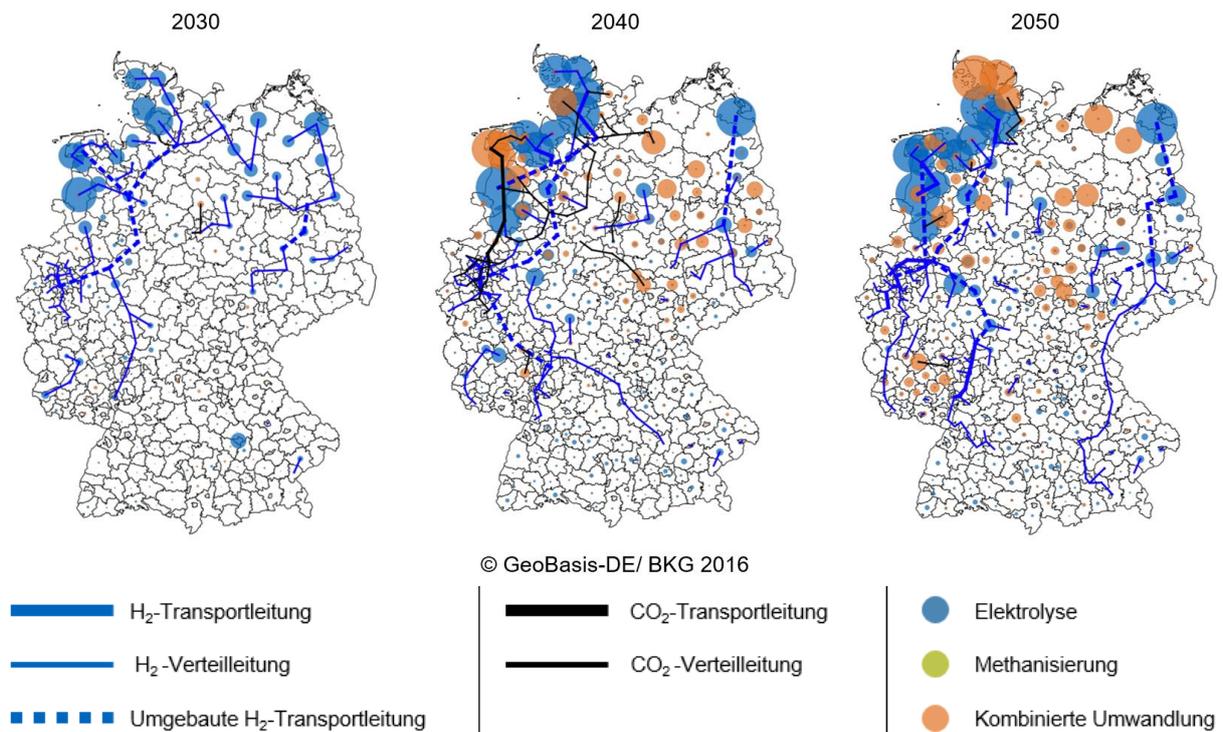


Abbildung 5-1: Power-to-Gas Systeme für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050

5.1 Standorte der Umwandlungsanlagen

Die Elektrolyse findet hauptsächlich zentral in den Stromüberschussgebenden und weniger in den Verbrauchsgebenden statt. Dieser Effekt verstärkt sich über die jahresunabhängigen Simulationen je Stützjahr. Ein sehr großer Anteil der Umwandlung erfolgt damit im windreichen Norden Deutschlands. Der produzierte Wasserstoff kann zu einem Teil lokal genutzt werden. Der Rest wird Richtung Süden abtransportiert. In vielen NUTS-3-Regionen, die nicht an das Wasserstoffnetz angebunden sind, stehen kleinere Elektrolyseure. Diese nutzen teils lokalen Überschussstrom, teils Strom aus dem Netz.

Die Methanisierung findet stets zusammen mit der Elektrolyse statt, da bei der Hochtemperaturelektrolyse die kombinierte Umwandlung von Elektrolyse und Methanisierung einen besseren Wirkungsgrad erzielen kann /SPRI-01 17/. Methanisierungsanlagen befinden sich tendenziell in Regionen, die nicht an das Wasserstoffnetznetz angeschlossen sind. So können Stromüberschüsse in abgelegeneren Regionen genutzt werden.

5.2 Netzstruktur

Mit den verwendeten Daten ist bereits ein nennenswerter Ausbau des Wasserstoffnetzes bis 2030 verbunden. Dies verstärkt sich in den folgenden Jahrzehnten. Der Leitungsausbau ist insbesondere im Norden kosteneffizient. Die beiden wichtigsten Korridore sind die Route im Nordwesten zwischen der Nordseeküste und dem Ruhrgebiet und im Nordosten zwischen Mecklenburg-Vorpommern und dem mitteldeutschen Chemiedreieck. Danach schreitet der Netzausbau auch zu den Bevölkerungszentren im Süden voran. Neben dem Neubau von Wasserstoffleitungen kommt auch dem Umbau von Erdgasleitungen eine wichtige Rolle zu.

Der CO₂-Netzausbau hängt stark vom Preisunterschied zwischen der CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft und Industrieabgasen ab. Nur wenn die Kosten für den CO₂-Leitungsbau und -betrieb günstiger ist als die Kostendifferenz zwischen nur an bestimmten Stellen verfügbarem CO₂ aus Industrieanlagen und überall verfügbarem CO₂ aus der Umgebungsluft, sind CO₂-Leitungen kosteneffizient. In den Annahmen für das Stützjahr 2040 ist dieser Preisunterschied besonders hoch, weswegen in dieser Simulation besonders viele CO₂-Leitungen zur Optimalität führen. Die Gesamtlänge aller Leitungstypen ist in Abbildung 5-2 aufgeführt.

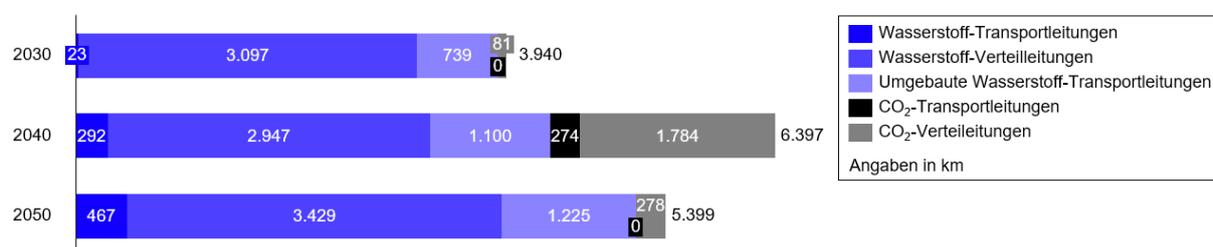


Abbildung 5-2: Ergebnisse für Leitungslängen

Vergleich mit anderen Forschungsarbeiten oder Studien

Als Vergleichsstudien für Deutschland dienen /JLF-04 12/, /KFA-01 13/, /REUS-01 19/ und /VDF-01 20/. Die Vergleichbarkeit ist jedoch eingeschränkt, da die Studien teils unterschiedliche Abgrenzungen zwischen Transport- und Verteilnetz treffen. /JLF-04 12/, /KFA-01 13/ und /REUS-01 19/ ziehen die Grenze nach der Funktion der Leitungen und nicht

nach dem Durchmesser oder Druckniveau. Transportleitungen sind in diesen Untersuchungen Leitungen, die NUTS-3-Regionen oder ähnliche Gebietseinheiten miteinander verbinden. Verteilleitungen hingegen transportieren Wasserstoff innerhalb dieser Gebiete vom Anschlusspunkt ans Transportnetz zu den Verbrauchern. Das bedeutet, dass zum Beispiel bei /JLF-04 12/ mehr als die Hälfte der Transportleitungen einen Durchmesser von 100 mm hat.

Ebenso wie /VDF-01 20/ nimmt die entwickelte Methode die Unterscheidung zwischen Übertragungs- und Verteilleitung nach Leitungsdurchmesser vor. Um die hiesigen Ergebnisse besser mit den ersten drei Studien vergleichen zu können, werden die Leitungslängen aus Transport- und Verteilleitungen addiert. Im Modell dieser Arbeit werden keine Leitungen innerhalb von NUTS-3-Regionen betrachtet, damit entsprechen alle Leitungen den Definitionen für „Transmissionsleitung“ /JLF-04 12/, „transmission pipeline“ /KFA-01 13/ und „Transmissionspipeline“ /REUS-01 19/.

Abbildung 5-3 vergleicht die unterschiedlichen ermittelten Leitungslängen für ein Wasserstoff-Transmissionsnetz. Nach /JLF-04 12/ und /KFA-01 13/ entspricht die Länge eines Übertragungsnetzes, das alle NUTS-3-Regionen in Deutschland erreicht, in etwa 12 000 km. Die Netze in /REUS-01 19/ und /VDF-01 20/ schaffen zwar keine Übergabepunkte in allen NUTS-3-Regionen, stellen aber sicher, dass alle größeren Regionen ans Wasserstoffnetz angeschlossen sind. Damit können sie einige tausend Kilometer kürzer sein. Die Optimierung in diesem Modell ermöglicht bewusst, dass große Gegenden nicht ans Netz angeschlossen werden. Dementsprechend ist zu erwarten, dass die Netzlänge kürzer ist. Ein weiterer Punkt ist, dass die modellierten Wasserstoffverbräuche im Vergleich zu den anderen Studien eher klein sind. Wenn die drei Szenarien für die drei Stützjahre aber mit Untersuchungen mit ähnlich niedrigem Wasserstoffverbrauch, wie den 25 %- und 50 %-Szenarien⁴ aus /REUS-01 19/, verglichen werden, sind auch die Gesamtleitungslängen ähnlich. /VDF-01 20/ stimmt mit dieser Untersuchung darin überein, dass der Ausbau des Wasserstoffnetzes wahrscheinlich zuerst im Norden und später im Süden erfolgen wird. /KFA-01 13/ und /REUS-01 19/ sehen ebenfalls die primäre Ausrichtung des Netzes in Nord-Süd-Richtung.

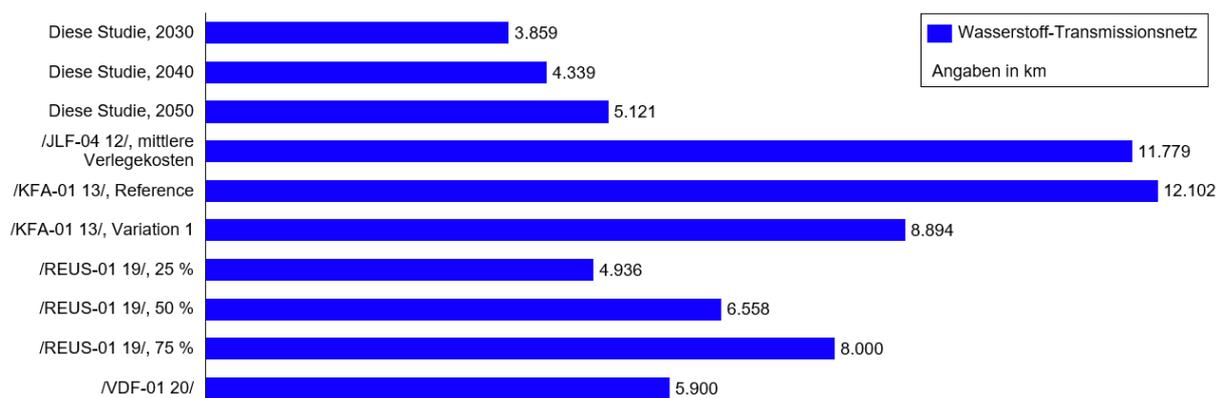


Abbildung 5-3: Vergleich der Leitungslängen für ein Wasserstoff-Transmissionsnetz in Deutschland

⁴ Prozentangaben beziehen sich auf die Marktdurchdringung von Wasserstofffahrzeugen im Straßenverkehr /REUS-01 19/

Das in /VDF-01 20/ ermittelte und in Abbildung 5-4 gezeigte Netz misst dem Umbau von Leitungen eine größere Bedeutung bei. In der grundsätzlichen Struktur finden sich aber einige Parallelen wie die größere Netzdichte im Norden und vor allem im Nordwesten.

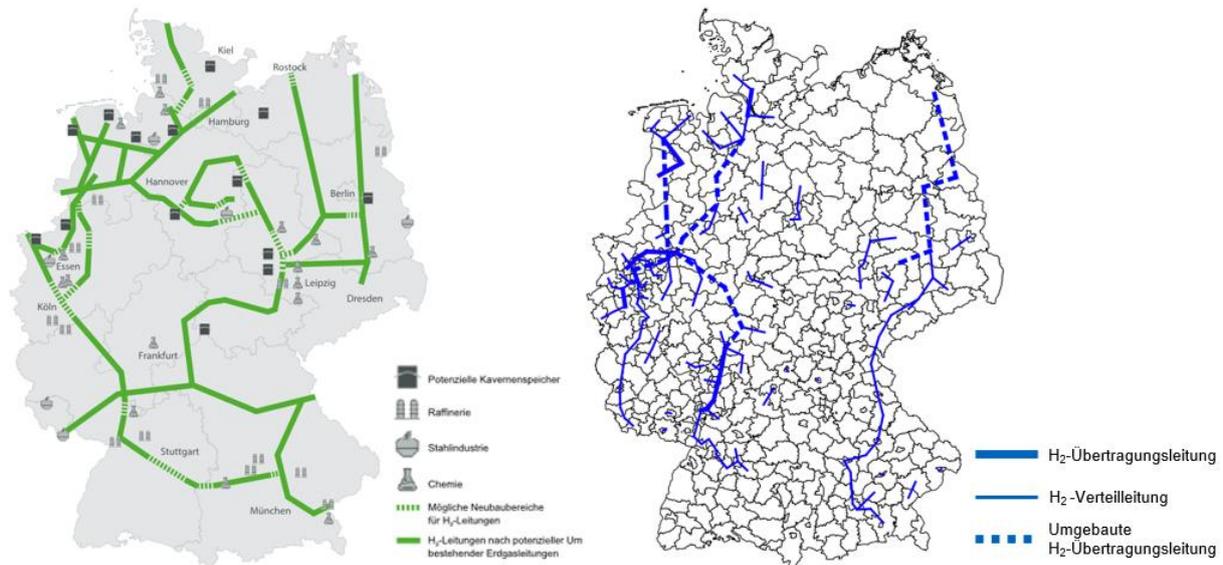
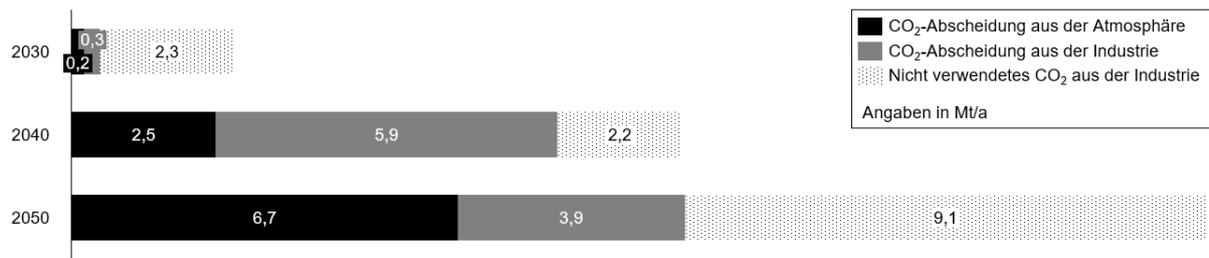


Abbildung 5-4: Vergleich von möglichen Wasserstoffnetzen: Visionäres Wasserstoffnetz nach /VDF-01 20/ und Simulation für das Stützjahr 2050

Für ein CO₂-Netz, das CO₂ zu Methanisierungsanlagen transportiert, liegen allerdings keine Vergleichsstudien vor. In bisherigen Studien wie /MOREN-01 16/ oder /DAM-01 07/, die ein System mit Wasserstoff- und CO₂-Leitungen betrachten, haben CO₂-Leitungen den Zweck CO₂ aus der Dampfreformierung zu Speichern zu transportieren.

5.3 CO₂-Abscheidung

Da die Abscheidung von CO₂ aus Industrieabgasen günstiger ist als die aus der Umgebungsluft, wird es bevorzugt genutzt, solange es an Ort und Stelle vorhanden ist. Allerdings befinden sich viele CO₂-Punktquellen in Gegenden ohne oder nur mit geringem Stromüberschuss. In der Simulation für 2030 ist der Bedarf nach synthetischem Methan und damit CO₂ zu gering, als dass CO₂-Leitungen für den Transport von günstigem CO₂ aus Industrieprozessen in Stromüberschussgegenden in größerem Maße gebaut werden. Dieses Bild ändert sich in der Simulation für 2040. Das sinkende Preisgefälle zwischen den beiden Abscheidungsoptionen vermindert wiederum die Wirtschaftlichkeit eines CO₂-Netzes im Stützjahr 2050. Da die Simulation für das Stützjahr 2040 annimmt, dass für den gesamten betrachteten Abschreibungszeitraums von fünfzig Jahren die Kostendifferenz zwischen den beiden Abscheidungsoptionen konstant bleibt und diese Annahmen den verwendeten Werten für das Stützjahr 2050 widerspricht erscheint es fraglich, ob es je wirtschaftlich wäre, den Ausbau eines überregionalen CO₂-Netzes zu beginnen. Eine Übersicht über die zur Verfügung stehenden Mengen an CO₂ aus Industrieabgasen und die gewählte Art der Abscheidung in den Simulationen ist in Abbildung 5-5 zu finden.

Abbildung 5-5: CO₂-Abscheidung in der Optimierung

5.4 Kosten

Während die absoluten Kosten für das Wasserstoffnetz mit zunehmender Nachfrage im Zeitraum von 2030 bis 2050 steigen, liegen die spezifischen Kosten 2030 im Vergleich zu 2040 und 2050 deutlich höher. Dies ist in erster Linie darin begründet, dass später größere Leitungen gebaut und ausgelastet werden können und die Kapazität von Leitungen überproportional zu den Investitions- und Betriebskosten steigt. Die durchschnittlichen spezifischen Kosten für den Transport von Wasserstoff liegen mit 8,02 €/MWh (2030), 5,11 €/MWh (2040) und 5,27 €/MWh (2050) deutlich unter denen für den Energietransport im Stromnetz von 25,97 €/MWh, gleichzeitig aber auch über den derzeitigen Netzentgelten für Erdgas für Industriebetriebe von 3 €/MWh /DENA-13 18/. Die spezifischen Kosten für den Leitungstransport sind stark abhängig von der Distanz und der Menge. Bei großen Distanzen und kleinen Mengen ist die Nutzung des Stromnetzes die günstigere Option. Deswegen wird in allen drei Simulationen ein Teil der Energie über das Stromnetz transportiert.

Die Kosten für das CO₂-Netz hängen stark davon ab, ob es rentabel ist, ein Netz aufzubauen. Investitionen in ein solches Netz reduzieren die Kosten für die CO₂-Bereitstellung. Eine Übersicht zu den Investitionen ist in Abbildung 5-6 zu finden.

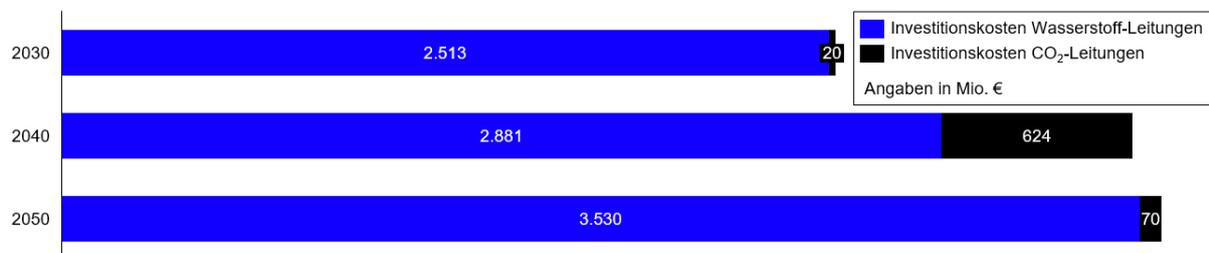


Abbildung 5-6: Investitionen in Leitungen

6 Schlussbetrachtung

Infrastrukturmodelle für Wasserstoff und CO₂ sind hilfreich, die Ausbaupfade und Kosten besser zu verstehen. Diese Forschungsarbeit kombiniert mehrere Elemente eines Systems zur Versorgung mit synthetischen Gasen in einem Optimierungsmodell. Die Besonderheit dieses Modells ist es aufzuzeigen, wo in Deutschland Wasserstoffleitungen errichtet werden könnten und welche Regionen zunächst über das Stromnetz mit der Energie für die Elektrolyse versorgt werden. Außerdem integriert es in die Optimierung CO₂-Leitungen als Komponente eines Systems zur Produktion synthetischen Methans. Das Modell stellt eine Hilfestellung zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von CO₂-Leitungen dar.

Die Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass ein Wasserstoff-Transmissionsnetz mit mehreren tausend Kilometern Länge in den nächsten Jahrzehnten aus Energiesystemsicht notwendig sein könnte, weil es in den meisten Fällen am wirtschaftlichsten ist, die Elektrolyse am Ort der Stromproduktion durchzuführen und dann den Wasserstoff zu den Verbrauchern zu transportieren. Der Netz-Ausbau sollte in erster Linie in Nord-Süd-Richtung erfolgen und zuerst im Norden Deutschlands beginnen. Das für eine inländische Produktion von auf Wasserstoff basierendem synthetischem Methan notwendige CO₂ wird teils aus der Abscheidung aus der Umgebungsluft und teils aus Industrieabgasen stammen. Das genaue Verhältnis ergibt sich zu einem erheblichen Teil daraus, wie sich der Kostenunterschied zwischen diesen beiden Alternativen entwickelt. Ist der Kostenunterschied groß, werden CO₂-Netze attraktiver. Die Investitionen für ein Wasserstoff-Transmissionsnetz betragen je nach Ausbaugrad 2,5 – 3,5 Mrd. €. Damit betragen sie in etwa so viel wie im 25 %-Szenario aus /REUS-01 19/, das von vergleichbaren Leitungslängen ausgeht. Proportional zur Gesamtlänge des berechneten Wasserstoff-Transmissionsnetz liegen die Investitionen auf einem ähnlichen Niveau wie bei /KFA-01 13/ und /JLF-04 12/. Die spezifischen Kosten für den Transport von Wasserstoff in Wasserstoffleitungen sind grundsätzlich im Vergleich zum Energietransport im Stromnetz deutlich niedriger.

Das Optimierungsmodell trifft die Annahme, dass sich über den Abschreibungszeitraum, die Verbrauchs- und Kostenstruktur nicht ändert. Dies bedeutet, dass anfänglich bereits größere Leitungen als im Modell verbaut werden sollten, um den zukünftigen Verbrauch ebenfalls decken zu können. Die Funktionsweise des Modells liefert somit Ergebnisse, die in der Realität zu unerwünschten Lock-In-Effekten führen würden. Ebenfalls basiert der Vorschlag für einen Ausbau des CO₂-Netzes im Stützjahr 2040 auf der Annahme, dass ein hoher Preisunterschied zwischen den beiden Abscheidungsoptionen über einen langen Zeitraum besteht. Zukünftige Untersuchungen zum kosteneffizienten Ausbaupfad der energierelevanten Gasinfrastruktur könnten sich einer Optimierung behelfen, die über die Zeit variable Vorhersagen zu den Verbräuchen, Quellen und Kosten verwendet.

Für eine genauere Ermittlung des Leitungsverlaufs bietet es sich an, wie /JLF-04 12/, /KFA-01 13/, /REUS-01 19/ bestehende Infrastrukturtrassen dafür heranzuziehen. Entlang dieser Trassen kann der Bau von Leitungen günstiger sein, weil bereits eine Unterstützungsinfrastruktur besteht.

Drei weitere Elemente, die in ein Modell der Leitungsinfrastruktur für synthetische Gase einfließen können, sind große Wasserstoffspeicher, Flüssigwasserstoff-Häfen und CO₂-Endlagerstätten. Die ersten beiden beeinflussen insbesondere die Routenführung der Transportleitungen. Die Integration von letzteren würde eine zusätzliche Notwendigkeit für CO₂-Leitungen schaffen /MOREN-01 16/. Die Leitungen wiederum könnten zusätzlich für den Transport von CO₂ zu Methanisierungsanlagen genutzt werden.

Angesichts einer enger werdenden Zusammenarbeit der Europäischen Union im Bereich der Energieversorgung /EC-02 18/ und ersten Ideen für ein europaweites Wasserstoffnetz /GUI-01 20/ ist zukünftig eine gesamtheitliche Betrachtung Europas anstelle von Einzelstaaten sinnvoll. Derzeit untersucht das Forschungsprojekt TansHyDE das Zusammenspiel verschiedener Wasserstofftransportoptionen /BMBF-02 21/

Wasserstoff- und gegebenenfalls CO₂-Infrastrukturen sind notwendig, um erneuerbare Energieträger für die Endenergiesektoren Industrie und Verkehr bereitzustellen und die

Energiewende voranzutreiben. Da bereits in einem Jahrzehnt eine Wasserstoffinfrastruktur kosteneffizient ist und die Planungs- und Baumaßnahmen Jahre erfordern können, ist es von zentraler Bedeutung, dass die Bundesregierung in einem angemessenen europäischen Rahmen klare und verlässliche Regelungen vorstellt, um private Investitionen in die teure und langlebige Infrastruktur zu tätigen. Die Bundesnetzagentur arbeitet derzeit ihre Vorstellungen aus und befindet sich in Konsultationen mit relevanten Akteuren /BNETZA-12 20/, /BNETZA-24 20/.

Erklärung

Das dieser Publikation zugrundeliegende Vorhaben „TransHyDE-Sys“ wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03HY201E gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegen bei den Autor:innen.



CRedit Author Statement

Tobias Hübner: Konzeptualisierung (führend), Datenerhebung und -aufbereitung, Modellierung, Methodik, Schreiben (Überarbeitung);

Moritz Höchtl: Konzeptualisierung, Datenerhebung und -aufbereitung, Methodik, Modellierung (führend), Visualisierung, Schreiben (Entwurf);

Kirstin Ganz: Konzeptualisierung, Datenerhebung und -aufbereitung;

Timo Kern: Konzeptualisierung, Datenerhebung und -aufbereitung;

Serafin von Roon: Konzeptualisierung, Leitung

7 Literatur

- ANL-01 02** Mintz, Marianne et al.: Cost of Some Hydrogen Fuel Infrastructure Options. Lemont: Argonne National Laboratory, 2002.
- BALL-01 06** Ball, Michael: Integration einer Wasserstoffwirtschaft in ein nationales Energiesystem am Beispiel Deutschlands - Optionen der Bereitstellung von Wasserstoff als Kraftstoff im Straßenverkehr bis zum Jahr 2030. Dissertation. Herausgegeben durch Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung: Karlsruhe, 2006.
- BERE-01 83** Berens, Wolfgang et al.: Berens, Wolfgang, and F-J. Körling. "Das Schätzen von realen Entfernungen bei der Warenverteilungsplanung mit gebietspaarspezifischen Umwegfaktoren. In: Operations-Research-Spektrum 5/2. Münster: Universität Münster, 1983.
- BKG-01 16** Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG): Verwaltungsgebiete 1:2500000 - Stand: 01.01.2016. Frankfurt am Main: Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), 2016
- BLSW-01 20** Databases, Tables & Calculators by Subject - CPI Inflation Calculator. In: https://www.bls.gov/data/inflation_calculator.htm. (Abruf am 2020-05-28); Washington, DC: U.S. Bureau of Labor Statistics, 2020.
- BMBF-02 21** Wie das Leitprojekt TransHyDE eine Wasserstoff-Transport-Infrastruktur entwickeln will. In: <https://www.wasserstoffleitprojekte.de/leitprojekte/transhyde>. (Abruf am 2021-07-26); Bonn: Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2021.
- BMWI-05 20** Die nationale Wasserstoffstrategie. Ausgefertigt am 2020-06-10; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.
- BNETZA-13 19** Netzentgelt - Was ist ein Netzentgelt (auch als Netznutzungsentgelt bezeichnet)? In: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html>. (Abruf am 2019-06-06); Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019.
- BNETZA-12 20** Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme. Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.
- BNETZA-24 20** Regulierung von Wasserstoffnetzen - Ergebnisse der Marktkonsultation (Stand: November 2020). Bonn: Bundesnetzagentur, 2020.
- BÖRSE-01 20** EUR/USD. In: <https://www.boerse-frankfurt.de/devise/eur-usd?mic=ARIVA>. (Abruf am 2020-05-28); Frankfurt a. M.: Deutsche Börse AG, 2020.
- CERN-01 20** Cerniauskas, Simonas et al.: Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case

- study. In: International Journal of Hydrogen Energy 45. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2020.
- CMU-02 08** McCoy, Sean et al.: An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 2. Pittsburgh: Carnegie Mellon University, 2008.
- DAM-01 07** Damen, Kay et al.: A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO₂ capture and storage - Part B: Chain analysis of promising CCS options. In: Progress in Energy and Combustion Science 33. Utrecht: Utrecht University, 2007.
- DBB-02 20** Kaufkraftäquivalente historischer Beträge in deutschen Währungen. Frankfurt: Deutsche Bundesbank, 2020.
- DENA-06 09** Studie zur Frage "Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?". Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2009
- DENA-12 18** Power to X: Strombezug. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena), 2018.
- DENA-13 18** Bründlinger, Thomas et al.: dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050 - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Berlin: Deutsche Energie-Agentur, 2018.
- EC-02 18** Commission, European: Building the Energy Union. In: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/building-energy-union>. (Abruf am 2018-05-14); (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6zP0WfVs4>); Brussels: European Commission, 2018.
- ENTSO-01 17** European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO): Transparency Platform . In: <https://transparency.entsog.eu>. (Abruf am 2017-01-19); Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO), 2017.
- ERC-02 11** Schoots, Koen et al.: Historical variation in the capital costs of natural gas, carbon dioxide and hydrogen pipelines and implications for future infrastructure. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 5. Amsterdam: Energy Research Center of the Netherlands, 2011.
- EUROSTAT-03 20** A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Brüssel, Belgien: Europäische Kommission, 2020.
- FASI-01 19** Fasihi, Mahdi et al.: Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants. In: Journal of Cleaner Production 224. Online: Elsevier Ltd., 2019.
- FFE-03 17** von Roon, Serafin; Dufter, Christa; Guminski, Andrej: Laufendes Projekt: Das Kopernikus-Projekt SynErgie - Synchronisierte und

- energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung in: <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/system-markt-analysen/645-das-kopernikus-projekt-synergie> (Abruf: 24.01.2017) (Archived by WebCite® at <http://www.webcitation.org/6nkjY1erk>). München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2017
- FFE-145 17** Estermann, Thomas et al.: Kurzstudie Power-to-X - Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB. München: FfE, 2017.
- FFE-104 19** Fattler, Steffen et al.: Dynamis Hauptbericht - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019.
- FFE-76 19** Ganz, Kirstin et al.: Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), 2019.
- GDF-01 20** Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. Paris: Regierung der Republik Frankreich, 2020.
- GUI-01 20** Wang, Anthony et al.: European Hydrogen Backbone - How a Dedicated Hydrogen Infrastructure can be Created. Utrecht: Guidehouse, 2020.
- HYCOM-01 07** European Hydrogen Infrastructure Atlas - PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production. Brüssel: Roads2HyCom, 2007
- IEA-02 12** Energy Policies Beyond IEA Countries Ukraine 2012. Paris: International Energy Agency (IEA) Publications, 2012
- IEA-05 19** The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities. Paris: IEA, 2019.
- IEA-06 19** IEA G20 Hydrogen report: Assumptions. Paris: IEA, 2019.
- JLF-04 12** Krieg, Dennis: Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Jülich: Jülich Forschungszentrum, 2012.
- JRC-04 11** Serpa, Joana et al.: Technical and Economic Characteristics of a CO2 Transmission Pipeline Infrastructure. Petten: European Commission Joint Research Centre Institute for Energy (JRC), 2011.
- KFA-01 13** Baufumé, Sylvestre et al.: GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. In: International Journal of Hydrogen Energy 39. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2013.
- KNOO-01 14** Knoope, Marlinde et al.: Improved cost models for optimizing CO2 pipeline configuration for point-to-point pipelines and simple networks.

- In: International Journal of Greenhouse Gas Control 22. Utrecht: Utrecht University, 2014.
- LBST-02 16** Schmidt, Patrick; Zittel, Werner; Weindorf, Werner; Rashka, Tetyana: Renewables in Transport 2050 - Empowering a Sustainable Mobility Future With Zero Emission Fuels From Renewable Electricity. Frankfurt am Main: FVV- Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V., 2016
- MFRD-01 20** Hoja de ruta del hidrógeno - Una apuesta para el hidrógeno renovable. Madrid: Gobierno de España - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020.
- MOREN-01 16** Moreno-Benito, Marta et al.: Towards a sustainable hydrogen economy: Optimisation-based framework for hydrogen infrastructure development. In: Computers and Chemical Engineering 102. London: University College London, 2016.
- PNNL-01 09** Dahowski, R et al.: Regional Opportunities for Carbon Dioxide Capture and Storage in China - A Comprehensive CO₂ Storage Cost Curve and Analysis of the Potential for Large Scale Carbon Dioxide Capture and Storage in the People's Republic of China. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, 2009.
- REUS-01 19** Reuß, Markus: Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur. Dissertation. Herausgegeben durch RWTH Aachen, geprüft von Stolten, Detlef und Moser, Albert: Aachen, 2019.
- SKA-01 16** Skaugen, Geir et al.: Techno-economic evaluation of the effects of impurities on conditioning and transport of CO₂ by pipeline. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 54 (2). Trondheim: SINTEF Energy Research, 2016.
- SPRI-01 17** Sterner, Michael et al.: Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration. Regensburg, Köln: Springer Vieweg, 2017. ISBN 978-3-662-48892-8
- UBA-27 19** Wachsmuth, Jakob et al.: Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.
- UC-01 04** Parker, Nathan: Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs. Davis: University of California, 2004.
- UC-01 10** Ogden, Joan et al.: Techno-economic analysis and modeling of carbon dioxide (CO₂) capture and storage (CCS) technologies - Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO₂) Capture and Storage Technology. Davis: University of California, 2010.
- UOC-01 07** Yang, Christopher et al.: Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. In: International Journal of Hydrogen Energy 32 (2).

- Davis, CA, USA: University of California, Institute of Transportation Studies, 2007.
- UOC-01 12** Johnson, Nils et al.: A spatially-explicit optimization model for long-term hydrogen pipeline planning. In: International Journal of Hydrogen Energy 37. Davis, CA, USA: University of California, Institute of Transportation Studies, 2012.
- UT-01 10** van den Broek, Machteld et al.: Designing a cost-effective CO₂ storage infrastructure using a GIS based linear optimization energy model. In: Environmental Modelling & Software 12. Utrecht: Utrecht University, 2010.
- VDF-01 20** Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.: Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 - Entwurf: 01. Juli 2020. Berlin: Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V., 2020.
- ZSW-03 18** Schmidt, Maike et al.: Technologiebericht 4.2a Power-to-gas (Methanisierung chemisch-katalytisch) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Stuttgart: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, 2018.

8 Anhang

Indizes

Tabelle 8-1: Verwendete Indizes

i, j	(dl)	Indizes für Größen, die zwei NUTS-3-Regionen betreffen	k	(dl)	Index für Größen, die eine NUTS-3-Region betreffen
l	(dl)	Index für die Arten von Leitungen (1: neu H ₂ -Transport, 2: neu H ₂ -Verteil, 3: Umbau H ₂ -Transport, 4: neu CO ₂ -Transport, 5: neu CO ₂ -Verteil, 6: bestehend CH ₄ -Transport (0 oder 1), 7: weiterhin für CH ₄ -Transport genutzt, 8: bestehend CH ₄ -Verteil (immer 1))	s	(dl)	Index für den Bezug von Energie für synthetische Gase über das Stromnetz (1: H ₂ oder 2: CH ₄)
a	(dl)	Index für die Abscheidung von CO ₂ nach unterschiedlichen Verfahren (1: Industrieabgasen, 2: Umgebungsluft)	e	(dl)	Index für die Energieform, bzw. CO ₂ (1: Elektrizität, 2: H ₂ , 3: CH ₄ oder 4: äquivalente Energieform CO ₂)
u	(dl)	Index für die Umwandlung u (1: Elektrolyse, 2: Methanisierung, 3: kombinierte Elektrolyse und Methanisierung)			

Entscheidungsvariablen

Tabelle 8-2: Entscheidungsvariablen

$L_{1-5,i,j}$, $L_{7,i,j}$	()	Binär	Leitung des Typs l von zwischen NUTS-3-Regionen i und j	$\dot{E}_{s,k}$	(MWh/a)	Nicht negativ	Nutzung von mit Energie aus dem Stromnetz produzierten synthetischem Gas s in der NUTS-3-Region k
$\dot{m}_{a,k}$	(t/a)	Nicht negativ	Jährliche Abscheidung von CO ₂ aus Quelle a in der NUTS-3-Region k	$\dot{E}_{e,k}$	(MWh/a)	-	Ein- oder Austritt von Energieform, oder CO ₂ e aus Modell in der NUTS-3-Region k
$P_{u,k}$	(MWh/a)	Nicht negativ	Installierte jährliche Umwandlungskapazität der Umwandlung u in der NUTS-3-Region k				

Eingangsparameter

Tabelle 8-3: Finanzielle Eingangsparameter

Abschreibungszeitraum	(a)	50	/DENA-13 18/	Zinssatz	(%)	6,91	/DENA-13 18/
Jährliche Betriebskosten als Anteil der Investitionen	(%)	5	/JLF-04 12/	Stromnetzentgelte für Industriebetriebe	(€/MWh)	20	/BNETZA-13 19/, /DENA-13 18/

Tabelle 8-4: Diverse Eingangsparameter

$L_{6,i,j}$	()	0 oder 1	/ENTSO-01 17/, eigene Anpassung	$L_{8,i,j}$	()	1	Annahme eines vollständig ausgebauten Erdgasnetzes nach /UBA-27 19/
$d_{i,j}$	(km)	variabel	/BKG-01 16/, eigene Berechnungen	uw	()	1,24	/BERE-01 83/
$k_{s=1}$	(€*a/MWh)	≈ 388	Eigene Berechnungen	$k_{s=2}$	(€*a/MWh)	≈ 398	Eigene Berechnungen
$k_{a=1}$	(€*a/t)	2030: ≈ 1 999 2040: ≈ 1 507 2050: ≈ 1 313	Eigene Berechnungen	$k_{a=2}$	(€*a/t)	2030: ≈ 2 686 2040: ≈ 1 940 2050: ≈ 1 492	Eigene Berechnungen
$\dot{P}_{e,k}^{bed}$	(MWh/a)	variabel	s. Kapitel 0	$\dot{P}_{1,k}^{Ang}$	(MWh/a)	variabel	s. Kapitel 0
$\dot{m}_{a,k}^{Ang}$	(t/a)	variabel	s. Kapitel 0	v	(MWh/t)	≈ 5,6	Eigene Berechnungen

Wenn nicht ausdrücklich in Tabelle 8-5 angegeben, dann entspricht die im Modell angenommene Übertragungskapazität dem Wert 0 MWh/a. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn eine Leitung nicht für das Gas geeignet ist.

Tabelle 8-5: Kapazitäten verschiedener Leitungstypen

$C_{1,2,i,j}$	(MWh/a)	19 400 000	s. Kapitel 0	$C_{2,2,i,j}$	(MWh/a)	4 500 000	s. Kapitel 0
$C_{3,2,i,j}$	(MWh/a)	4 000 000 – 178 000 000	/ENTSO-01 17/, Umrechnung der Kapazität von Methan zu Wasserstoff nach Verhältnis der Energiedichten	$C_{4,4,i,j}$	(MWh/a)	15 200 000	Eigene Berechnungen, s. Kapitel 0
$C_{5,4,i,j}$	(MWh/a)	3 500 000	Eigene Berechnungen, s. Kapitel 0	$C_{6,3,i,j}$	(MWh/a)	13 000 000 – 548 000 000	/ENTSO-01 17/
$C_{7,3,i,j}$	(MWh/a)	13 000 000 – 548 000 000	/ENTSO-01 17/	$C_{8,3,i,j}$	(MWh/a)	3 500 000	Ausreichend groß, um ausgebautes Erdgasnetz abzubilden

Wenn nicht ausdrücklich in Tabelle 8-6 angegeben, entspricht der im Modell angenommene Parameter für den als Wirkungsgrad interpretierbaren Vorfaktor der Umwandlung 0. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein Gas oder Elektrizität kein Edukt, bzw. Produkt, einer Umwandlung ist. So entsteht z.B. bei der Elektrolyse kein CO₂.

Tabelle 8-6: Vorfaktoren für Umwandlung

$\eta_{2,1}$	()	0,77	/SPRI-01 17/	$\eta_{3,2}$	()	0,8	/ZSW-03 18/
$\eta_{3,3}$	()	0,75	/SPRI-01 17/				

