# Treibhausbilanz von Wasserstoffherstellung, -einspeisung, -transport und -verteilung

Abschlussbericht



# Impressum

### Abschlussbericht

Treibhausbilanz von Wasserstoffherstellung, -einspeisung, -transport und -verteilung

# Erstellt im Auftrag von

Gaswirtschaftlicher Beirat

Dr.-Ing. Jörg Nitzsche Halsbrücker Straße 34 D-09599 Freiberg

T +49 (0) 3731 4195-331 F +49 (0) 3731-4195-319

joerg.nitzsche@dbi-gruppe.de www.dbi-gruppe.de

# Durchführung

### Projektleitung

Charlotte Große, M.Sc. charlotte.grosse@dbi-gruppe.de T +49 341 2457-149

### Kontakt

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Karl-Heine-Straße 109/111 D-04229 Leipzig www.dbi-gruppe.de

# Autoren

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Charlotte Große, Jenny Sammüller

# Laufzeit

01.04.2021 bis 31.10.2021

# Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Arbeit war es, mit Hilfe einer Carbon Footprint Berechnung aufzeigen, welche Klimawirkung die Herstellung und Verteilung von Wasserstoff bzw. eines Wasserstoff-Erdgas-Gemisches aufweist. Dazu wurde der CF anhand verschiedener Herstellungsszenarien mithilfe einer LCA-Software (GaBi) ermittelt. Das Gesamtsystem von der Erdgasförderung bis zur beispielhaften Nutzung als vollständige Verbrennung wurde berücksichtigt, inklusive der Emissionen des Betriebes sowie der Infrastrukturemissionen, also der Emissionen, die bei der Herstellung, dem Transport, der Installation, Demontage, Abtransport und Recycling der Anlagen anfallen.

Es erfolgte die Betrachtung der Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse, Pyrolyse im Wanderbett und Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und Speicherung (CCS), jeweils mit erneuerbarem Strom aus Windenergie sowie dem aktuellen Strommix aus dem Stromnetz. Die Verteilung von Erdgas-Wasserstoffgemischen mit 10 und 20 Vol.-% Wasserstoff sowie von 100 Vol.-% Wasserstoff wurde betrachtet. Darüber hinaus erfolgte die Bewertung der Klimawirkung von Wasserstoff.

#### Ergebnis der spezifischen Betrachtung des Carbon Footprint

Der niedrigste CF trat mit 5.388 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) bei der Elektrolyse auf, gefolgt von der Dampfreformierung mit CCS mit 17.599 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>), jeweils mit 100 Vol.-% Wasserstoff und Strom aus erneuerbaren Energien. Beim Einsatz von Strom des aktuellen Strommix hatte die Dampfreformierung mit CCS mit 20.980 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) gefolgt von der Pyrolyse mit 36.934 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) den niedrigsten CF, jeweils mit 100 Vol.-% Wasserstoff. Der Einsatz der Elektrolyse mit der Nutzung des aktuellen Strommix hatte den mit Abstand höchsten CF mit 239.667 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>), welcher den CF der Erdgasreferenz mit 62.918 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) deutlich überstieg. Generell zeigten die Szenarien mit 10 und 20 Vol.-% Wasserstoff gegenüber der Erdgasreferenz nur geringe Reduktionen bis minimal 54.752 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) im Fall der Dampfreformierung mit CCS und 20 Vol.-% Wasserstoff oder einen leichten Abstieg bis maximal 70.134 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) im Fall der Elektrolyse mit 20 Vol.-% Wasserstoff, jeweils mit aktuellem Strommix. Dies ist darin begründet, dass der größte Emittent dieser Szenarien die Nutzung von Erdgas ist. Abbildung 1 stellt die prozentualen Abweichungen der einzelnen Szenarien von der Erdgas Referenz dar.



Abbildung 1: Prozentuale Abweichung der Szenarien von der Erdgasreferenz

Zusammenfassend ergeben sich die folgenden Haupterkenntnisse:

- 1. Bei Verwendung des aktuellen Strommixes, lassen sich nur mit 100 Vol.-% H<sub>2</sub> signifikante Emissionseinsparungen erzielen, mit 10 Vol.% H<sub>2</sub> ergeben sich vergleichbare Emissionen bis geringfügige Einsparungen, mit 20 Vol.% H<sub>2</sub> leichte Einsparungen (jeweils ausgenommen Elektrolyse, siehe Punkt 2).
- 2. Erfolgt die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse mit aktuellem Strommix, lässt sich selbst bei 100 Vol.-% H<sub>2</sub> keine Einsparung erzielen. Grund ist der hohe Strombedarf des Verfahrens und die mit dem Strom verbundenen Vorkettenemissionen.
- 3. Bei Verwendung von 100 Vol.-% H<sub>2</sub> und grünem Strom (Windstrom) erzielen alle Szenarien eine deutliche Emissionsreduktion gegenüber dem Referenzszenario (100% Erdgas) und auch gegenüber den Szenarien, die den aktuellen Strommix nutzen. Die höchsten Einsparungen erzielt dann die Elektrolyse, gefolgt von SMR+CCS und Pyrolyse.
- 4. Wenn grüner Strom nicht zur Verfügung steht, sollte SMR+CCS zur Wasserstoffherstellung genutzt werden, wenn CCS jedoch nicht erlaubt ist, stellt die Pyrolyse ein geeignetes Verfahren zur Emissionsreduktion dar.
- 5. Die Infrastrukturemissionen hatten nur einen geringfügigen Einfluss auf den CF, im Fall der Pyrolyse stieg der CF mit Berücksichtigung der Infrastrukturemissionen um 2,3 %.

### Klimawirkung des Wasserstoffs

Mit der Berechnung der Klimawirkung von Wasserstoff sind hohe Unsicherheiten verbunden, die aktuellste Studie zu diesem Thema geht von einem GWP<sub>100</sub>-Wert<sup>1</sup> für Wasserstoff von 5 ± 1 aus. Die Berücksichtigung einer Klimawirkung von Wasserstoff von 5 kam bei 100 Vol.-% Wasserstoff mit der Wasserstoffherstellung mit Pyrolyse und Strom aus dem Strommix zu einem CF von 36.935 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>), welches nur eine geringfügige Steigerung (0,0027 %) zum Szenario ohne Berücksichtigung der Klimawirkung von Wasserstoff mit 36.934 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) darstellt.

#### Verringerung der Vorwärmleistung bei Zugabe von Wasserstoff

Ein interessanter Nebenaspekt des Projekts war die Verringerung der Vorwärmleistung bei Zugabe von Wasserstoff, welche für die CF Abschätzung berechnet wurde. Es ergab sich eine Reduzierung der Vorwärmeleistung mit 10 Vol.-% Wasserstoff um 3,12 % und mit 20 Vol.-% Wasserstoff um 6,75 %.

Die Einspeisung von Wasserstoff kann damit eine wirksame Maßnahme zur Senkung von Treibhausemissionen darstellen, ist aber abhängig von der Herstellung des Wasserstoffs.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Global Warming Potential über 100 Jahre

# Inhalt

Zu	samme	nfassung	2
Ab	bildung	sverzeichnis	5
Tal	bellenv	erzeichnis	6
Fo	rmelzei	chen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	7
1	Einleit	tung	7
2	Berec transp	hnung des Carbon Footprints der Wasserstoffherstellung, -einspeisung, - ort und -verteilung	8
	2.1. 2.1.1	Ziel und Untersuchungsrahmen Ziel der Studie	8 8
	2.1.2	Definition des Produktsystems, der Funktionellen Einheit und der Systemgrenze	8
	2.1.3	Definition der Wasserstoffherstellungsverfahren (Systemgrenze)	14
	2.1.4	Wirkungskategorien, Wirkungsabschätzung und Methoden zur Auswertung	14
	2.1.5	Software und Datenbank	15
	2.1.6	Annahmen und Einschränkungen	16
	2.1.7	Anforderungen an die Daten und die Datenqualität	16
	2.2	Sachbilanz	17
	2.2.1	Standard-Emissionsfaktoren	18
	2.2.2	Erdgas-Versorgungsstruktur	19
	2.2.3	Erdgas in Deutschland	19
	2.2.4	Liefer- und Transitländer	21
	2.2.5	Wasserstoffherstellung	21
	2.2.6	Verteilung von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgasgemischen in Deutschland	23
	2.2.7	Verbrennung beim Endkunden	25
	2.2.8	Daten zur Infrastruktur	25
	2.2.9	Modellierung in GaBi	28
	2.2.10	Ergebnisberechnung	30
	2.3	Wirkungsabschätzung	32
	2.4	Auswertung	34
	2.4.1	Bewertung der Datenqualität	34
	2.4.2	Haupterkenntnisse und Interpretation der Ergebnisse	35
Lite	eratur		38
An	hang		41

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Prozentuale Abweichung der Szenarien von der Erdgasreferenz	2
Abbildung 2:	Produktsystem, eigene Darstellung DBI	10
Abbildung 3:	System "Erdgastransportwege nach Deutschland", eigene Darstellung DBI	11
Abbildung 4:	Erdgasversorgungsmix in Deutschland im Jahr 2018 [28–30]	19
Abbildung 5:	GaBi Model des Systems "Wasserstoff und Erdgas verteilt in Deutschland" Diagramm)	(Sankey 29
Abbildung 6:	Prozentuale Abweichung der Szenarien von der Erdgasreferenz	35
Abbildung 7:	Carbon Footprint von Wasserstoff, Wasserstoff-Erdgas-Gemisch sowie Erdgas v Deutschland 2018 in [g $CO_2e/GJ$ ]	verteilt in 36

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Elemente innerhalb und außerhalb der Systemgrenzen dieser Studie 12
Tabelle 2:	Untersuchte Szenarien 13
Tabelle 3:	Wirkungskategorie, Methode und Modell der Wirkungsabschätzung, und Indikator der Wirkungskategorie 14
Tabelle 4:	GWP-Werte des AR4 und AR5 15
Tabelle 5:	Emissionsfaktoren für Verbrennungsmaschinen [g/GJ Brennstoffverbrauch] [25] 18
Tabelle 6:	Modell-Eingangsdaten für die in Deutschland stattfindenden Wertschöpfungsschritte 20
Tabelle 7:	Druck und Temperatur verschiedener Wasserstoffherstellungsprozesse und -verfahren entsprechend der Berechnung des DBIs 22
Tabelle 8:	Input- and Outputflüsse der Pyrolyse, Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung und der Elektrolyse einer mittelgroßen Anlage mit der Herstellung Nahe beim Endkunden 22
Tabelle 9:	Input- and Outputflüsse der Kohlendioxidabscheidung, -transport und -speicherung 23
Tabelle 10:	Annahmen zur Vorwärmung von Erdgas und reinem Wasserstoff 24
Tabelle 11:	Modell-Eingangsdaten für die Verteilung eines 10 Vol% 20 Vol% und 100 Vol% Wasserstoff-Erdgasgemisches in Deutschland 24
Tabelle 12:	CO <sub>2</sub> -äquivalente Emissionen der Verbrennung des Gases beim Endkunden 25
Tabelle 13:	Daten zur Berechnung der Infrastruktur des Verteilnetzes26
Tabelle 14:	Inputdaten der Infrastruktur CCS 27
Tabelle 15:	Inputdaten der Infrastruktur CCS (Fortsetzung) 28
Tabelle 16:	THG-Emissionen von Wasserstoff verteilt in Deutschland 2018 in [g/GJ], Szenario (1) bis (6) 30
Tabelle 17:	THG-Emissionen von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgas-Gemisch, verteilt in Deutschland 2018 in [g/GJ], Szenario (7) bis (21) 31
Tabelle 18:	THG-Emissionen von Wasserstoff-Erdgas-Gemisch verteilt in Deutschland 2018 in [g/GJ],Szenario (22) und (23) sowie Erdgas (Referenz)32
Tabelle 19:	Carbon Footprint von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgas-Gemisch, verteilt in Deutschland 2018 in [g CO <sub>2</sub> e/GJ], Szenario (1) bis (21) 33
Tabelle 20:	Carbon Footprint von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgas-Gemisch, verteilt in Deutschland 2018 in [g CO <sub>2</sub> e/GJ], Szenario (22) und (23) sowie Erdgas (Referenz) 34

# Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

CCS:	Kohlendioxidabscheidung und Speicherung (carbon capture and storage)
CF:	Carbon Footprint
CH4:	Methan
CO <sub>2</sub> :	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> e:	CO <sub>2</sub> -Äquivalente
EF:	Emissionsfaktor
EoL:	Lebensende (End-of-Life)
GDR(M)A:	Gas-Druckregel- und Messanlagen
GG:	Graugussrohr
GGG:	Duktiles Gussrohr
GWP <sub>100</sub> :	Treibhauspotential (global warming potential) über einen Zeitraum von 100 Jahren
Hi:	unterer Heizwert
JT:	Joule-Thomson
LCA:	Life Cycle Assessment
LNG:	Flüssiges Erdgas (liquid natural gas)
MEA:	Monoethanolamin
NIR:	Nationaler Inventarbericht zu Treibhausemissionen
PE:	Polyethylen
PEM:	Polymermembranelektrolyse
SMR:	Dampfreformierung (steam methane reforming)
THG:	Treibhausgas
UGS:	Untergrundspeicher
UBA:	Umweltbundesamt
VNB:	Verteilnetzbetreiber

# 1 Einleitung

Im Oktober 2020 veröffentlichte die Europäischen Kommission die EU-Methanstrategie [1]. Ihr Ziel ist es, die Methanemissionen der EU bis 2030 um 35-37 % gegenüber dem Stand von 2005 senken. Weiterhin soll die Bestimmung und Verifizierung von Methanemissionen verbessert werden sowie eine Berichterstattung auf Basis der "Oil and Gas Methane Partnership" (OGMP 2.0 Framework) verpflichtend werden [2]. Vor allem im Sektor Energie wird Potenzial gesehen, Methanemissionen kosteneffizient zu senken. Erste Gesetzesvorlagen sollen im Dezember 2021 erfolgen.

Des Weiteren haben die Europäische Union und die USA im September 2021 den "Global Methane Pledge" bekannt gegeben, eine Initiative, die beim COP26 in Glasgow starten wird. Deren Ziel ist es, den globalen Methanausstoß um mindestens 30 % bis 2030 zu senken (basierend auf dem Jahr 2020), um so die globale Erwärmung bis 2050 um 0,2 °C zu reduzieren [3]. Damit geht die Initiative nicht so weit wie die EU in ihrer Methanstrategie, bezieht aber mehr Akteure mit ein.

Vor diesem Hintergrund gewinnen Lebenszyklusanalysen (Life Cycle Assessment, LCA) zunehmend an Bedeutung. Für Gasnetzbetreiber ist besonders der Carbon Footprint (CF, dt.: Kohlenstofffußabdruck) von Interesse, welcher die Summe der Treibhausgasemissionen in einem Produktsystem darstellt. Der CF wird in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten ausgedrückt und basiert auf einer Ökobilanz. Er verwendet als einzige Wirkungskategorie den Klimawandel [4, S. 16] und ist damit ein geeignetes Maß für die Auswirkungen des Betriebs von Gasinfrastrukturen auf das Klima.

Im GWB-Projekt "Carbon Footprint von Erdgas – Welchen Anteil tragen die deutschen Gasnetze?" (nachfolgend als Vorgängerprojekt bezeichnet) wurde bereits ein Einblick gegeben, wie Erdgas im deutschen Gasverteilnetz hinsichtlich der Auswirkungen auf das Klima zu bewerten ist.

Das vorliegende Projekt geht einen Schritt weiter und soll aufzeigen, wie sich die Herstellung und Verteilung von Wasserstoff bzw. eines Wasserstoff-Erdgas-Gemisches auf den CF auswirkt. Dabei wird dargelegt, welche Szenarien zur Senkung der Klimawirksamkeit unternommen werden können und welche nicht geeignet sind. Im Gegensatz zum Vorgängerprojekt wird hierbei auch die Nutzung des Gases beim Endverbraucher berücksichtigt.

Dazu wird der CF anhand verschiedener Herstellungsszenarien mithilfe einer LCA-Software (GaBi) ermittelt. Es erfolgt die Betrachtung der Wasserstoffherstellung mittels Polymermembran-Elektrolyse, Pyrolyse im Wanderbett und Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und Speicherung (CCS), jeweils mit erneuerbarem Strom aus Windenergie sowie dem aktuellen Strommix aus dem Stromnetz. Die Verteilung von 10 und 20 Vol.-% Wasserstoff mit 90 und 80 Vol.-% Erdgas sowie von 100 Vol.-% Wasserstoff wird betrachtet.

# 2 Berechnung des Carbon Footprints der Wasserstoffherstellung, -einspeisung, -transport und -verteilung

Im Vorgängerprojekt wurden die Grundlagen zur Carbon Footprint Berechnung bereits erläutert [5, S. 8-12]. Daher wird im vorliegenden Bericht gezielt das Produktsystem "Wasserstoffherstellung, -einspeisung, -transport und -verteilung" beschrieben.

# 2.1. Ziel und Untersuchungsrahmen

# 2.1.1 Ziel der Studie

Ziel dieser Studie ist es, den Kohlenstoff-Fußabdruck (engl. Carbon Footprint, CF) der Wasserherstellung, -einspeisung, des -transports und der -verteilung mit Hilfe der Life-Cycle-Assessment (LCA)-Software GaBi zu bestimmen. Dabei soll Wasserstoff (H<sub>2</sub>) aus drei verschiedenen Herstellungsverfahren (Pyrolyse, Elektrolyse, Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (SMR+CCS)) sowie verschiedene Beimischungen von H<sub>2</sub> (10, 20 und 100 Vol.-%) untersucht werden. Es erfolgt der Vergleich mit Erdgas als Referenz von der Förderung im Herkunftsland bis zur Verteilung und beispielhaften Nutzung als vollständige Verbrennung in Deutschland. Darüber hinaus soll auch das Treibhauspotenzial (GWP<sub>100</sub>) von H<sub>2</sub> dargestellt und dessen Klimawirkung im Vergleich zu Erdgas bewertet werden.

Dadurch wird ein CF ermittelt, der auf aktuellen und den besten öffentlich verfügbaren Daten basiert. Die Ermittlung des CF erfolgt unter Beachtung der DIN EN ISO 14040 [6] bzw. der Norm DIN EN ISO 14067 [4].

Weiterhin soll mit dieser Untersuchung Netzbetreibern ein Überblick über die Ermittlung des CF von Wasserstoff und dessen Einspeisung ins Erdgasnetz gegeben werden. Dadurch können sie einschätzen, unter welchen Bedingungen die Einspeisung von Wasserstoff geeignet ist, um Emissionsminderungen zu erreichen und zukünftige Anforderungen im Bereich der Emissionsberichterstattung zu erfüllen.

# 2.1.2 Definition des Produktsystems, der Funktionellen Einheit und der Systemgrenze

Das Produktsystem wird an dieser Stelle grundlegend erläutert, um darzustellen, welche Elemente in den nachfolgenden Berechnungen enthalten sind und welche ausgeschlossen sind. Im vorliegenden Bericht besteht das Produktsystem aus den einzelnen Lebenswegabschnitten (bzw. Stufen der Wertschöpfungskette) von Erdgas und Wasserstoff. Die folgende Beschreibung wurde, wenn nicht anders gekennzeichnet, aus [7] entnommen.

### Erdgasförderung

Erdgas kann in Verbindung mit Erdöl auftreten oder es liegt eine reine Gaslagerstätte vor. Wird im Zuge einer Erkundungsbohrung ein Erdgasvorkommen gefunden, wird eine Produktionsbohrung durchgeführt, welche die Förderung von Erdgas ermöglicht. Die Förderung ist unterschiedlich aufwendig, je nachdem ob es sich um konventionelles Erdgas oder unkonventionelles Erdgas (z.B. Schiefergas) handelt und ob die Lagerstätte an Land (onshore) oder im Meer (offshore) liegt.

### Erdgasaufbereitung

Das geförderte Erdgas besteht aus verschiedensten Bestandteilen (Methan, Propan, Butan, CO<sub>2</sub>, Schwefelwasserstoff, Wasser, u.a.). Einige dieser Bestandteile (insbesondere Wasser und Schwefelwasserstoff) müssen entfernt werden, damit keine operativen Probleme entstehen (z.B. die Degradation von Erdgasleitungen) [8]. Andere Bestandteile (insbesondere CO<sub>2</sub>) werden entfernt, um einen bestimmten Brennwert des Gases einzustellen, der für das Funktionieren der Endgeräte sowie weiterer Verwendungspfade von Bedeutung ist. Die Gasaufbereitung erfolgt unter Anwendung verschiedener Prozesse, wie z.B. Trocknung und Abtrennung von Kondensaten.

#### **Erdgastransport**

Der Transport von Erdgas, von der Produktionsstätte bis auf die regionale Ebene, kann über Hoch-druckrohrleitungen oder in verflüssigter Form als LNG (liquefied natural gas) erfolgen. Da der Druck des Gases beim Pipelinetransport durch Reibung entlang der Leitung kontinuierlich abnimmt, befinden sich an den Transportleitungen i.d.R. Verdichterstationen im Abstand von ca. 100 bis 150 km, um den Druck wieder anzuheben.

#### Erdgasspeicherung

Zum Ausgleich saisonaler Schwankungen oder von temporären Spitzenlasten kann Erdgas in sog. Untergrundgasspeichern (UGS) zwischengespeichert werden. Es dominieren zwei Typen von UGS: die Porenspeicher und die Kavernenspeicher. Im Fall von Porenspeichern (ehemalige Erdgaslagerstätten oder Aquifere) wird Erdgas in den Poren eines porösen Gesteins gespeichert, welches von einem Deckgestein so umschlossen ist, dass das Erdgas nicht entweichen kann. Bei Kavernenspeichern befindet sich das Erdgas in einem abgeschlossenen Hohlraum im Salzgestein. Neben den UGS gibt es auch Obertagespeicher.

#### Wasserstoffherstellung mit thermischer Pyrolyse im Wanderbett nach BASF

Bei der Pyrolyse erfolgt die Spaltung von Methan als endotherme Reaktion unter hohen Temperaturen in Wasserstoff und festen Kohlenstoff (Pyrolyse-Kohlenstoff oder Thermalruß genannt). Erdgas wird als Betriebsstoff verwendet. Es gibt unterschiedliche Arten der Pyrolyse, die sich vor allem in ihrem Reaktordesign voneinander unterscheiden, wie in [9] erläutert. In diesem Bericht wird allein die thermische Pyrolyse im Wanderbett nach BASF (im Folgenden Pyrolyse genannt) beispielhaft betrachtet. Dabei kommt ein Reaktor mit Kohlenstoffgranulat im Wanderbett zum Einsatz. Dieser basiert auf dem Gegenstromprinzip, um eine vollständige und direkte Wärmeübertragung von Produkten (Wasserstoff, Spülgas und Kohlenstoff) auf das Edukt (Erdgas) zu erreichen [10]. Die Wärmebereitstellung erfolgt im Forschungsprojekt mit Erdgas [10], alternativ ist eine Wärmebereitstellung mit Wasserstoff oder Strom möglich [11].

#### Wasserstoffherstellung mit Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung

Die Dampfreformierung bzw. steam methane reforming (SMR) ist der Stand der Technik in der Wasserstoffherstellung. Erdgas reagiert unter hohen Temperaturen in einem endothermen Prozess zu Wasserstoff und Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>). Anschließend wird die Wasserstoffausbeute im Shift Reaktor weiter erhöht, in dem Kohlenmonooxid mit Wasserdampf zu Wasserstoff und Kohlendioxid reagiert. Danach erfolgt die Wasserstoffaufbereitung [12, S. 2, 13, S. 5].

Das Verfahren kann um eine Kohlenstoffabscheidung und -speicherung bzw. *Carbon Capture and Storage* (CCS) erweitert werden. Dabei wird CO<sub>2</sub> abgeschieden und gespeichert, sodass es nicht in die Atmosphäre gelangt. Dies reduziert die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Gesamtprozesses. Die Entfernung von CO<sub>2</sub> erfolgt entweder vom Wasserstoff, der in die Aufbereitung eingeleitet wird, vom Produktgas, das die Aufbereitung verlässt oder vom Abgas, das den Reaktor der Dampfreformierung verlässt. Anschließend wird das CO<sub>2</sub> gespeichert. Als Speicher dienen spezielle geologische Formatierungen wie Aquifere, nicht abbaubare Kohleschichten oder abgebaute Öl- und Gasreservoire [13].

#### Wasserstoffherstellung mit Polymermembranelektrolyse

Die Elektrolyse ist eine elektro-chemische Reaktion, bei der Wasser mit Hilfe von Elektrizität in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Es gibt unterschiedliche Arten der Elektrolyse, welche in [14, S. 6-10] nachgelesen werden können. Dieser Bericht fokussiert sich auf die Polymermembranelektrolyse (PEM-Elektrolyse).

Dabei sind die Anode und Kathode durch eine Polymermembran getrennt. Wasser reagiert an der Anode zu Sauerstoff, Protonen und Elektronen. Die Protonen und Elektronen gelangen durch die Polymermembran zur Kathode. Dort werden sie zu Wasserstoff reduziert [13, S. 6, 15, S. 16].

#### Verteilung von Erdgas/Wasserstoff/Wasserstoff-Erdgas-Gemischen

Im Gegensatz zu Verdichtern sind Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDR(M)A) für die Druckreduzierung zuständig. Diese sind z.B. bei der Übergabe des Gases zwischen verschiedenen Netzebenen erforderlich. Weitere Aufgaben von GDR(M)A sind die Mengenmessung, die Gasvorwärmung sowie die Odorierung. Im Zuge der Druckreduzierung kühlt sich das Erdgas ab (Joule-Thompson-Effekt), weshalb die Temperatur des Gases vorher in einer Vorwärmanlage erhöht wird. Da Erdgas und Wasserstoff geruchslos sind und ohne die Verwendung eines Geruchsstoffs keine Gasaustritte wahrgenommen werden könnten, erfolgt eine Odorierung des Gases. Auf regionaler und kommunaler Ebene wird das Gas im Hoch-, Mittel- und Niederdrucknetz verteilt und auf diese Weise die Kunden versorgt. Die Verwendung von Erdgas/Wasserstoff/Wasserstoff-Erdgas-Gemischen erfolgt im Wärmemarkt (Wärmeerzeugung für Haushalte, das Gewerbe sowie den Dienstleistungssektor und Prozesswärme in Industriebetrieben), zur Stromerzeugung, zur stofflichen Nutzung z.B. in der Chemieindustrie und in geringem Maße im Transportsektor. Folglich werden neben Kraftwerken, Industrie- und Haushaltskunden auch spezielle Tankstellen mit Erdgas versorgt.



#### Abbildung 2: Produktsystem, eigene Darstellung DBI

Als "Infrastrukturemissionen" werden im Folgenden die Emissionen bezeichnet, die bei der Herstellung der Materialien, deren Transport zum Standort der Anlage und der Installation der Anlage sowie der Betrachtung des Lebensendes der Anlage anfallen. Das Lebensende (EoL, englisch "end-of-life") schließt die Demontage der Anlage, den Abtransport der Materialen und die Abfallentsorgung bzw. das Recycling ein.

Nachfolgend wird als funktionelle Einheit stets ein im Jahr 2018<sup>2</sup> auf regionaler Ebene verteiltes Gigajoule (GJ) Erdgas/Wasserstoff/Wasserstoff-Erdgas-Gemisch (unterer Heizwert, H<sub>i</sub>) betrachtet. Dies umfasst die Versorgung von Endkunden in Städten und Gemeinden als auch der Industrie und partiell von Kraftwerken, die jedoch oft an das Gas-Hochdrucknetz angeschlossen sind und so das Gasverteilnetz nicht in Anspruch nehmen. Die Bereitstellung von Erdgas als Treibstoff z.B. über Erdgastankstellen wird in der funktionellen Einheit nicht betrachtet. Die Nutzung des an den Endkunden gelieferten Gases wird beispielhaft als vollständige Verbrennung betrachtet.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> im Vorgängerprojekt GWB CF 2020 wurde 2017 als Referenzjahr verwendet [5].

Der geografische Fokus der Studie liegt auf Deutschland. Bei den Produzentenländern liegt das Hauptaugenmerkt der Studie auf Russland, Norwegen, den Niederlanden und Deutschland, da diese die größte Bedeutung für die Erdgasversorgung in der betrachteten Verteilregion besitzen. Die betrachteten Transportwege nach Deutschland sind in Abbildung 3 dargestellt.



Abbildung 3: System "Erdgastransportwege nach Deutschland", eigene Darstellung DBI

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Elemente innerhalb der Systemgrenzen dieser Studie. Einige Aspekte werden ausgeschlossen, da die Datenlage für diese Elemente unzureichend ist. Der Einfluss der ausgeschlossenen Elemente wird für das Gesamtergebnis als vernachlässigbar eingeschätzt.

	Eingeschlossene Elemente	Ausgeschlossene Elemente
<b></b>	<ul> <li>Gasverluste (Leckagen, Reparatu- ren, Unfälle)</li> <li>Abfackeln von Erdgas</li> </ul>	<ul> <li>Seismische Erkundung und Erkun- dungsbohrungen</li> <li>Bohrung und Erschließen der Erd- gesquellen</li> </ul>
Forderung	<ul> <li>Energieverbrauch</li> <li>Infrastrukturemissionen (Bau von Plattformen, Transport der Materia- lien, End-of-Life)</li> </ul>	<ul> <li>Zuschlag für Produktionsanlagen, Personenbeförderung, usw.</li> </ul>
Aufbereitung	<ul> <li>Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle)</li> <li>Energieverbrauch</li> <li>O<sub>2</sub>, Wasser und H<sub>2</sub>S Entfernung</li> <li>Infrastrukturemissionen (Bau von Aufbereitungsanlagen, Transport der Materialien, End-of-Life)</li> </ul>	
Transport zur Grenze von Deutschland	<ul> <li>Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle)</li> <li>Energieverbrauch</li> <li>Abfackeln von Erdgas</li> <li>Infrastrukturemissionen (Bau von Pipelines, Transport der Materialien, End-of-Life)</li> </ul>	
Speicherung außerhalb von Deutschland	<ul> <li>Gasverluste (Leckagen, Reparatu- ren, Unfälle)</li> </ul>	<ul><li>Energieverbrauch</li><li>Infrastrukturemissionen</li></ul>
Transport in Deutschland	<ul> <li>Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle)</li> <li>Energieverbrauch</li> <li>Infrastrukturemissionen (Bau von Pipelines, Transport der Materialien, End-of-Life)</li> </ul>	- Abfackeln von Erdgas
Speicherung in Deutschland	<ul> <li>Gasverluste (Leckagen, Reparatu- ren, Unfälle)</li> </ul>	<ul><li>Energieverbrauch</li><li>Infrastrukturemissionen</li></ul>
Pyrolyse	<ul> <li>Energiebedarf Pyrolyse (Wärmebe- reitstellung mit Erdgas)</li> <li>Verbrennung des Spülgases</li> <li>Infrastrukturemissionen (Herstellung der Anlagen, Transport der Materia- lien, End-of-Life)</li> </ul>	- Nutzung des Kohlenstoffs
SMR+CCS	<ul> <li>Energiebedarf SMR, Kohlenstoffab- scheidung, CO<sub>2</sub> Verdichtung, CO<sub>2</sub> Transport, CO<sub>2</sub> Speicherung (Injek- tion)</li> <li>Infrastrukturemissionen (Energie und Materialen der Herstellung SMR, CO<sub>2</sub> Pipeline; Material der Herstellung des CO<sub>2</sub> Abscheiders und der CO<sub>2</sub> Injektionsanlage, Transport der Materialien, End-of- Life)</li> </ul>	<ul> <li>Energiebedarf der Herstellung des CO<sub>2</sub> Abscheiders und der Injektions- anlage</li> <li>End-of-Life Kohlenstoffabscheidung, CO<sub>2</sub> Verdichtung, CO<sub>2</sub> Speicherung</li> </ul>
Elektrolyse	<ul> <li>Energiebedarf Elektrolyse</li> <li>Infrastrukturemissionen (Energie und Materialen der Herstellung der Anlagen, Transport der Materialien, End-of-Life)</li> </ul>	

Tabelle 1: Elemente innerhalb und außerhalb der Systemgrenzen dieser St	tudie
---	-------

#### Treibhausbilanz von Wasserstoffherstellung, -einspeisung, -transport und -verteilung

	Eingeschlossene Elemente	Ausgeschlossene Elemente
Verteilung in Deutschland	<ul> <li>Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle)</li> <li>Energieverbrauch (z.B. für die Vorwärmung)</li> <li>Infrastrukturemissionen (Bau von Pipelines, Transport der Materialien, End-of-Life (Emissionen aus Recycling und Entsorgung))</li> </ul>	<ul> <li>Biogaseinspeiseanlagen</li> <li>Gutschrift aus End-of-Life Betrach- tung aufgrund von Recycling</li> </ul>

In Tabelle 2 sind alle Szenarien aufgeführt, die im Folgenden berechnet und ausgewertet werden. Alle Szenarien mit Szenarien-Nummern im einstelligen Bereich haben einen Wasserstoffanteil von 100 Vol.-%, alle Szenarien mit Nummern im Zehnerbereich haben einen Anteil von 10 Vol.-% Wasserstoff und 90 Vol.-% Erdgas. Alle Szenarien mit Nummern im Zwanzigerbereich haben einen Anteil von 20 Vol.-% Wasserstoff und 80 Vol.-% Erdgas. Beispielsweise erfolgt in den Szenarien 3, 13 und 23 die Wasserstoffherstellung jeweils mit der Elektrolyse, allerdings mit unterschiedlichen Wasserstoffanteilen im Gas.

Szenario Nr.	Wasserstoffherstellungs- verfahren	Anteile der Gase	Weitere Besonderheiten / An- merkungen
Ref.	Keine Wasserstoffherstel- lung	100 Vol% Erdgas	Wie Vorgängerprojekt [5] nur mit Referenzjahr 2018, GaBi Daten- bank mit 2021 Update, zusätz- lich Betrachtung der Gasnutzung
1	Pyrolyse (Strommix)	100 Vol% Wasserstoff	
2	SMR+CCS (Strommix)	100 Vol% Wasserstoff	
3	Elektrolyse (Strommix)	100 Vol% Wasserstoff	
4	Pyrolyse (Windenergie)	100 Vol% Wasserstoff	
5	SMR+CCS (Windenergie)	100 Vol% Wasserstoff	
6	Elektrolyse (Windenergie)	100 Vol% Wasserstoff	
7	Pyrolyse (Strommix)	100 Vol% Wasserstoff	Einschließlich Klimawirkung Wasserstoff
8	Pyrolyse (Strommix)	100 Vol% Wasserstoff	Ohne Infrastrukturemissionen
11	Pyrolyse (Strommix)	10 Vol% Wasserstoff	
12	SMR+CCS (Strommix)	10 Vol% Wasserstoff	
13	Elektrolyse (Strommix)	10 Vol% Wasserstoff	
21	Pyrolyse (Strommix)	20 Vol% Wasserstoff	
22	SMR+CCS (Strommix)	20 Vol% Wasserstoff	
23	Elektrolyse (Strommix)	20 Vol% Wasserstoff	

Tabelle 2: Untersuchte Szenarien

# 2.1.3 Definition der Wasserstoffherstellungsverfahren (Systemgrenze)

Den Verfahren zur Wasserstoffherstellung wird jeweils eine Anlage mittlerer Größe (Herstellung von 10.000 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h)<sup>3</sup> zugrunde gelegt. Die Wasserstoffherstellung befindet sich vor der Einspeisung in das Verteilnetz. Andere Standorte der Wasserstoffherstellung, z.B. am Erdgasfeld oder an der Grenze zu Deutschland, sind aus der Betrachtung ausgeschlossen. Grund dafür ist, dass sich die Carbon Footprints dieser Standorte in einer Masterarbeit als deutlich höher erwiesen. Dies lag insbesondere am höheren Verdichtungsaufwand beim Pipelinetransport von Wasserstoff im Vergleich zu Erdgas, wodurch insgesamt mehr Wasserstoff hergestellt werden musste und einen höheren CF verursachte [11].

Es werden die Verfahren der thermischen Pyrolyse mit Kohlenstoffgranulat im Wanderbett nach BASF mit Wärmebereitstellung mit Erdgas, der Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (SMR+CCS) und die Polymermembranelektrolyse (PEM-Elektrolyse) betrachtet.

# 2.1.4 Wirkungskategorien, Wirkungsabschätzung und Methoden zur Auswertung

Von den einzelnen Lebenswegabschnitten können unterschiedliche Umweltauswirkungen ausgehen. Diese Auswirkungen müssen bei der Wirkungsabschätzung der Schadstoffbewertung berücksichtigt werden. Ziel der Wirkungsabschätzung ist die Untersuchung bestimmter Wirkungskategorien (Umweltauswirkungen der erhobenen Daten). Diese Informationen gehen in die Bewertung ein.

Tabelle 3 fasst die in dieser Studie verwendete Methode und das Modell der Wirkungsabschätzung sowie die Indikator-Einheit zusammen. Gemäß der DIN EN ISO 14067 ist die einzige relevante Wirkungskategorie, bei der Erstellung einer CF-Studie, der Klimawandel [4, S. 16]. Dabei werden die potenziellen Auswirkungen jedes emittierten Treibhausgases (THG) auf die Klimaänderung beurteilt. Dies geschieht durch Umrechnung der ermittelten THG-Emissionen in CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>e), wodurch der Carbon Footprint dargestellt wird [4, S. 20].

Wirkungskategorie	Methode der	Modell der Wirkungsab-	Indikator der Wir-
	Wirkungsabschätzung	schätzung	kungskategorie
Klimawandel inkl. bi- ogener Kohlenstoff und Landnutzungs- änderung	IPCC AR5	GWP <sub>100</sub> -Werte des 5. Sachstandsberichts des Weltklimarates (IPCC) [16]	g CO₂-Äquivalent (gCO₂e)

Tabelle 3: Wirkungskategorie, Methode und Modell der Wirkungsabschätzung, und Indikator der Wirkungskategorie

Um die Wirkung verschiedener THG in einem Wert zu kombinieren, wird die Wirkung von nicht-CO<sub>2</sub> THG relativ zur Wirkung von CO<sub>2</sub> bewertet und diese relative Wirkung aller THG für den CF mit der Einheit "g CO<sub>2</sub>-Äquivalente" addiert. Für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-äquivalenten Menge von Treibhausgasen wird ein Faktor für das relative Treibhauspotenzial (GWP – engl. global warming potential) auf die Treibhausgas-Emissionen angewendet. In dieser Studie werden, wie in der DIN EN ISO 14067 [4, S. 66] gefordert, die Treibhauspotenziale über einen Zeithorizont von 100 Jahren nach Freisetzung (GWP<sub>100</sub>-Werte) eingesetzt.

Infolge des fortschreitenden Wissenstands zum Einfluss der verschiedenen Treibhausgase auf die zu erwartende Erderwärmung änderten sich diese Werte in der Vergangenheit mehrfach. Die für diese Studie verwendeten GWP sind dem fünften Sachstandsbericht (AR5) des Weltklimarats (IPCC – engl. Intergovernmental Panel on Climate Change) entnommen [16, S. 231]. Dieser Sachstandsbericht als Quelle für die verwendeten Treibhauspotenziale gewählt, da er die aktuellste veröffentlichte Berechnungsgrundlage des GWP<sub>100</sub> darstellt.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Dieser Wert wird als Durchschnitt einer Wasserstoffherstellung mittleren Größe angenommen. Zugrunde gelegt sind typische Werte der konventionellen Dampfreformierung, Pyrolyse und Elektrolyse.

Für den sechsten Sachstandsbericht (AR6) liegt bereits ein Entwurf vor.

Im Vorgängerprojekt fand das GWP entsprechend des AR4 Anwendung [5]. In Tabelle 4 werden die GWP-Werte von AR4 und AR5 miteinander verglichen.

	GWP (100 Jahre)	GWP (100 Jahre), inkl. ccfb <sup>4</sup>
Quelle	AR4 [17, S. 212]	AR5 [16, S. 231]
CO <sub>2</sub>	1	1
CH₄	25	36
N <sub>2</sub> O	298	265
CF <sub>4</sub>	7.390	6.630
PFC-116	12.200	11.100
SF <sub>6</sub>	22.800	23.500

Tabelle 4: GWP-Werte des AR4 und AR5

Die Auswertung wird entsprechend den Anforderungen der DIN ISO 14067 Abschnitt 6.6 [4, S. 67] durchgeführt. Sie umfasst:

- Eine Identifizierung der signifikanten Parameter in Übereinstimmung mit der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung
- Eine Beurteilung, die die Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzüberprüfungen berücksichtigt
- Schlussfolgerungen, Einschränkungen und Empfehlungen.

### Einordnung der Klimawirkung des Wasserstoffs

Wasserstoff zählt nicht zu den direkten Treibhausgasen [16, S. 1455]. Jedoch führt Wasserstoff aufgrund von Reaktionen zu erhöhten Methan- und Ozonlasten und damit zu einem erhöhten Strahlungsantrieb. Somit ist Wasserstoff ein indirektes Treibhausgas. Die Berechnung des GWP<sub>100</sub> von Wasserstoff ist mit großen Unsicherheiten verbunden. Der aktuellste GWP<sub>100</sub>-Wert für Wasserstoff beträgt 5 ± 1 [18, S. 9218]. Frühere Studien gingen von einem Wert von 4,3 [19, S. 2] oder 5,8 [20, S. 65] aus. Der neuste Wert hat einen bereinigten Unsicherheitsbereich und verwendet ein alternatives Basismodell mit verbesserten Vorhersagen zur globalen Belastung sowie der Lebensdauer von Methan, Kohlenmonooxid und Ozon [18, S. 9117f]. Daher wird in dieser Studie bei der beispielhaften Berücksichtigung der Klimawirkung von Wasserstoff der GWP<sub>100</sub>-Wert für Wasserstoff von 5 angesetzt.

Da die Wasserstoffherstellung vor der Verteilung erfolgt, ist die Klimawirkung von Wasserstoff lediglich für die Gasverluste der Verteilung von Relevanz.

# 2.1.5 Software und Datenbank

Die Berechnung des Carbon Footprint wird mithilfe eines von DBI erstellten Modells in der Software "GaBi ts", Version 10.5.1.124 des Unternehmens Sphera Solutions GmbH [21] durchgeführt. Hintergrunddaten zu Lebenszyklusemissionen der Stromerzeugung und Dieselbereitstellung, sowie zu Emissionsfaktoren von Gasund Dieselverbrennungsmaschinen, stammen aus den folgenden GaBi-Datenbanken:

- Professional Database 2021.2 [22]
- Extension Database II (Energie) [23]
- Extension Database XIV (Baumaterialien) [24]

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> ccfb = climate carbon feedback

Der Energieverbrauch und die auftretenden Methanemissionen der betrachteten Wertschöpfungsschritte Produktion, Aufbereitung und Transport von Erdgas auf den Hauptlieferrouten von Erdgas nach Deutschland wurden in einem aktuellen Projekt [25] aus Industrie- und Literaturdaten unter anderem für das Jahr 2018 erhoben. Der Abschlussbericht zu diesem Projekt wurde im Januar 2021 veröffentlicht. Informationen zur Datenherkunft und -verwendung werden in Abschnitt 2.2 gegeben. Detaillierte Eingangsdaten für das GaBi-Modell können im Abschlussbericht in [25] nachgelesen werden.

Für den CF der Erdgasverteilnetze in Deutschland, stellten Mitglieder des Gaswirtschaftlichen Beirats der DBI im Vorgängerprojekt freiwillig aktuelle Industriedaten zur Verfügung, welche in aggregierter Form im weiteren Verlauf verwendet werden.

Daten zur Herstellung von Wasserstoff werden aus der GaBi-Datenbank [22, 26] sowie aus Literaturdaten und Berechnungen des DBIs entnommen.

# 2.1.6 Annahmen und Einschränkungen

Alle für die Berechnung des CF getroffenen Annahmen werden an der jeweils relevanten Stelle erläutert.

Die Studie enthält die folgenden Einschränkungen:

- Der Klimawandel wird als einzige Wirkungskategorie betrachtet. Weitere Umweltauswirkungen (z.B. Wasserverbrauch) werden nicht bewertet.
- Der Energiebedarf von GDR(M)A sowie von Gasspeichern auf den Transportrouten und in Deutschland wird aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht in die Berechnungen einbezogen. Diesen Daten wird f
  ür die Studienergebnisse eine geringe Relevanz zugeordnet.
- Der Strommix wurde aus der GaBi-Datenbank [22] entnommen. GaBi enthält einen durchschnittlichen Strommix, der bis 2023 gültig ist.
- Viele Daten zu Energiebedarf und Emissionen sind in den Originalquellen nicht separat f
  ür die Erdgasf
  örderung angegeben, sondern als Zusammenfassung der Öl- und Gasf
  örderung. Um spezifische Daten f
  ür die Gasf
  örderung zu erhalten, wird ggf. eine Allokation nach Energiegehalt vorgenommen.
- Die Nutzung beim Endkunden wird beispielhaft als vollständige Verbrennung berechnet, um die Klimaauswirkungen der Nutzung von Wasserstoff und Erdgas vergleichen zu können.

# 2.1.7 Anforderungen an die Daten und die Datenqualität

Als zentrale Anforderungen an alle Datenquellen gelten Belastbarkeit, Aktualität und Transparenz. Die Datenqualität wird nach den Erfordernissen der DIN EN ISO 14067 [4] durch quantitative als auch qualitative Aspekte beurteilt:

- a) Zeitbezogener Erfassungsbereich: Es sollen möglichst die aktuellen verfügbaren Daten verwendet werden. Als Referenzjahr ist 2018 festgelegt. Das Referenzjahr der aus der GaBi Datenbank verwendeten Hintergrunddaten können ggf. davon abweichen. Es wird darauf geachtet, diese Daten eine zeitliche Gültigkeit haben, welche bis mindestens 2018 geht.
- b) Geographischer Erfassungsbereich: Die Daten sollen dem geographischen Bezug (Deutschland, Niederlande, Norwegen, Russland) entsprechen. Dabei sollen nur die Stränge (Pipelines) berücksichtigt werden, die das Erdgas nach Deutschland liefern (betrifft v.a. Russland).
- c) Technologischer Erfassungsbereich: Die recherchierten Daten sollen soweit möglich aus der Industrie kommen und dementsprechend nicht nur repräsentative Technologien umfassen, sondern alle im Einsatz befindlichen Technologien. Bei Daten zum Wasserstoff wird zusätzlich auf Literaturdaten zurückgegriffen.
- d) Genauigkeit: Es wird eine hohe Genauigkeit der Daten und Berechnungen angestrebt. Dieses Ziel kann erreicht werden, indem die geforderte Vollständigkeit, Repräsentativität, Konsistenz und Reproduzierbarkeit erfüllt wird (siehe nachfolgende Punkte). Weiterhin sollen die genau definierten Systemgrenzen für

eine hohe Genauigkeit sorgen.

- e) Vollständigkeit: Eine vollständige Betrachtung der Lebenswegabschnitte wird angestrebt, welche jedoch Einschränkungen enthält (siehe Abschnitt 2.1.6). Für alle betrachteten Lieferländer und Lebenswegabschnitte soll die Datenbasis vollständig sein. Wenn dies nicht der Fall ist, sind Annahmen zu treffen und zu spezifizieren.
- f) Repräsentativität: Es wird eine hohe Repräsentativität angestrebt. Die verwendeten Daten werden, soweit möglich, mit Daten anderer Quellen auf ihre Repräsentativität hin untersucht.
- g) Konsistenz: Die Ermittlung des CF f
  ür die einzelnen L
  änder soll unter Anwendung einer einheitlichen Methode erfolgen. Die Berechnung der Wasserstoffherstellung erfolgt unter einheitlichen Bedingungen (Anlagengr
  öße, Druck, Temperatur).
- h) Reproduzierbarkeit: Die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse durch einen Dritten soll gewährleistet sein. Aus diesem Grund soll die Ermittlung der Ergebnisse so transparent dargestellt werden, dass sie für Dritte nachvollziehbar sind. Dies wird ermöglicht, indem die Ermittlung des CF detailliert beschrieben wird. Die Eingangsdaten der Erdgasvorkettenemissionen liegen in dem Abschlussbericht der aktuellen Studie "CFNG1.1: Carbon Fooprint von Erdgas 1.1" [25] vor. Einschränkungen dieser Forderung können sich aus der Vertraulichkeit einiger Datensätze ergeben. Die meisten Daten liegen jedoch frei verfügbar vor.
- i) Datenquellen: Die verwendeten Datenquellen sollen im Wesentlichen Primärdaten aus der Industrie, Nationale Energiebilanzen und Nationale Inventarreporte (NIR), welche als Berichterstattung für die Klimarahmenkonvention der vereinten Nationen erstellt werden, sein. Darüber hinaus werden Daten aus der GaBi Datenbank (unter Berücksichtigung ihrer angegebenen Datenqualität) verwendet. Nur dort wo keine anderen Daten zur Verfügung stehen, sollen Literaturdaten genutzt werden.
- j) Unsicherheit der Information: Bei der Abschätzung von THG-Emissionen können, aufgrund des modellhaften Charakters der Abschätzung, generell Unsicherheiten entstehen. Emissionen werden häufig nicht direkt gemessen, sondern durch Berechnungsgleichungen modelliert, wodurch sich der Realität nur angenähert werden kann. Des Weiteren sind nicht immer vollständige Inventare aller Quellen für THG-Emissionen vorhanden.

# 2.2 Sachbilanz

Es wird auf die Industriedaten der Erhebung aus dem Vorgängerprojekt zurückgegriffen [5]. In dieser Studie findet die dort beschriebene Datengrundlage 2 (von den Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellte Daten) Anwendung, nicht aber die Datengrundlage 1 (veröffentlichte Methanemissionen des NIR).

Daten für die Wertschöpfungsschritte Gasförderung, -aufbereitung und -transport wurden im Rahmen eines parallel zur Vorgängerstudie laufenden Projekts [2] erhoben. Der Projektbericht, welcher detaillierte Datentabellen der erhobenen Daten enthält, wurde im Januar 2021 veröffentlicht.

Für die Infrastrukturemissionen des Verteilnetzes werden Daten des Forschungsprojekts [25] verwendet. Für die Wasserstoffherstellung erfolgen Berechnungen des DBIs aus Literaturdaten, zusätzlich werden Daten aus der GaBi Datenbank verwendet.

Teilweise werden die Originaldaten umgerechnet, da sie in den Datenquellen in anderen Einheiten vorliegen, als es für das Modell erforderlich ist. Zur Umrechnung der länderspezifischen Daten werden länderspezifische Gaskennwerte (z.B. Brennwert, Gasdichte) genutzt.

### 2.2.1 Standard-Emissionsfaktoren

Die Verbrennung von Erdgas in vorgelagerten Prozessschritten erfolgt in Gasturbinen und Gasmotoren. Sofern nicht anders angegeben, wurde angenommen, dass ein Anteil von 20 % des Erdgasverbrauchs (H<sub>i</sub>) in Gasmotoren und 80 % des Erdgasverbrauchs in Gasturbinen

in den Schritten "Förderung" und "Aufbereitung" verbrannt wird. Für den Gastransport wurde in den Berechnungen ein Anteil von 95 % Gasturbinen und 5 % Gasmotoren angenommen, mit Ausnahme der russischen Transportwege. Gazprom meldete einen Anteil von 100 % Gasturbinen bei der Bereitstellung von Transportenergie entlang ihrer Transportwege [25]. Die Emissionsfaktoren für die Verbrennung von Erdgas und Diesel sind in Tabelle 5 angegeben. Sie sind die Standardwerte, die in der GaBi-Datenbank für die jeweiligen Prozesse in allen Ländern verwendet werden.

Datensatz GaBi:	Erdgasturbine	Erdgasmotor	Dieselmotor
CO2	56.100	54.394	74.066
со	31,8	216	347
CH <sub>4</sub>	3,30	484	3,30
NOx	125	328	105
N <sub>2</sub> O	1,20	1,16	0,400
NMVOC	0,800	45,7	33,4
PM2,5	2,90	0,0300	19,6
SO <sub>2</sub>	1,30	1,40	140

Tabelle 5: Emissionsfaktoren für Verbrennungsmaschinen [g/GJ Brennstoffverbrauch] [25]

Für das Abfackeln von Erdgas wird der vom Umweltbundesamt (UBA) veröffentlichte Emissionsfaktor von 55,9 tCO<sub>2</sub>/MJ [27, S. 44] verwendet.

Als Hintergrundsystem für die Bereitstellung von Dieselkraftstoff in allen Ländern dient der aggregierte GaBi-Prozess "EU-28: Diesel mix at refinery ts" [21]. Die Kohlenstoffintensität der Stromerzeugung wird durch länderspezifische Strommixe aus der GaBi-Datenbank abgebildet, z.B. als deutscher Strommix "DE: electricity grid mix 1 kV – 60 kV" Zur Berechnung der Infrastrukturemissionen finden weitere Hintergrunddaten zu den verwendeten Materialen und deren Transport Anwendung, z.B. "EU-28: Transport, truck-trailer (40 t total cap., 24.7t payload) (A4)". Alle verwendeten Hintergrunddaten der GaBi Datenbank sind in Anhang 2 einschließlich ihrer Datenqualität und zeitlicher Gültigkeit aufgelistet.

Den in GaBi hinterlegten Hintergrunddaten sind GWP<sub>100</sub>-Werte zugeordnet, welche sich auf das Ergebnis des Carbon Footprints auswirken. Um die Berechnungen zum CF möglichst transparent zu machen, sind in Anhang 3 die GWP<sub>100</sub>-Werte der verwendeten Hintergrunddaten dargestellt. Die Einheiten des GWP<sub>100</sub>-Wertes unterscheiden sich in Abhängigkeit der Referenzgröße des jeweiligen Prozesses.

Zur Elektrolyse und Dampfreformierung finden ebenfalls Hintergrunddaten Anwendung, aber sie sind nicht in Anhang 3 aufgeführt. Dies liegt darin begründet, dass der Strom Input der Elektrolyse sowie der Strom und Erdgasinput der Dampfreformierung durch die DBI Berechnungen ersetzt wird, um die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Verfahren zur Wasserstoffherstellung zu erhöhen, indem dieselben Bedingungen (Anlagengröße, Druck) angenommen werden. Damit ändert sich das GWP<sub>100</sub> der Prozesse, es handelt es sich nicht mehr um hinterlegte Hintergrunddaten.

### 2.2.2 Erdgas-Versorgungsstruktur

Erdgas, das in Deutschland verbraucht wird, stammt aus unterschiedlichen Quellen. Um das in Deutschland verbrauchte Erdgas seinen jeweiligen Erzeugern und damit seinem inkludierten CF zuzuordnen, werden mit Hilfe verschiedener Datenquellen und Validierungen Herkunftsanteile am gesamt konsumierten Erdgas berechnet. Ausgangspunkt für die Berechnung sind die von der Internationalen Energieagentur (IEA) veröffentlichten Importdaten in den "Natural Gas Information 2019" [28, S. II.2-II.45]. Weiterhin werden die von den Produzenten veröffentlichen Daten aus Norwegen [29] und Russland [30] zur Ergänzung und Validierung herangezogen. Länder, die weniger als 2 % des Erdgases für die Pipeline-Gasversorgung in Deutschland produzieren, wurden bei der Berechnung vernachlässigt. Abbildung 8 zeigt den Erdgasversorgungsmix in Deutschland im Jahr 2018.



Abbildung 4: Erdgasversorgungsmix in Deutschland im Jahr 2018 [28-30]

Da die tatsächliche stoffliche Herkunft des Erdgases auf dem europäischen Gasmarkt nicht nur von langfristigen Lieferverträgen, die nicht öffentlich zugänglich sind, sondern auch von kurzfristigen Marktmechanismen wie Swapgeschäften zwischen Erdgashändlern abhängt, sind die Anteile der Gasversorgungsstruktur naturgemäß mit einer moderaten Unsicherheit verbunden.

Die Zusammensetzung, Dichte und Brennwert der verschiedenen Erdgase ist aus [31, S. 30] entnommen.

# 2.2.3 Erdgas in Deutschland

#### Erdgasförderung und -aufbereitung

Die Daten für die Erdgasförderung in Deutschland werden den jährlichen nationalen Energiebilanzen [32] entnommen. Die Energiebilanzen enthalten Informationen über die inländische Erdgasproduktion, das Abfackeln und den Energieverbrauch für die Öl- und Gasförderung. Da sich die vorliegende Studie nicht auf die Öl-, sondern ausschließlich auf die Erdgasförderung konzentriert, ist es notwendig, zur Ermittlung des Anteils der in der Erdgasförderung verbrauchten Energie eine energiegehaltsbezogene Zuordnung vorzunehmen.

Die spezifischen Methanemissionen der Förderung, sowie die Mengen des aus dem Sauergas abgetrennten CO<sub>2</sub> sind den Jahresberichten des Bundesverbandes für Gas, Öl und Geothermie (BVEG) [33] entnommen.

Für den Energiebedarf der Gasproduktion und Gasaufbereitung wurden vom BVEG Werte für eine DBI-Studie im Jahr 2016 [7] zur Verfügung gestellt. Seither liegen keine aktualisierten Daten vor, daher wird im Modell mit den Daten für das Jahr 2014 gerechnet.

#### **Erdgastransport und -speicherung**

Für [7] stellten die deutschen Fernnetzbetreiber (FNB) Daten zur Verfügung, es liegen jedoch keine aktualisierten Daten vor. Für diese Studie wird daher mit den Werten aus dem Jahr 2014 gerechnet.

Gasverluste der Gasspeicherung werden dem Nationalen Treibhausinventar (NIR) des UBA [34] entnommen. Der Energiebedarf der Gasspeicherung wird im NIR nicht veröffentlicht, er wird daher in dieser Studie nicht berücksichtigt, es wird jedoch erwartet, dass er sich geringfügig auf den gesamten CF auswirken wird.

#### Erdgasverteilung

Für die vorliegende Studie wurden Daten zu Methanemissionen und Energieverbräuchen von drei Gasverteilnetzbetreibern (VNB) und einem Fernnetzbetreiber (FNB) im Rahmen des Vorgängerprojekts zur Verfügung gestellt (Datengrundlage 1). Die Daten des FNB werden aufgrund höherer Druckstufen und anderer Rohrleitungsmaterialien als nicht repräsentativ angesehen, sodass nur die Daten der Verteilnetzbetreiber in die Berechnungen Eingang fanden.

Die Eingangsdaten für die in Deutschland stattfindenden Wertschöpfungsschritte sind in Tabelle 6 dargestellt.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Gasförderung			
Erdgas	35,1	kJ/MJ	[32]
Strom	9,60	kJ/MJ	[32]
Diesel	0	kJ/MJ	[32]
Total	44,7	kJ/MJ	-
Verluste	0,0500	kJ/MJ	[33]
Abfackeln	1,66	kJ/MJ	[32]
Gasaufbereitung			
Erdgas	14,4	kJ/MJ	[33]
Strom	0,657	kJ/MJ	[33]
Diesel	0	kJ/MJ	[33]
Total	15,0	kJ/MJ	-
Verluste	0,0260	kJ/MJ	[34]
ausgeblasenes CO <sub>2</sub>	2,70	gCO <sub>2</sub> /MJ	[33]
Gastransport			
Erdgas	8,56E-03	kJ/(MJ*km)	[7]
Strom	1,06E-04	kJ/(MJ*km)	[7]
Diesel	0	kJ/(MJ*km)	[7]
Total	8,66E-03	kJ/(MJ*km)	-
Verluste	0,0580	kJ/MJ	[7]
Leitungslänge	300	km	[35]
Gasspeicherung			
Verluste	0,0620	kJ/MJ	[34]
Gasverteilung			
Erdgas	0,750	kJ/MJ	[36]
Strom	0,0900	kJ/MJ	[36]
Total	0,840	kJ/MJ	-
Verluste	0,0170	kJ/MJ	[36] Wert für 2017

Tabelle 6: Modell-Eingangsdaten für die in Deutschland stattfindenden Wertschöpfungsschritte

### 2.2.4 Liefer- und Transitländer

In diesem Abschnitt wird die Herkunft der Eingangsdaten für die in Abschnitt 2.1.2 genannten Lieferrouten dargestellt. Detaillierte Angaben zu den Daten, der Datenvalidierung und tabellarische Darstellung der Eingangsdaten können in [25] nachgelesen werden.

#### **Die Niederlande**

Die Daten für die Erdgasförderung in den Niederlanden werden den jährlichen nationalen Energiebilanzen für 2017 entnommen [37]. Die Daten zu Gasaufbereitung und -transport entstammen den Jahresberichten des niederländischen Fernnetzbetreibers Gasunie [38]. Die Daten für die Erdgasförderung in den Niederlanden werden den jährlichen nationalen Energiebilanzen für 2017 entnommen [37]. Die Daten zu Gasaufbereitung und -transport entstammen den Jahresberichten des niederländischen Fernnetzbetreibers Gasunie [38].

#### Norwegen

Daten für die norwegische Gasförderung sind öffentlich zugänglich in den Energiebilanzen [39] und dem NIR [40]. Daten für die Gasaufbereitung und den Gastransport wurden vom Betreiber Gassco über ein Datenerfassungsblatt [41] zur Verfügung gestellt. Diese Daten sind für die deutschen Export-Mengen aufbereitet [41].

#### Russland, Belarus und Ukraine

Für das aus Russland stammende Erdgas werden für die drei in Abbildung 3 dargestellten Lieferrouten separat Daten erhoben. Es handelt sich zum einen um den ukrainischen Korridor, den belarussischen Korridor und den Nord Stream Korridor.

Daten zur Gasproduktion und zum Gastransport in Russland wurden vom Betreiber Gazprom [42] mit Hilfe von Datenerfassungsblättern zur Verfügung gestellt. Daten zu Gasverlusten und zum Energieverbrauch für den Gastransport in Belarus sind in den von Gazprom gelieferten Daten für den belarussischen Korridor enthalten.

Daten für den Gastransport in der Ukraine wurden vom Fernleitungsnetzbetreiber der Ukraine (TSOUA) mit Hilfe von Datenerfassungsblättern [43] zur Verfügung gestellt.

# 2.2.5 Wasserstoffherstellung

Die Berechnung aller Mengen an Input- und Outputflüssen zur Herstellung von Wasserstoff erfolgt durch das DBI. Für jedes Verfahren zur Wasserstoffherstellung werden dieselben Rahmenbedingungen vorausgesetzt, um die Vergleichbarkeit der Daten zu gewährleisten. Die zugrunde gelegten Drücke und Temperaturen sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Druck und Temperatur verschiedener Wasserstoffherstellungsprozesse und -verfahren entsprechend der Berechnung des DBIs

	Druck	Temperatur
Einheit	bar	К
Erdgas Input zur Wasserstoffherstellung	> 24,0	n.d.
Pyrolyse	1,50	1073
Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung	22,9	1073
Elektrolyse	20,0	< 373
Hergestellter Wasserstoff zu Aufbereitung	21,0	293
Hergestellter und aufbereiteter Wasserstoff Output	21,0	n.d.

Tabelle 8 stellt die Input- und Outputflüsse der Verfahren Pyrolyse, Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (SMR+CCS) sowie Elektrolyse dar. Zugrunde gelegt sind die in Tabelle 7 definierten Drücke und Temperaturen sowie eine, in Anhang 1 definierte Gaszusammensetzung des Gasmix Deutschlands [25].

Bei der Wasserstoffherstellung entstehen Kohlenmonooxid und Schwefeldioxid als Nebenprodukte. Da diese für die Berechnung des CFs nicht relevant sind, werden sie nicht in der Sachbilanz aufgeführt. Eine Besonderheit der Pyrolyse ist die Herstellung des Pyrolyse-Kohlenstoffs, daher ist dieser in der Sachbilanz aufgeführt, auch wenn er für die CF Berechnung nicht relevant ist. Die Wärmebereitstellung erfolgt bei der Pyrolyse mit Erdgas, da diese einen niedrigeren CF hat als die Wärmebereitstellung mit Strom, solange der verwendete Strommix einen hohen  $GWP_{100}$ -Wert hat [11], welches für den hier verwendeten Strommix der Fall ist. Dennoch entstehen dabei vergleichsweise hohe  $CO_2$ -Emissionen aufgrund der Verbrennung von Erdgas. Als Strom werden die GaBi Prozesse "DE: electricity grid mix 1 kV – 60 kV" und "DE: Electricity from wind power" verwendet.

	Flues	Einhoit	Wert				
	Fluss		Pyrolyse	SMR+CCS	Elektrolyse		
Innut	Erdgas	kJ/MJ H <sub>2</sub>	1.980	1.477	0		
input	Strom	kJ/MJ H <sub>2</sub>	39	24	1.636		
	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	MJ	1	1	1		
Output	Kohlenstoff (C)	g/MJ H <sub>2</sub>	26	0	0		
	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> ) Emissionen	g/MJ H <sub>2</sub>	18	3	0		
	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> ) abgeschieden	g/MJ H <sub>2</sub>	0	80	0		

Tabelle 8:Input- and Outputflüsse der Pyrolyse, Dampfreformierung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung und<br/>der Elektrolyse einer mittelgroßen Anlage mit der Herstellung Nahe beim Endkunden

Der Prozess SMR+CCS bezieht sich auf die Dampfreformierung und CO<sub>2</sub>-Abscheidung vom Abgas aus dem Reaktor. Alle weiteren Prozesse zur CO<sub>2</sub>-Kompression auf Pipelinedruck (120 bar), 50 km Pipelinetransport und Speicherung in einem Untergrundspeicher (UGS) sind in Tabelle 9 dargestellt. Bei der Abscheidung von CO<sub>2</sub> kommt Monoethanolamin (MEA) zum Einsatz. Dabei absorbiert MEA CO<sub>2</sub> vom aus dem Reaktor kommenden Abgas.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle/Anmerkung		
CO <sub>2</sub> Abscheidung					
Monoethanolamin (MEA)	1,60	g MEA/kg CO2 abgeschieden	[44, S. 454] <sup>5</sup>		
CO <sub>2</sub> Verdichtung					
Strom	400	kJel/kg CO2 verdichtet	[44, S. 454]		
Fugitive Emissionen	0,299	g CO <sub>2</sub> /kg CO <sub>2</sub> verdichtet	[44, S. 454]		
CO <sub>2</sub> Pipelinetransport					
Strom	93,6	kJel/kg CO2	[44, S. 454]		
Fugitive Emissionen	0,0370	g CO <sub>2</sub> /kg CO <sub>2</sub> transportiert	[44, S. 454]		
CO <sub>2</sub> Speicherung	CO <sub>2</sub> Speicherung				
Strom	25,2	kJel/kg CO2 gespeichert	[44, S. 454]		

Tabelle 9:	Input- and	Outputflüsse	der	Kohlendioxidabscheidung,	-transport und	-speicherung
------------	------------	--------------	-----	--------------------------	----------------	--------------

# 2.2.6 Verteilung von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgasgemischen in Deutschland

Die Verteilung der Gase Wasserstoff und Erdgas unterscheiden sich anhand ihrer Permeation. Es wird angenommen, dass die Permeation in den Gasverlusten berücksichtigt ist und nur Pipelines aus dem Material Polyethylen (PE) betrifft. Daten aus dem Projekt H<sub>2</sub>-Netz [45] ergeben ausgehend von Erdgas eine um 2,617E-03 kJ/MJ höhere Verlustmenge<sup>6</sup> durch Permeation bei 100 Vol.-% Wasserstoff. Der Strom- und Erdgasbedarf der Verteilung bezieht sich hierbei auf die Vorwärmung des Gases. Diese ist notwendig, da sich Erdgas bei der Drosselung aufgrund des Joule-Thomson-(JT)-Effekts abkühlt. Wasserstoff dagegen hat einen negativen JT-Effekt und erwärmt sich bei der Drosselung. Daher ist bei der Verteilung von 100 Vol.-% keine Vorwärmung notwendig. Bei der Verteilung von 10 bzw. 20 Vol.-% Wasserstoff und 90 bzw. 80 Vol.-% Erdgas reduziert sich der Erdgasbedarf der Vorwärmung im Vergleich zu reinem Erdgas. Für die Berechnung der Verringerung der benötigten Vorwärmeleistung durch Einspeisung von Wasserstoff, werden folgende, in Tabelle 10 dargestellte, beispielhafte Annahmen getroffen. Die Berechnung der Vorwärmung erfolgt entsprechend DVGW G 499 [31, S. 27]. Die genaue Berechnung ist in Anhang 2 dargestellt. Damit ergibt sich eine Reduzierung der Vorwärmeleistung mit 10 Vol.-% Wasserstoff um 3,12 % und mit 20 Vol.-% Wasserstoff um 6,75 %.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Hier wurde nicht der relativ hohe Wert der Studie (2,4 g/kg CO<sub>2</sub>), sondern der niedrigere Wert aus Vergleichsstudien angesetzt, da dieser als nicht realistisch eingeschätzt wird.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Bezogen auf gesamte transportierte Gasmenge, Gasverluste durch Permeation bei Wasserstoff mit dem Anteil an PE verrechnet.

			Wert			
Parameter	Kürzel	Einheit	Erdgas DE Mix 2018	Wasser- stoff	Quelle	
Gasvolumenstrom	$\dot{Q}_n$	[Nm³/h]	5000	5000	Annahme	
Eingangsdruck	$p_{abs,u}$	[bar]	20	20	Annahme	
Ausgangsdruck	$p_{abs,d}$	[bar]	4	4	Annahme	
Gaseintrittstemperatur	$t_u$	[°C]	5	5	Annahme	
Gasaustrittstemperatur	t <sub>,d</sub>	[°C]	10	10	Annahme	
Mittlerer Joule-Thomson-Effekt <sup>7</sup>	$\mu_{JT}$	[K/bar]	0,49	-0,30	[31] <sup>8</sup> [46, S. 2-279]	
Spezifische Wärmekapazität <sup>7</sup>	C <sub>p,m</sub>	[kJ/kg*K]	2,2	14,6	[31, 47]	

Tabelle 10: Annahmen zur Vorwärmung von Erdgas und reinem Wasserstoff

In Abhängigkeit der Anteile im Gasgemisch nach Energie (Hi) ergeben sich die in Tabelle 11 dargestellten Verluste.

Tabelle 11: Modell-Eingangsdaten für die Verteilung eines 10 Vol.-% 20 Vol.-% und 100 Vol.-% Wasserstoff-Erdgasgemisches in Deutschland

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Gasverteilung 100 V	ol% Erdgas		
Erdgas	0,750	kJ/MJ	[36] Wert für 2017
Strom	0,0900	kJ/MJ	[36] Wert für 2017
Total	0,840	kJ/MJ	-
Verluste	0,0170	kJ/MJ	[36] Wert für 2017
Gasverteilung 100 V	ol% Wasserstoff		
Erdgas	0,00	kJ/MJ	DBI Berechnung entsprechend [31, S. 27]
Strom	0,0900	kJ/MJ	[36] Wert für 2017
Total	0,0900	kJ/MJ	-
Verluste	0,0200	kJ/MJ	DBI Berechnung aus [36], Wert für 2017
Gasverteilung 10 Vo	I% Wasserstoff, 90	) Vol% Erdgas	8
Erdgas	0,730	kJ/MJ	DBI Berechnung entsprechend [31, S. 27]
Strom	0,0900	kJ/MJ	[36] Wert für 2017
Total	0,820	kJ/MJ	-
Verluste	0,0170	kJ/MJ	DBI Berechnung aus [36], Wert für 2017
Gasverteilung 20 Vo	I% Wasserstoff, 80	) Vol% Erdgas	5
Erdgas	0,700	kJ/MJ	DBI Berechnung entsprechend [31, S. 27]
Strom	0,0900	kJ/MJ	[36] Wert für 2017
Total	0,790	kJ/MJ	-
Verluste	0,0170	kJ/MJ	DBI Berechnung aus [36], Wert für 2017

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Entsprechend der festgelegten Temperaturen und Drücke

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> Berechnung des Deutschen Gas Mix 2018 aus den in 2.1.2 beschriebenen Anteilen, Werte zum JT-Koeffizient der einzelnen Gase aus [31].

# 2.2.7 Verbrennung beim Endkunden

Die Nutzung von Wasserstoff und Erdgas ist als vollständige Verbrennung modelliert. Bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehen keine der relevanten Treibhausgase gemäß [4]. Die bei der vollständigen Verbrennung entstehenden CO<sub>2</sub>e-Emissionen sind in Tabelle 12 dargestellt.

Verbranntes Medium	Wert	Einheit	Quelle / Anmerkung
100 Vol% Erdgas	56.105	g CO₂e/GJ Erdgas	DBI Berechnung
10 Vol% Wasserstoff, 90 Vol% Erdgas	54.281	g CO2e/GJ Gasgemisch	DBI Berechnung
20 Vol% Wasserstoff, 80 Vol% Erdgas	46.946	g CO2e/GJ Gasgemisch	DBI Berechnung
100 Vol% Wasserstoff	0	g CO2e/GJ Wasserstoff	DBI Berechnung

 Tabelle 12:
 CO<sub>2</sub>-äquivalente Emissionen der Verbrennung des Gases beim Endkunden

### 2.2.8 Daten zur Infrastruktur

Die Daten zur Infrastruktur beziehen sich auf die Materialen und Energie der Herstellung der Anlagen sowie deren Transport zum Anlagenstandort, ihre Installation, Wartung und ihr Lebensende (EoL), also die Demontage, Abtransport und Entsorgung/Recycling. Einige Infrastrukturdaten sind in den Prozessen der Hintergrunddaten der GaBi Software hinterlegt. Diese sind in Anhang 3 zusammengefasst.

Daten zur Infrastruktur der Förderung, Aufbereitung und Transport können in [25] nachgelesen werden. Eine Ausnahme bildet die EoL-Betrachtung, diese erfolgt entsprechend [48, S. 111]. Dabei wird angenommen, dass Metalle und Kunststoffe recycelt und weitere Materialien deponiert werden. Für die EoL Betrachtung kommen GaBi Hintergrunddatensätze zum Einsatz. Es wird vereinfacht angenommen, dass die Demontage der Materialien in den GaBi Hintergrunddaten enthalten ist. Für den EoL-Abtransport der Materialien wird angenommen, dass dieser dem Transport der Materialien vor der Installation und der Inbetriebnahme entsprechen, analog [25]. Da in den gegebenen Datenbanken keine EoL Betrachtungen für alle Erdgasherkunftsländer hinterlegt sind, kommen vereinfacht die deutschen Datensätze (oder andere, vorhanden Datensätze) zum Einsatz, diese sind *DE: Copper (Blank) (EN15804 D) Sphera, DE: Plastic, incineration in MWI incl. credit Sphera, ES: Zinc scrap elZinc - Asturiana de Laminados (D out A5) Sphera-EPD, DE: Inert matter (Construction waste) on landfill Sphera, DE: Recycling potential aluminium sheet Sphera, DE: Recycling potential steel thin sheet (EN15804 D) Sphera. Für Gusseisen ist kein GaBi Datensatz zur EoL Betrachtung hinterlegt, dabei wird auf die Berechnungen aus dem Verteilnetz zurückgegriffen.* 

Die Berechnung der **Infrastruktur des Verteilnetzes** erfolgt entsprechend [45]. Tabelle 13 stellt alle relevanten Daten zur Berechnung dar. Vereinfacht werden unterschiedliche Arten eines Rohrmaterials zu einer Materialart zusammengefasst. Bei unbekannten Materialien wird vereinfacht angenommen, dass sie sich in Polyethylen (PE), Stahl sowie Grauguss- und Gussrohre (GG+GGG) aufteilen und dabei den Anteilen der bekannten Rohrmaterialien entsprechen. Es wird angenommen, dass die Materialien jeweils 100 km transportiert werden. Für die Herstellung und den Transport von GG+GGG finden die GaBi Prozesse *Cast iron component (EN15804 A1-A3)* und *Truck, Euro 5, up to 7.5t gross weight / 2.7t payload capacity* Anwendung. Ihre GWP<sub>100</sub>-Werte sind in Anhang 5 erläutert. Bei der Installation wird angenommen, dass diese als Grabenverlegung erfolgt, um eine konservative Betrachtung zu haben. Andere Installationsarten (z.B. Spülbohren, Erdrakete) haben einen kleineren CF [45]. Im Fall des Verteilnetzes werden bei der End-of-Life Betrachtung die Emissionen berücksichtigt, die bei der Entsorgung oder des Recycling aufgewendet werden. Allerdings werden hier keine bilanziell negativen Emissionen berücksichtigt, die durch die Nutzung des Recyclingprodukts statt der Herstellung eines Neuproduktes anfallen. Diese sind aber bei den EoL-Prozessen der GaBi Datenbank berücksichtigt, welche bei der Förderung, Aufbereitung und Transport verwendet werden. Dadurch kommt es zu einer Unsicherheit, welche als vernachlässigbar klein eingeschätzt wird.

Parameter	Wert	Einheit	Quelle/Anmerkung		
Lebensdauer Verteilnetz	45	а	[45]		
Verteilnetzlänge nach Mater	ialen				
PE	178.447	km	[49] Zusammenfassung aller Kunststoffrohre		
Stahl	102.412	km	[49] Zusammenfassung aller Stahl- rohre		
GG+GGG	6.828	km	[49]		
unbekannt	2.559	km	[49] Annahme: Aufteilung im Ver- hältnis der bekannten Materialien		
Emissionsfaktor (EF) der Herstellung der Verteilnetzmaterialien					
PE	2,62	kg CO <sub>2</sub> e/kg PE	[45]		
Stahl	2,75	kg CO2e/kg Stahl	[45]		
Emissionsfaktor (EF) des Tr	ansports der Pipeli	nematerialien			
PE	0,016	kg CO <sub>2</sub> e/kg PE	[45]		
Stahl	4,96E-03	kg CO2e/kg Stahl	[45]		
Emissionsfaktor (EF) der Ins	stallation / Demonta	age			
PE	5,82	kg CO2e/kg PE	[45]		
Stahl	1,80	kg CO₂e/kg Stahl	[45]		
GG+GGG	0,869	kg CO2e/kg GGG+GG	[45] Annahme: wie Stahl		
Emissionsfaktor (EF) des Le	ebensendes der Pip	eline (EoL)			
PE	6,15	kg CO₂e/kg PE	[45]		
Stahl	1,90	kg CO2e/kg Stahl	[45]		
GGG+GG (Abfallentsor- gung/Recycling)	627	kJ <sub>el</sub> /kg GGG+GG	[45] <sup>9</sup>		
Menge an Material je Pipelin	elänge				
PE	3,18	kg PE/m	[45]		
Stahl	8,70	kg Stahl/m	[45]		
GG+GGG	18,0	kg GGG+GG/m	Annahme aufgrund von Daten aus		

Tabelle 13: Daten zur Berechnung der Infrastruktur des Verteilnetzes

Die **Infrastrukturdaten der Wasserstoffherstellung** einschließlich Herstellung, Wartung und EoL sind in der GaBi Datenbank für die Elektrolyse und Dampfreformierung hinterlegt. Es wird vereinfacht angenommen, dass die Infrastruktur der Pyrolyse der Elektrolyse entspricht.

In Tabelle 14 und Tabelle 15 sind alle weiteren Daten zur Infrastruktur des CCS der Dampfreformierung erläutert. Als Parameter finden die GaBi Prozesse *Ethylene oxide (EO) via air, Ammonia (NH3) without CO2 recovery (carbon dioxide emissions to air), Transport, truck-trailer (40 t total cap., 24.7t payload) (A4), Rail transport incl. fuel, average train, gross tonne weight 1,000t / 726t payload capacity, Steel sections (EN15804 A1-A3), Concrete bricks (EN15804 A1-A3), Copper sheet (A1-A3), Polyethylene, HDPE, granulate, Sand (grain size 0/2) (EN15804 A1-A3) (dried)* und *Bitumen at refinery* Anwendung. Allein beim CO<sub>2</sub>-Transport ist die EoL-

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Demontage: wie Installation; Abtransport GaBi Prozess: *Truck, Euro 5, up to 7.5t gross weight / 2.7t payload capacity*; Recycling/Abfallentsorgung: entspricht Stromverbrauch aus dem Schmelzen des Materials, entsprechend [45].

Betrachtung enthalten. Es wird angenommen, dass CO<sub>2</sub> langfristig gespeichert wird und kein Rückbau der Anlage zur Speicherung erfolgt. Für alle weiteren Prozesse stehen nicht ausreichend Daten zur Verfügung, es wird angenommen, dass diese vernachlässigt werden.

Tabelle 14:	Inputdaten	der	Infrastruktur	CCS
-------------	------------	-----	---------------	-----

Parameter	Wert	Einheit	Quelle/Anmerkung	
CO <sub>2</sub> Abscheidung <sup>10,11</sup>				
Stahl	3,37E-03	g/kg CO2 abgeschieden	[44, S. 465]	
Beton	1,06E-11	kJ/kg CO2 transportiert	[44, S. 465]	
Transport - LKW	1.357	t*km	[44, S. 454]	
Transport - Zug	8.143	t*km	[44, S. 454]	
MEA Herstellung <sup>12</sup>				
Ethylenoxid	816	g/kg MEA	[44, S. 465]	
Ammoniak	788	g/kg MEA	[44, S. 465]	
Strom	0,330	kWh/kg MEA	[44, S. 465]	
Erdgas	2,00	MJ/kg MEA	[44, S. 465]	
Transport - LKW	1,60	tkm/kg MEA	[44, S. 465] <sup>13</sup>	
Transport - Zug	9,63	tkm/kg MEA	[44, S. 465] <sup>13</sup>	
CO <sub>2</sub> Emissionen	26,5	g/kg MEA	[44, S. 465]	
CO <sub>2</sub> Verdichtung <sup>14,11</sup>	-			
Stahl	1,05E-03	g/kg CO2 abgeschieden	[44, S. 465]	
Beton	1,05E-09	m <sup>3</sup> /kg CO <sub>2</sub> verdichtet	[44, S. 465]	
Diesel	0,0320	kJ/kg CO2 verdichtet	[44, S. 465]	
Strom	9,84E-07	kWh/kg CO2 verdichtet	[44, S. 465]	
Kupfer	1,13E-04	g/kg CO2 verdichtet	[44, S. 465]	
Polyethylen	3,23E-04	g/kg CO2 verdichtet	[44, S. 465]	
CO <sub>2</sub> Transport	-			
Sand	1,04	g/kg CO2 transportiert	[44, S. 465]	
Diesel	1,76	kJ/kg CO2 transportiert	[44, S. 465] <u>15</u>	
Stahl	0,13	g/kg CO2 transportiert	[44, S. 465]	
Bitumen	1,23E-03	g/kg CO2 transportiert	[44, S. 465]	
Polyethylen	2,47E-03	g/kg CO2 transportiert	[44, S. 465]	
Transport - LKW	1.630.714	t*km	[44, S. 454] <sup>16</sup>	
Transport - Zug	9.784.286	t*km	[44, S. 454]	
Anteil EoL Abfallentsorgung	50	%	[44, S. 465] <sup><u>17</u></sup>	

<sup>10</sup> Bezogen auf eine Lebenszeit von 30 Jahren

<sup>&</sup>lt;sup>11</sup> Keine Daten zu EoL

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Nicht relevante Input und Outputs z.B. Nitrat-, Ethylenoxid- und Ammoniakemissionen werden vernachlässigt; keine Daten zur Herstellung der MEA-Herstellungsanlage

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Annahme: Transport ist in LKW und Zug aufgeteilt, wie bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Bezogen auf eine Lebenszeit von 20 Jahren

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> Diesel findet bei der Installation Anwendung.

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> In Literatur keine Angabe zum Transportmittel; Annahme wie bei CO<sub>2</sub> Abscheidung.

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> Laut Literatur bleiben 50 % der Materialien im Erdboden und 50 % werden entfernt und entsorgt. Es wird angenommen, dass Demontage, Abtransport und Entsorgung dem von PE und Stahl wie beim Verteilnetz in Tabelle 13 erfolgen. Es wird angenommen, dass so viel Diesel für die Demontage wie für die Installation verwendet wird, der Abtransport wie beim Verteilnetz erfolgt. Zur Abfallentsorgung / Recycling von Sand und Bitumen stehen nicht ausreichend Daten zur Verfügung. Ihr CF wird als vernachlässigbar angenommen.

CO <sub>2</sub> Speicherung (Injektionsanlage)					
Sand	3,25	g/kg CO2 injiziert	[44, S. 465]		
Stahl	0,0540	g/kg CO2 injiziert	[44, S. 465]		
Beton	4,78E-08	m <sup>3</sup> /kg CO <sub>2</sub> injiziert	[44, S. 465]		
Kupfer	1,94E-03	g/kg CO2 injiziert	[44, S. 465]		
Transport - LKW	74.922.800	t*km	[44, S. 465]		

Tabelle 15:	Inputdaten	der	Infrastruktur	CCS	(Fortsetzung	)
-------------	------------	-----	---------------	-----	--------------	---

### 2.2.9 Modellierung in GaBi

GaBi ist eine LCA-Software, die auf Modularität basiert. Das Bilanzsystem wurde in GaBi als Gesamtplan "Wasserstoff und Erdgas verteilt in Deutschland" erstellt. Jeder Plan besteht aus weiteren Plänen und Prozessen. Diese Pläne und Prozesse sind Module, die spezifische Daten für bestimmte Lebenszyklusphasen enthalten. Sie können selbst aus Plänen und Prozessen bestehen, was zu einer hierarchischen Struktur des Systems führt. Die Daten stammen aus der GaBi Professional Database, der Literatur oder der Industrie. Zum Aufbau des Gesamtsystems werden die Module über Stoff- und Energieflüsse miteinander verbunden. In diesem Bilanzsystem werden verschiedene Arten der Wasserstoffherstellung sowie verschiedene Anteile an Wasserstoff und Erdgas betrachtet. Diese werden im selben Gesamtplan als Szenarien modelliert. Innerhalb dieser können den in Prozessen definierten Parametern unterschiedliche Werte zugeordnet werden. Ein solcher Parameter ist beispielsweise der Wasserstoffanteil, im Erdgasreferenzszenario hat dieser den Wert "0" und im Szenario mit 100% Wasserstoff hat dieser den Wert "1". Abbildung 5 stellt den Gesamtplan dar, dabei erfolgt die Wasserstoffherstellung beispielhaft mittels der Pyrolyse mit einem Anteil von 10 Vol.-% Wasserstoff im Gasgemisch.





Abbildung 5: GaBi Model des Systems "Wasserstoff und Erdgas verteilt in Deutschland" (Sankey Diagramm)

# 2.2.10 Ergebnisberechnung

Tabelle 16, Tabelle 17 und Tabelle 18 zeigen die berechneten THG-Mengen aller berücksichtigten Szenarien.

Tabelle 16: THG-Emissionen von Wasserstoff verteilt in Deutschland 2018 in [g/GJ], Szenario (1) bis (6)

	THG Emissionen in [g/GJ Gas (H <sub>i</sub> )]						
Prozessschritt	CO <sub>2</sub>	CH₄	N <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	CH₄	N <sub>2</sub> O	
	Pyrolyse, 1	00 Vol% H <sub>2</sub> (1)	, Strommix	SMR+CCS,	100 Vol% mix (2)	H <sub>2</sub> , Strom-	
Gasproduktion	2.791	10,98	0,0600	2.081	8,19	0,0400	
Gasaufbereitung	392	0,660	0,00	292	0,500	0,00	
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	5.730	89,75	0,120	4.273	66,9	0,0900	
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	332	4,87	0,0100	247	3,63	0,0100	
Wasserstoffherstellung	23.324	8,30	0,260	9.525	32,2	1,39	
Gasverteilung	121	0,0200	0,00	121	0,0200	0,00	
Verbrennung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total	32.691	115	0,450	16.540	111	1,53	
	Elektrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strom- mix (3)			Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Wind- energie (4)			
Gasproduktion	0,00	0,00	0,00	2.791	11,0	0,0600	
Gasaufbereitung	0,00	0,00	0,00	392	0,66	0,00	
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	0,00	0,00	0,00	5.730	89,8	0,120	
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	0,00	0,00	0,00	332	4,87	0,0100	
Wasserstoffherstellung	225.388	322	10,6	18.036	0,750	0,0100	
Gasverteilung	121	0,02	0,00	121	0,0200	0,00	
Verbrennung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total	225.509	322	10,6	27.402	107	0,200	
	SMR+CCS	6, 100 Vol% energie (5)	H <sub>2</sub> , Wind-	Elektrolyse	, 100 Vol% energie (6)	6 H <sub>2</sub> , Wind-	
Gasproduktion	2.081	8,19	0,0400	0,00	0,00	0,00	
Gasaufbereitung	292	0,500	0,00	0,00	0,00	0,00	
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	4.273	66,9	0,0900	0,00	0,00	0,00	
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	247	3,63	0,0100	0,00	0,00	0,00	
Wasserstoffherstellung	6.344	27,6	1,24	4.954	7,56	0,110	
Gasverteilung	121	0,0200	0,00	121	0,0200	0,00	
Verbrennung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Total	13.359	107	1,38	5.075	7,58	0,110	

 Tabelle 17:
 THG-Emissionen von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgas-Gemisch, verteilt in Deutschland 2018 in [g/GJ], Szenario (7) bis (21)

	THG Emissionen in [g/GJ Gas (H <sub>i</sub> )]							
Prozessschritt	CO <sub>2</sub>	CH₄	N <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	CH₄	N <sub>2</sub> O		
	Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strommix			Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strommix				
Cooproduktion	(7), ink	I. H2 Klimaw	o ocoo	(8), ohne Inf		a.		
Gaspiouukion	2.791	0.660	0,0000	2.022	10,9	0,0000		
	392	0,000	0,00	424	0,640	0,00		
bis zur deutschen Grenze	5.730	89,8	0,120	5.427	88,8	0,110		
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	332	4,87	0,0100	294	4,76	0,0100		
Wasserstoffherstellung	23.324	8,30	0,260	22.952	7,72	0,250		
Gasverteilung	122	0,0200	0,00	12,4	0,0200	0,00		
Verbrennung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Total	32.692	115	0,450	31.930	113	0,430		
	Pyrolyse, 10 Vol% H <sub>2</sub> , Strommix (11)		SMR+CCS, 10 Vol% H <sub>2</sub> , mix (12)		H <sub>2</sub> , Strom-			
Gasproduktion	1.454	5,72	0,0300	1.431	5,63	0,0300		
Gasaufbereitung	204	0,350	0,00	201	0,340	0,00		
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	2.986	46,8	0,0600	2.938	46,0200	0,0600		
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	173	2,54	0,00	170	2,50	0,00		
Wasserstoffherstellung	759	0,270	0,0100	310	1,05	0,0500		
Gasverteilung	160	0,620	0,00	160	0,620	0,00		
Verbrennung	54.281	0,00	0,00	54.281	0,00	0,00		
Total	60.018	56,3	0,110	59.492	56,2	0,150		
	Elektrolyse,	10 Vol% H (13)	2, Strommix	Pyrolyse, 2	0 Vol% H <sub>2</sub> (21)	2, Strommix		
Gasproduktion	1.364	5,36	0,0300	1.507	5,93	0,0300		
Gasaufbereitung	192	0,320	0,00	212	0,360	0,00		
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	2.799	43,9	0,0600	3.093	48,5	0,0600		
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	162	2,38	0,00	179	2,63	0,00		
Wasserstoffherstellung	7.332	10,5	0,340	1.641	0,580	0,0200		
Gasverteilung	160	0,620	0,00	157	0,580	0,00		
Verbrennung	54.281	0,00	0,00	46.946	0,00	0,00		
Total	66.290	63,0	0,440	53.734	58,5	0,120		

Tabelle 18:THG-Emissionen von Wasserstoff-Erdgas-Gemisch verteilt in Deutschland 2018 in [g/GJ], Szenario (22)<br/>und (23) sowie Erdgas (Referenz)

	THG Emissionen in [g/GJ Gas (H <sub>i</sub> )]							
Prozessschritt	CO <sub>2</sub>	CH₄	N <sub>2</sub> O	CO <sub>2</sub>	CH₄	N <sub>2</sub> O		
	SMR+CCS	, 20 Vol% H	2, Strommix	Elektrolyse	, 20 Vol%	H <sub>2</sub> , Strom-		
		(22)			mix (23)			
Gasproduktion	1.457	5,73	0,0300	1.310	5,15	0,0300		
Gasaufbereitung	205	0,350	0,00	184	0,310	0,00		
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	2.991	46,8	0,0600	2.690	42,1	0,0600		
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	173	2,54	0,00	156	2,29	0,00		
Wasserstoffherstellung	670	2,26	0,110	15.853	22,7	0,740		
Gasverteilung	157	0,580	0,00	157	0,580	0,00		
Verbrennung	46.946	0,00	0,00	46.946	0,00	0,00		
Total	52.598	58,3	0,210	67.296	73,1	0,830		
	100 Vol.	-% Erdgas (F	Referenz)					
Gasproduktion	1.410	5,54	0,0300					
Gasaufbereitung	198	0,340	0,00					
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	2.893	45,3	0,0600					
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	168	2,46	0,00					
Wasserstoffherstellung	0,00	0,00	0,00					
Gasverteilung	162	0,640	0,00					
Verbrennung	56.105	0,00	0,00					
Total	60.936	54,3	0,100					

# 2.3 Wirkungsabschätzung

Die in Tabelle 16, Tabelle 17 und Tabelle 18 dargestellten Treibhausgase wurden hinsichtlich ihrer Auswirkung auf den Klimawandel bewertet. Dazu fand eine Umrechnung in CO<sub>2</sub>-Äquivalente mithilfe der in Abschnitt 2.1.4 angegebenen Treibhauspotenziale statt. Die für alle Szenarien berechneten Carbon Footprints sind in Tabelle 19 und Tabelle 20 dargestellt. Die Aufteilung der Emissionsquellen bei der Wasserstoffherstellung ist in Anhang 6 aufgeschlüsselt.

Tabelle 19: Carbon Footprint von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgas-Gemisch, verteilt in Deutschland 2018 in [g CO<sub>2</sub>e/GJ], Szenario (1) bis (21)

		Carb	on Footprint in	[g CO2e/GJ Gas	(Hi)]	
Prozessschritt	Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strom- mix (1)	SMR+CCS, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strommix (2)	Elektrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strommix (3)	Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Windenergie (4)	SMR+CCS, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Wind- energie (5)	Elektrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Wind- energie (6)
Gasproduktion	3.202	2.388	0,00	3.202	2.388	0,00
Gasaufbereitung	417	311	0,00	417	311	0,00
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	8.996	6.708	0,00	8.996	6.708	0,00
Gastransport und -speicherung in- nerhalb Deutsch- lands	509	380	0,00	509	380	0,00
Wasserstoffher- stellung	23.687	11.072	239.545	18.067	7.691	5.266
Gasverteilung	122	122	122	122	122	122
Verbrennung	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	36.934	20.980	239.667	31.313	17.599	5.388
Prozessschritt	Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strom- mix (7), inkl. CF H <sub>2</sub>	Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strommix (8), ohne Infra.	Pyrolyse, 10 Vol% H <sub>2</sub> , Strommix (11)	SMR+CCS, 10 Vol% H <sub>2</sub> , Strommix (12)	Elektrolyse, 10 vol.% H <sub>2</sub> , Strom- mix (13)	Pyrolyse, 20 Vol% H <sub>2</sub> , Strom- mix (21)
Gasproduktion	3.202	3.230	1.669	1.642	1.564	1.729
Gasaufbereitung	417	448	217	214	204	225
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	8.996	8.657	4.687	4.613	4.395	4.856
Gastransport und -speicherung in- nerhalb Deutsch- lands	509	466	265	261	249	275
Wasserstoffher- stellung	23.687	23.290	771	360	7.793	1.666
Gasverteilung	123	13,2	182	182	182	178
Verbrennung	0,00	0,00	54.281	54.281	54.281	46.946
Total	36.935	36.105	62.073	61.554	68.669	55.875

	Carbon Footprint in [g CO <sub>2</sub> e/GJ Gas (H <sub>i</sub> )]							
Prozessschritt	SMR+CCS, 20 Vol% H2, Strommix (22)	Elektrolyse, 20 Vol% H2, Strommix (23)	100 Vol% Erdgas (Referenz)					
Gasproduktion	1.671	1.503	1.617					
Gasaufbereitung	218	196	211					
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	4.695	4.223	4.542					
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	266	239	257					
Wasserstoffherstellung	779	16.849	0,00					
Gasverteilung	178	178	186					
Verbrennung	46.946	46.946	56.105					
Total	54.752	70.134	62.918					

Tabelle 20:Carbon Footprint von Wasserstoff und Wasserstoff-Erdgas-Gemisch, verteilt in Deutschland 2018 in [g<br/>CO2e/GJ], Szenario (22) und (23) sowie Erdgas (Referenz)

# 2.4 Auswertung

# 2.4.1 Bewertung der Datenqualität

### Aktualität und Vollständigkeit

Für das Jahr 2018 waren detaillierte Betrachtungen möglich, da die meisten notwendigen Daten zur Verfügung standen. Einige Daten basieren allerdings auf Literaturwerten (vor allem [7, 35]) und gehen daher teilweise bis auf das Jahr 2012 zurück. Hierbei handelt es sich aber um Daten, die das Ergebnis nicht signifikant beeinflussen.

Der Großteil der verwendeten GaBi Hintergrunddaten hat 2017 oder 2020 als Referenzjahr, wie in Anhang 3 und Anhang 4 dargestellt. Nur wenige Hintergrunddaten beziehen sich auf frühere Jahre.

### <u>Genauigkeit</u>

Es wurde eine hohe Präzision der Daten und Berechnungen erreicht. Es war jedoch notwendig, einige Allokationen vorzunehmen, da oft nur aggregierte Daten zur Verfügung standen (insbesondere zur Gasproduktion).

### Repräsentativität

Um die Repräsentativität der Daten zu untersuchen, fand ein Vergleich und eine Bewertung der verwendeten Daten mit Daten aus anderen Quellen statt.

### Reproduzierbarkeit

Die Darstellung der Ergebnisse und Eingabedaten wurde so verständlich und transparent wie möglich gestaltet, um eine Reproduktion für Dritte zu ermöglichen. Für alle Eingabedaten werden Quellenangaben gemacht. Allerdings sind nicht alle Quellen öffentlich zugänglich (einige Rohdaten wurden von Betreibern geliefert und aggregiert), weshalb die Reproduzierbarkeit eingeschränkt ist.

#### **Unsicherheit**

Die Unsicherheit der Informationen sollte so gering wie möglich gehalten werden. Allerdings bestehen im Bereich der Methanemissionen erhebliche Unsicherheiten. Teilweise sind die Unsicherheiten unvermeidlich, weil es viele Elemente gibt, die Emissionen verursachen, und nicht jedes Element realistischerweise Teil von Messungen sein kann. Für die Emissionsabschätzung werden oft Gleichungen verwendet. Mit diesen Gleichungen ist nur eine Annäherung an die tatsächlichen Emissionen möglich. Allerdings ist auch die Berichterstattung von Methanemissionen momentan noch nicht standardisiert, was zu Unsicherheiten führt, die vermeidbar wären, wenn es europäische oder zumindest deutsche Standards gäbe.

Darüber hinaus bestehen Unsicherheiten bei der Infrastruktur des Pyrolyse-Verfahrens, da keine adäquaten Daten zur Verfügung standen. Auch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und Speicherung des SMR+CCS Verfahrens ist mit Unsicherheiten verbunden, da nur wenige und teilweise unvollständige Daten zur Verfügung standen.

Eine weitere Unsicherheit entsteht durch die unterschiedlichen Berechnungsmethoden der Infrastruktur der Förderung, Aufbereitung sowie Transport und der Verteilung. Diese ist bedingt durch unterschiedliche Datenquellen. Sie betrifft vor allem die bilanzielle Anrechnung negativer Emissionen bei der End-of-Life Betrachtung und wird als vernachlässigbar klein eingeschätzt.

#### Konsistenz

Für der Berechnung des CF wurde stets das Modell GaBi Version 10.5.1.124 verwendet. Folglich wurden alle Berechnungen konsistent durchgeführt.

# 2.4.2 Haupterkenntnisse und Interpretation der Ergebnisse

Abbildung 6 stellt die prozentuale Abweichung der Szenarien von der Erdgasreferenz dar. Die Ergebnisse aller Szenarien sind in Abbildung 7 illustriert.



Abbildung 6: Prozentuale Abweichung der Szenarien von der Erdgasreferenz



Abbildung 7: Carbon Footprint von Wasserstoff, Wasserstoff-Erdgas-Gemisch sowie Erdgas verteilt in Deutschland 2018 in [g CO<sub>2</sub>e/GJ]

Die rot gestrichelte Linie in Abbildung 7 markiert den CF der Erdgasreferenz mit 62.918 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>), mit der Verbrennung von Erdgas. Der CF der Erdgasreferenz wurde von den Szenarien (3), (13) und (23) überschritten, bei denen es sich jeweils um die Elektrolyse mit Strom aus dem Stromnetz handelt, mit 100, 10 und 20 Vol.-% an Wasserstoff.

Alle weiteren Szenarien hatten einen niedrigeren CF als die Erdgasreferenz. Von diesen zeigten die Szenarien mit 10 Vol.-% an Wasserstoff das geringste Reduktionspotential gegenüber Erdgas, dicht gefolgt von den Szenarien mit 20 Vol.-% Wasserstoff. In beiden Fällen machte die Verbrennung des Erdgases (in Abbildung 7 als brauner Balken dargestellt) den größten Anteil am CF aus. Die niedrigsten CFs zeigten Szenarien mit 100 Vol.-% Wasserstoff. Die 100 Vol.-% Wasserstoff Szenarien mit Pyrolyse und SMR+CCS hatten einen um ca. 41 % bzw. 67 % niedrigeren CF als die Erdgasreferenz. Damit hatte die Elektrolyse den größten CF, gefolgt von der Pyrolyse und SMR+CCS mit dem niedrigsten CF, jeweils mit Strom aus dem Stromnetz.

Das Szenario mit dem niedrigsten CF war die Elektrolyse mit 100 Vol.-% Wasserstoff und Windenergie. Die 100 Vol.-% Wasserstoff Szenarien, die Strom aus Windenergie statt aus dem Stromnetz zur Wasserstoffherstellung nutzten, hatten einen um ca. 15 % niedrigeren CF im Fall der Pyrolyse und SMR+CCS bzw. um 98 % niedrigeren CF im Fall der Elektrolyse. Bei der Wasserstoffherstellung mittels Strom aus Windenergie hatte die Pyrolyse den größten CF, gefolgt von SMR+CCS und der Elektrolyse mit dem niedrigsten CF.

Die Unterschiede der Verfahren ergaben sich dadurch, dass die Elektrolyse Strom als einzigen Energieinput nutzte und damit vollständig von der Klimawirkung des jeweiligen Stroms abhing. Im Fall der 100 Vol.-% Wasserstoff Szenarien mit Elektrolyse gab es damit keine Emissionen aus der Erdgasvorkette (Erdgasförderung, -aufbereitung, -transport und -speicherung).

Die Pyrolyse hatte einen höheren Strom-, sowie Erdgasinput als die Dampfreformierung mit CCS, weshalb insgesamt mehr Erdgas gefördert, aufbereitet, transportiert und gespeichert wurde. Daher verursachte die Erdgasvorkette bei der Pyrolyse 13.125 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>), bei der Dampfreformierung mit CCS nur 9.786 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>). Aufgrund der Wärmebereitstellung mit Erdgas im Fall der Pyrolyse machte das dabei entstandene *purge gas* den größten Anteil an der Wasserstoffherstellung aus. Im Fall der Dampfreformierung mit CCS war der größte Anteil an der Wasserstoffherstellung dem CO<sub>2</sub>-Transport und Speicherung zuzuschreiben. Jedoch waren der CO<sub>2</sub>-Transport und Speicherung hierbei nur beispielhaft und ging davon aus, dass das CO<sub>2</sub> in einem Umkreis von 50 km vom Standort der Wasserstoffherstellung gespeichert wird. Aufgrund örtlicher Bestimmungen ist es wahrscheinlicher, dass das CO<sub>2</sub> per Schiff weitertransportiert und offshore gespeichert wird (wie es das Forschungsprojekt H2morrow plant [52]). Dies würde einen deutlich höheren CF verursachen.

Die Infrastrukturemissionen hatten nur einen geringfügigen Einfluss auf den CF, wie Szenario 8 mit 36.105 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) zeigte. Unter Berücksichtigung der Infrastruktur erhöhte sich der CF des Szenarios 8 um 2,3 % auf den Wert des Szenarios 1 mit 36.934 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>). Einen noch kleineren Einfluss auf den CF hatte die Berücksichtigung der Klimawirkung von Wasserstoff, wie es Szenario 7 mit 36.935 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) zeigte. Damit erhöht sich der CF im Vergleich zum Szenario 1 um 0,0027 %. Dies ist darin begründet, dass Wasserstoffemissionen allein bei der Ausspülung der Verteilung anfielen.

Abschließend erfolgt ein kurzer Vergleich der Ergebnisse der Erdgasreferenz mit den Ergebnissen der Datengrundlage 2 aus dem Vorgängerprojekt. Das Vorgängerprojekt kam zu einem Ergebnis von 5.781 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>), die Erdgasreferenz dieses Projektes hatte einen CF von 6.813 g CO<sub>2</sub>e/GJ (H<sub>i</sub>) nach Abzug der Emissionen der Verbrennung, da diese beim Vorgängerprojekt nicht berücksichtigt wurden. Der Unterschied im Ergebnis ist zurückzuführen auf das Berechnungsmodell, da Methan im Vorgängerprojekt einem GWP<sub>100</sub>-Wert von 30, dagegen in diesem Projekt von 36 zugeordnet wurde. Zudem beziehen sich die Ergebnisse des Vorgängerprojekts auf das Jahr 2017, dieses Projekt bezieht sich auf das Jahr 2018. Dies betrifft alle Daten der Erdgasförderung, -aufbereitung, -speicherung, -transport und -verteilung, Erdgaszusammensetzung sowie den GWP<sub>100</sub>-Wert des jeweiligen Strommix.

Zusammenfassend ergeben sich die folgenden Haupterkenntnisse:

- Bei Verwendung des aktuellen Strommixes, lassen sich nur mit 100 Vol.-% H<sub>2</sub> signifikante Emissionseinsparungen erzielen, mit 10 Vol.% H<sub>2</sub> ergeben sich vergleichbare Emissionen bis geringfügige Einsparungen, mit 20 Vol.% H<sub>2</sub> leichte Einsparungen (jeweils ausgenommen Elektrolyse, siehe Punkt 2).
- Erfolgt die Wasserstoffherstellung mittels Elektrolyse mit aktuellem Strommix, lässt sich selbst bei 100 Vol.-% H<sub>2</sub> keine Einsparung erzielen. Grund ist der hohe Strombedarf des Verfahrens und die mit dem Strom verbundenen Vorkettenemissionen.
- Bei Verwendung von 100 Vol.-% H<sub>2</sub> und grünem Strom (Windstrom) erzielen alle Szenarien eine deutliche Emissionsreduktion gegenüber den Szenarien mit dem aktuellen Strommix, am meisten die Elektrolyse (Verbesserung um 98 % des Szenarios (6) gegenüber dem Szenario (3)), gefolgt von SMR+CCS und Pyrolyse (jeweils Verbesserung um 15 % der Szenarien (4) und (5) gegenüber den Szenarien (1) und (2)).
- 4. Wenn grüner Strom nicht zur Verfügung steht, sollte SMR+CCS zur Wasserstoffherstellung genutzt werden, wenn CCS jedoch nicht erlaubt ist, ist die Pyrolyse ein geeignetes Verfahren zur Emissionsreduktion.
- 5. Die Infrastrukturemissionen hatten nur einen geringfügigen Einfluss auf den CF, im Fall der Pyrolyse stieg der CF mit Berücksichtigung der Infrastrukturemissionen um 2,3 %.

# Literatur

- [1] Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über eine EU-Strategie zur Verringerung der Methanemissionen: COM(2020) 663 final 2020.
- [2] United Nations Environmental Programme (UNEP), 2.0 Framework 2020.
- [3] European Commission, Joint EU-US Press Release on the Global Methane Pledge 2021.
- [4] DIN Deutsches Institut f
  ür Normung e. V., DIN EN ISO 14067:2019-02: Treibhausgase Carbon Footprint von Produkten - Anforderungen an und Leitlininien f
  ür Quantifizierung (ISO 14067:2018), Beuth Verlag GmbH, Berlin, 13.020.40.
- [5] C. Große, M. Eyßer, S. Lehmann, M. Behnke, A. Köllmer, *Carbon Footprint von Erdgas Welchen Anteil tragen die deutschen Gasnetze?* **2020**.
- [6] DIN Deutsches Institut f
  ür Normung e. V., DIN EN ISO 14040: Umweltmanagement Ökobilanz -Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO 14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN ISO 14040:2006, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 13.020.10.
- [7] G. Müller-Syring, C. Große, J. Glandien, M. Eyßer, Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain 2016.
- [8] EIA, Natural Gas Processing: The Crucial Link Between Natural Gas Production and Its Transportation to Market **2006**.
- [9] S. Schneider, S. Bajohr, F. Graf, T. Kolb, *Chemie Ingenieur Technik* 2020, 92 (8), 1 11. DOI: 10.1002/cite.202000021.
- [10] A. Bode, C. Anderloh, J. Bernnat, D. Flick, F. Glenk, D. Klingler, G. Kolios, F. Scheiff, A. Wechsung, M. Hensmann, S. Möhring, G. Stubbe, C. Lizandara, A. Lange de Oliveira, S. Schunk, V. Göke, J. Hunfeld, D. Mihailowitsch, S. Pleintinger, H. Posselt, M. Weikl, H. Zander, N. Antweiler, K. Büker, M. Eckbauer, M. Krüger, P. Marek, K. Rodermund, U. Janhsen, H. Mittelstädt, Möllers, C. Agar, D., A. Munera-Parra, *Feste und fluide Produkte aus Gas FfPaG: Forschung und Entwicklung zu Methanpyrolyse und CO2-Aktivierung* 2017.
- [11] J. Sammüller, Modellierung des Carbon Footprints (CF) von importiertem H2 mittels einer Life Cycle Assessment Software (GaBi): Unveröffentlicht, *Masterarbeit*, Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig (HTWK) 2021.
- [12] S. Schneider, S. Bajohr, F. Graf, T. Kolb, *Chemie Ingenieur Technik* **2020**, *92* (8), 1 11. DOI: 10.1002/cite.202000021.
- [13] S. Timmerberg, M. Kaltschmitt, M. Finkbeiner, Energy Conversion and Management: X 2020, 7 (100043). DOI: 10.1016/j.ecmx.2020.100043.
- [14] R. Bhandari, C. A. Trudewind, P. Zapp, Journal of Cleaner Production 2013, 85, 151 163. DOI: 10.1016/j.jclepro.2013.07.048.
- [15] R. Bhandari, C. A. Trudewind, P. Zapp, *STE Research Report: Life Cycle Assessment of Hydrogen Production Methods - A Review* **2012**.
- [16] Intergovermental Panel on Climate Change (IPCC), AR 5 Climate Change The Physical Science Basis: Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovermental Panel on Climate Change, Assessment Reports (AR), Cambridge, UK, New York, USA 2013.
- [17] Intergovermental Panel on Climate Change (IPCC), AR 4 Climate Change The Physical Science Basis: Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovermental Panel on

Climate Change, Assessment Reports (AR), Cambridge, UK, New York, USA 2007.

- [18] R. Derwent, D. Stevenson, S. R. Utembe, M. E. Jenkin, A. H. Khan, D. E. Shallcross, International Journal of Hydrogen Energy 2020, 45 (15), 9211 – 9221.
- [19] R. Derwent, Hydrogen for heating: atmospheric impacts: A literature review 2018.
- [20] R. Derwent, P. Simmonds, S. O'Doherty, A. Manning, W. Collins, D. Stevenson, International Journal of Nuclear Hydrogen Production and Application 2006, 1 (1), 57 – 67.
- [21] Sphera Solutions GmbH, Professional Database 2021: Software-System and Database for Life Cycle Engineering, Leinfelden-Echterdingen, https://gabi.sphera.com/support/gabi/gabi-database-2021-lcidocumentation/professional-database-2021/ 2021.
- [22] Sphera Solutions GmbH, Professional Database 2021.2: GaBi LCA Database Documentation, http:// www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2021-lci-documentation/professional-database-2021/ 2021.
- [23] Sphera Solutions GmbH, Extension database II: Energy: GaBi LCA Database Documentation, http:// www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2021-lci-documentation/extension-database-ii-energy// 2021.
- [24] Sphera Solutions GmbH, Extension database XIV: construction: GaBi LCA Database Documentation, https://gabi.sphera.com/support/gabi/gabi-database-2020-lci-documentation/extension-database-xivconstruction-materials/ **2021**.
- [25] C. Große, M. Eyßer, S. Lehmann, M. Behnke, Carbon Footprint of Natural Gas 1.1: CFNG1.1, Leipzig 2021.
- [26] Sphera Solutions GmbH, *Hintergrunddaten EoL Elektrolyse und Dampfreformierung, GaBi Support Ticket System*, https://scn.spherasolutions.com/client/login.aspx?e=activate (01.07.2021).
- [27] UBA, CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, Dessau-Roßlau, https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe **2016**.
- [28] IEA, Natural gas information 2019, IEA Statistics, IEA Publications, [Paris] 2019.
- [29] NPD, Norwegian natural gas exports in 2013-2019 by first delivery point, https://www.norskpetroleum.no /en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/ 2020.
- [30] Gazprom, Gazprom in Figures 2014-2018 Factbook: Spreadsheet: Natural gas sales volumes, https:// www.gazprom.com/investors/disclosure/reports/2018/ 2018.
- [31] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Technische Regel Arbeitsblatt: DVGW G 499 (A), Bonn 2015.
- [32] AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), Bilanzen 1990-2018.
- [33] Federal Gas, Oil and Geothermal Energy Association (BVEG), Annual Report, Hannover 2019.
- [34] UNFCCC, Germany: GHG inventories 2020.
- [35] Exergia, Study on actual GHG data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas 2015.
- [36] Gaswirtschaftlicher Beirat (GWB), Antwort zu projektspezifischen Datenerhebungsbogen durch Mitgliedsunternehmen des Gaswirtschaftlichen Beitrat des DBI **2020**.
- [37] CBS Statline, Energy balance sheet: supply, transformation and consumption 2020.
- [38] N.V. Nederlandse Gasunie, Annual report 2015-2018.
- [39] Statistics Norway, Production and consumption of energy, energy balance and energy account: 11561: Energy balance.: Supply and consumption, by energy product 1990-2019.
- [40] UNFCCC, Norway: GHG inventories 2020.

- [41] Gassco, Answer to questionaire for gas production and transport prepared by DBI 2020.
- [42] Gazprom, Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI 2016.
- [43] Transmission System Operator of Ukraine, Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI **2020**.
- [44] J. Koornneef, T. van Keulen, A. Faaij, W. Turkenburg, *International Journal of Greenhouse Gas Control* **2008**, *2* (*4*), 448 467. DOI: 10.1016/j.ijggc.2008.06.008.
- [45] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Entwicklung innovativer Infrastrukturen zur Versorgung von Verbrauchern im Wasserstoffdorf: Ökologische Betrachtung, Leipzig **2016 - 2021**.
- [46] D. W. Green, R. H. Perry.
- [47] Hydrogen Tools, Hydrogen Specific Heat at different temperatures and pressures | Hydrogen Tools, https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-specific-heat-different-temperatures-and-pressures 2021.
- [48] thinkstep AG, GHG Intensity of Natural Gas Transport: Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives, 1st ed. 2017.
- [49] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., *GaWaS 2017: Freigegebene Datensätze von 487 Netzbetreibern* **2019**.
- [50] R. Stein, Instandhaltung von Kanalisationen 2001.
- [51] geotrade.at, Datenblatt Gussrohre.
- [52] Open Grid Europe GmbH, H2morrow heute handeln, um bis 2050 treibhaus-gasneutral zu sein, https:// oge.net/de/wir/projekte/unsere-wasserstoffprojekte/h2morrow.

# Anhang

Anhang 1:	Zusammensetzung des Erdgasmixes Deutschlands im Jahr 2018	42			
Anhang 2:	Berechnung der Vorwärmung	43			
Anhang 3:	Verwendete Hintergrunddaten der GaBi Software [21]	45			
Anhang 4:	Verwendete Hintergrunddaten der GaBi Software (Fortsetzung) [21]	46			
Anhang 5:	CO <sub>2</sub> e-Intensität unter Berücksichtigung der GWP <sub>100</sub> Werte entsprechend IPCC ausgewählter Hintergrunddaten aus GaBi [22, 23]	AR5 47			
Anhang 6:	Aufschlüsselung des CF der Wasserstoffherstellung innerhalb der Szenarien				

Parameter	Symbol	Einheit	Deutschland Mix
Methan	CH4	mol%	90,5
Stickstoff	N <sub>2</sub>	mol%	2,90
Kohlendioxid	CO <sub>2</sub>	mol%	1,09
Ethan	$C_2H_6$	mol%	3,51
Propan	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	mol%	0,717
Butan	$C_4H_{10}$	mol%	0,193
Pentan	$C_5H_{12}$	mol%	0,0330
Hexan + höher	$C_6H_{14}$	mol%	0,0240
Sauerstoff	O <sub>2</sub>	mol%	0,000
Schwefel	S	mol%	0,000
Unterer Heizwert	H <sub>i,n</sub>	MJ/m³	35,7
Unterer Heizwert	H <sub>i,n</sub>	kWh/m³	9,91
Unterer Heizwert	H <sub>i,n</sub>	MJ/kg	46,1
Dichte	ρn	kg/m³	0,774

Anhang 1: Zusammensetzung des Erdgasmixes Deutschlands im Jahr 2018<sup>18</sup>

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> DBI Berechnung des Erdgasmix entsprechend der unter 2.2.2 definierten Anteile der Herkunftsländer. Zusammensetzung der einzelnen Erdgase entsprechend [31].

Parameter	Kür- zel	Einheit	Formel	100 Vol % Erd- gas	100 Vol% H <sub>2</sub>	10 Vol.% H <sub>2</sub> , 90 Vol % Erd- gas	20 Vol % H <sub>2</sub> , 80 Vol % Erd- gas
Eingangs- druck	$p_{abs,u}$	[bar]		20	20	20	20
Ausgangs- druck	p <sub>abs,d</sub>	[bar]		4	4	4	4
Druckdiffe- renz	Δр	[bar]	$\Delta \mathbf{p} = p_{abs,u} - p_{abs,d}$	16	16	16	16
Gaseintritts- temperatur	t <sub>u</sub>	[°C]		5	5	5	5
Gasaustritts- temperatur	t <sub>d</sub>	[°C]		10	10	10	10
Normdichte des Gases	$\rho_n$	[kg/m³]		0,770	0,0900		
Joule-Thom- son-Koeffi- zient	μ <sub>JT</sub>	[K/bar]		0,490	-0,300		
spezifische mittlere Wär- mekapazität	C <sub>p,m</sub>	[kJ/kg*K]		2,19	14,6		
Heizwert des Gases	H <sub>i</sub>	[MJ/m³]		35,7	10,8	33,2	30,7
Gasvolu- menstrom	<i>V</i> <sub>n</sub>	[Nm³/h]		5.000	16.534	5.375	5.811
Energie- strom	<i>Q</i> <sub>n</sub>	[MJ/h]	$\dot{Q}_n = \dot{V}_n * H_i$		178.2	286	
Vorwärm- temperatur	t <sub>d,WÜ</sub>	[°C]	$t_{d,WU} = t_d + \mu_{JT} * \Delta p$	17,9	5,20		
Mittlere Temperatur am Wärme- übertrager	t <sub>m,WÜ</sub>	[°C]	$t_{m,W\dot{U}} = \frac{t_u + t_{d,W\dot{U}}}{2}$	11,5	5,10		
Gesamtwär- mebedarf	<i>Q</i> <sub>VW,JT</sub>	[MJ/h]	$\dot{Q}_{VW,JT} = \frac{\dot{V}_n * \rho_n * c_{p,m} * (t_{d,W\ddot{U}} - t_u)}{1000}$	109	4,34	106	102
Gesamtvo- lumenstrom- bedarf	<i>V॑<sub>VW,JT</sub></i>	[m³/h]	$\dot{V}_{VW,JT} = \frac{\dot{Q}_{VW,JT}}{H_i}$	3,07	0,400	3,19	3,32
Wärmebe- darf	Q	[kJ/MJ]	$Q = \frac{\dot{Q}_{VW,JT}}{\dot{Q}_n} * 1000$	0,610	0,0200	0,590	0,570
Reduktion des Wärme- bedarfs	ΔQ	[%]	$\Delta Q = \frac{Q_{EG} - Q_{H2}}{Q_{EG}} * 100$		-96,0%	-3,12%	-6,75%

Anhang 2: Berechnung der Vorwärmung

Alle hellgrün hinterlegten Daten sind spezifische Werte des Vorwärmvorgangs, die gemessen / definiert oder angenommen wurden. Alle hellgrau hinterlegten Felder wurden aus den hellgrünen Feldern berechnet.

Dunkelgrau hinterlegte Felder sind nicht definiert. Für Werte von  $\mu_{JT}$  und  $c_{p,m}$  wurden die entsprechenden Werte der betreffenden Erdgase der Tabellen aus [31] verwendet und diese gemäß der unter 2.2.2 definierten Erdgaszusammensetzung verrechnet, um die entsprechenden Werte der Erdgaszusammensetzung Deutschlands im Jahr 2018 zu erhalten. Der hier berechnete Wärmebedarf wurde nicht als Wärmebedarf des Verteilnetzes verwendet, da die Eingangsdaten dieser Rechnung nur beispielhaft sind und genauerer Daten zur Verfügung stehen. Die prozentuale Reduktion aufgrund des Wasserstoffanteils wurde auf die Daten prozentual angewendet.

Datentyp	Land	Hintergrunddatensatz	Daten-an- bieter	Daten- qualität	Referenz- jahr, Gül- tigkeit bis
Aluminium	EU-28	Aluminium sheet (EN15804 A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Aluminium EoL	DE	Recycling potential aluminium sheet	Sphera	Gut	2020, 2023
Ammoniak	DE	Ammonia (NH3) with CO2 recovery, by-pro- duct carbon dioxide (economic allocation)	Sphera	Gut	2020, 2023
Beton	EU-28	Concrete C35/45 (Ready-mix concrete) (EN15804 A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Betonziegel	DE	Concrete bricks (EN15804 A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Beton EoL	DE	Inert matter (Construction waste) on landfill	Sphera	Gut	2020, 2023
Bitumen	DE	Bitumen at refinery	Sphera	Gut	2017, 2023
Diesel	EU-28	Diesel mix at refinery	Sphera	Gut	2017, 2023
Diesel	DE	Diesel mix at refinery	Sphera	Gut	2017, 2023
Diesel CHP	GLO	Diesel CHP	Sphera	Gut	2017, 2023
Epoxidharz	RER	Epoxy resin	Plastics Europe	n.d.	2005, 2012
Ethylenoxid	DE	Ethylene oxide (EO) via air	Sphera	Gut	2020, 2023
Gas CHP	GLO	Gas CHP	Sphera	Gut	2017; 2023
Gasmotor	GLO	Gas engine	Sphera	n.d.	2017; 2023
Gusseisen	DE	Cast iron component (EN15804 A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Kies	DE	Gravel (Grain size 2/32) (EN15804 A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Kupfer	EU-28	Copper sheet (A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Kupfer	EU-28	Copper Sheet Mix (Europe 2015)	Sphera	Sehr aut	2015, 2020
Kupfer EoL	DE	Copper (Blank) (EN15804 D)	Sphera	n.d.	2020, 2023
PE	EU-28	Polyethylene, HDPE, granulate	Sphera	n.d.	2013, 2013
PVC	RER	Polyvinylchloride injection moulding part (PVC)	Plastics	n.d.	2005, 2012
Plastik EoL	DE	Plastic, incineration in MWI incl. credit	Sphera	Gut	2020, 2023
Sand	EU-28	Sand (grain size 0/2) (EN15804 A1-A3) (dried)	Sphera	Gut	2020, 2023
Schweröl	EU-28	Heavy fuel oil at refinery (1.0wt.% S)	Sphera	Gut	2017, 2023
Silikon	GLO	Silicon mix (99%)	Sphera	Gut	2020, 2023
Stahl	EU-28	Reinforced steel (wire) (EN15804 A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Stahl	EU-28	Steel sections (EN15804 A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Stahl	GLO	Steel sections	worldsteel	Sehr gut	2020, 2025
Stahl EoL	DE	Recycling potential steel thin sheet (EN15804 D)	Sphera	Gut	2020, 2023
Strom	BE	BE: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	DE	DE: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	DE	DE: Electricity from wind power	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	EE	EE: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	LV	LV: electricity arid mix $1 \text{ kV} - 60 \text{ kV}$	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	LT	LT: electricity grid mix $1 \text{ kV} - 60 \text{ kV}$	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	LU	LU: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	NI	NI · electricity grid mix 1 kV – 60 kV	Sphera	Gut	2017 2023
Strom	AT	AT: electricity grid mix 1 kV $-$ 60 kV	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	PL	PL: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	RU	RU: electricity grid mix 1 kV $=$ 60 kV	Sphera	Gut	2017 2023
Strom	SK	SK: electricity grid mix 1 kV $-$ 60 kV	Sphera	Gut	2017 2023
Strom	CZ	CZ: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	Sphera	Gut	2017, 2023

Anhang 3: Ver	rwendete H	lintergrunddaten	der	GaBi	Software	[21	]
---------------	------------	------------------	-----	------	----------	-----	---

Datentyp	Land	Hintergrunddatensatz	Daten- anbieter	Daten- qualität	Referenz- jahr, Gül- tigkeit bis
Strom	HU	HU: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	Sphera	Gut	2017, 2023
Strom	EU-28	EU-28: Electricity grid mix 1kV-60kV	Sphera	Gut	2017, 2023
Therm. Energie	DE	Thermal energy from natural gas	Sphera	Gut	2017, 2023
Transport (LKW)	GLO	Truck, Euro 5, up to 7.5t gross weight / 2.7t payload capacity	Sphera	Gut	2020, 2023
Transport (LKW)	EU-28	Transport, truck-trailer (40 t total cap., 24.7t payload) (A4)	Sphera	Gut	2020, 2023
Transport (LKW)	GLO	Truck, Euro 5, 28 - 32t gross weight / 22t payload capacity	Sphera	Gut	2020, 2023
Transport (Schiff)	GLO	Bulk commodity carrier, 5,000 to 200,000 dwt payload capacity, ocean going	Sphera	Gut	2020, 2023
Transport (Zug)	EU-28	Rail transport incl. fuel, average train, gross tonne weight 1,000t / 726t payload capacity	Sphera	Gut	2020, 2023
Wasser- stoff	GLO	Hydrogen (electrolysis, decentral - for partly aggregation, open input electricity)	Sphera	Gut	2017, 2023
Wasser- stoff	GLO	Hydrogen (steam reforming, decentralised - for partly aggregation, open input natural gas)	Sphera	Gut	2017, 2023
Zement	EU-28	Cement (CEM I 52.5) (burden free binders) (EN15804 A1-A3)	Sphera	Gut	2020, 2023
Zink	DE	Zinc redistilled mix	Sphera	Sehr gut	2020, 2023
Zink EoL	ES	Zinc scrap elZinc - Asturiana de Laminados (D out A5)	Sphera- EPD	n.d.	2012, 2018

Anhang 4:	Verwendete Hintergrunddaten	der GaBi Software	(Fortsetzung)	[21]	
-----------	-----------------------------	-------------------	---------------	------	--

Anhang 5:	CO <sub>2</sub> e-Intensität	unter	Berücksichtigung	der	<b>GWP</b> <sub>100</sub>	Werte	entsprechend	IPCC	AR5	ausgewählter	Hinter-
	grunddaten aus	GaBi	[22, 23]								

Hintergrunddatensatz	CO₂e-Intensität	Einheit
BE: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	55,9	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
DE: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	145	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
DE: Electricity from wind power	2,95	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
EE: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	272	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
LV: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	106	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
LT: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	94,3	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
LU: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	122	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
NL: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	136	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
AT: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	83,5	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
PL: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	247	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
RU: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	143	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
SK: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	115	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
CZ: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	173	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
HU: electricity grid mix 1 kV – 60 kV	104	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
EU-28: Electricity grid mix 1 kV – 60 kV	105	[g CO <sub>2</sub> e/MJ <sub>el</sub> ]
EU-28: Diesel mix at refinery	7,28	[g CO <sub>2</sub> e/MJ]
Reinforced steel (wire) (EN15804 A1-A3)	470	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Steel sections (EN15804 A1-A3)	879	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Cast iron component (EN15804 A1-A3)	2062	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Truck, Euro 5, up to 7.5t gross weight / 2.7t payload capacity	24,8	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Transport, truck-trailer (40 t total cap., 24.7t payload) (A4)	66,4	[g CO <sub>2</sub> e/kgkm]
Rail transport incl. fuel, average train, gross tonne weight 1,000t / 726t	12,7	[g CO <sub>2</sub> e/kgkm]
payload capacity		
Ethylene oxide (EO) via air	145	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Ammonia (NH3) without CO2 recovery (carbon dioxide emissions to	2546	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
air)		
Concrete bricks (EN15804 A1-A3)	114	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Copper sheet (A1-A3)	4650	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Polyethylene, HDPE, granulate	1801	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Sand (grain size 0/2) (EN15804 A1-A3) (dried)	27,6	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
Bitumen at refinery	348	[g CO <sub>2</sub> e/kg]
DE: Thermal energy from natural gas	67,4	[g CO <sub>2</sub> e/MJ]

Emissionen in [g CO₂e/GJ Gas (H <sub>i</sub> )]										
	Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strom- mix (1)	SMR+CCS , 100 Vol % H <sub>2</sub> , Strommix (2)	Elektro- lyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strom- mix (3)	Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Wind- energie (4)	SMR+CCS , 100 Vol % H <sub>2</sub> Win- denergie (5)	Elektro- lyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Wind- energie (6)	Pyrolyse, 100 Vol% H <sub>2</sub> , Strom- mix (7), inkl. H <sub>2</sub> Kli- mawirkung			
Strom	5.737	3.451	239.148	117	70,0	4.870	5.737			
purge gas	17.553	3,00	0	17.553	3,00	0	17.553			
CCS <sup>20</sup>	0	6.320	0	0	6.320	0	0			
Infrastruk- tur	396	1.297	396	396	1.297	396	396			
Gesamt	23.687	11.072	239.545	18.067	7.691	5.266	23.687			
	Pyrolyse 100 Vol% H <sub>2</sub> Strom- mix (8), ohne Infra.	Pyrolyse 10 Vol% H <sub>2</sub> Strom- mix (11)	SMR+CCS 10 Vol% H <sub>2</sub> Strom- mix (12)	Elektrolyse 10 Vol% H <sub>2</sub> Strom- mix (13)	Pyrolyse 20 Vol% H <sub>2</sub> Strom- mix (21)	SMR+CCS 20 Vol% H <sub>2</sub> Strom- mix (22)	Elektrolyse 20 Vol% H <sub>2</sub> Strom- mix (23)			
Strom	5.737	187	112	7.780	404	243	16.821			
purge gas	17.553	571	0	0	1.235	0	0			
CCS <sup>20</sup>	0	0	206	0	0	445	0			
Infrastruk- tur	0	13,0	42,0	13,0	28,0	91,0	28,0			

Anhang 6:	Aufschlüsselung des	CF der	Wasserstoffherstellung	innerhalb	der Szenarien <sup>19</sup>
-----------	---------------------	--------	------------------------	-----------	-----------------------------

 <sup>&</sup>lt;sup>19</sup> Aufgrund von Rundungsfehlern innerhalb bei der Ergebnisausgabe innerhalb der GaBi Software sind die Ergebnisse hierbei auf ganze Zahlen gerunden.
 <sup>20</sup> Die Emissionsquellen beim CCS sind Verluste sowie Strom beim CO<sub>2</sub>-Transport und der CO<sub>2</sub>-Injektion.