



Wissenschaftlicher Leiter:

Uwe R. Fritsche uf@iinas.org

Kaufmännischer Leiter:

Thomas Stetz ts@iinas.org

Büro Darmstadt:

Heidelberger Str. 129 ½

D-64285 Darmstadt

t (06151) 850-6077

f (06151) 850-6080

info@iinas.org

Büro Berlin:

Marienstr. 19-20

D-10117 Berlin

Kurzstudie

THG-Emissionen und nichterneuerbarer Primärenergieverbrauch des deutschen Erdgasmix im Jahr 2019 und 2020 sowie Ausblick auf 2030

für DWR-ECO

vorgelegt von

Uwe R. Fritsche & Hans Werner Greß, IINAS

Wissenschaftlicher Beirat:

Joseph Alcamo, CESR (DE)

Suani Coelho, CENBIO (BR)

Teresa Pinto Correia, ICAAM (PT)

Maria Curt, UPM (ES)

Marina Fischer-Kowalski, IFF (AT)

Bundit Fungtammasan, JGSEE-CEE, KMUTT (TH)

Alison Goss Eng, EPA (US)

Eva Heiskanen, NCRC (FI)

Alois Heißenhuber, TU München (DE)

Edgar Hertwich, NTNU (NO)

Jorge Hilbert, INTA (AR)

Tetsunari Iada, ISEP (JP)

Thomas B. Johansson, Lund University (SE)

Lev Nedorezov, INENKO RAS (RU)

Martina Schäfer, ZTG TU Berlin (DE)

Udo Simonis, WZB (DE)

Ralph E. Sims, Massey University (NZ)

Leena Srivastava, TERI (IN)

Helen Watson, KwaZulu-Natal University (ZA)

Sir Robert Watson, Tyndall Centre (UK)

Bankverbindung

Volksbank eG Darmstadt

IBAN DE5450890000005548609

Handelsregister

HRB 90827 Amtsgericht DA

Umsatzsteuer-ID

DE 282876833

IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien
www.iinas.org

Darmstadt, Oktober 2021

Inhaltsverzeichnis

Einführung	1
1 Der Bilanzierungsansatz und -rahmen	1
2 Kenndaten der Gasbereitstellungsmixe	4
2.1 Kenndaten für 2019 und 2020	4
2.2 Kenndaten für den Ausblick auf 2030	6
3 Bilanzierung von THG-Emissionen und nichterneuerbarem Primärenergieverbrauch	8
3.1 Ergebnisse zu KEV und THG-Emissionen für die Jahre 2019 und 2020	8
3.2 Ergebnisse zu KEV und THG-Emissionen für den Ausblick auf 2030	8
4 Datenunsicherheiten und Robustheit.....	11
4.1 Methanemissionen	11
4.2 Erdgas-Importe	13
4.3 Erneuerbare Gase und „blauer“ Wasserstoff	14
4.3.1 Biomethan	14
4.3.2 Wasserstoff	14
4.4 Robustheit der Ergebnisse	16
Literatur.....	17

Abbildungsverzeichnis

Bild 1	Prinzip von Lebenswegen – Kopplungen von Energie- und Stoffflüssen.....	2
Bild 2	GEMIS als Datenbasis für Energie- und Umweltanalysen	3
Bild 3	KEV des Gas-Mix in Deutschland 2019, 2020 und 2030	9
Bild 4	THG-Emissionen des Gas-Mix in Deutschland 2019, 2020 und 2030.....	10

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Aufkommensmix von Erdgas in Deutschland 2015-2020	4
Tabelle 2	Das Gas-Mix in Deutschland 2019 und 2020.....	5
Tabelle 3	Direkte Methan-Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in den Jahren 2015 und 2020	5
Tabelle 4	Das Gas-Mix in Deutschland 2019, 2020 und 2030	6
Tabelle 5	KEV und THG für das Gas-Mix in Deutschland 2019 und 2020.....	8
Tabelle 6	KEV und THG für das Gas-Mix in Deutschland 2019, 2020 und 2030.....	9
Tabelle 7	THG-Emissionen von Import-Erdgas frei Deutschland im Jahr 2030.....	13
Tabelle 8	KEV und THG der H ₂ -Bereitstellung in Deutschland im Jahr 2030	15

Einführung

DWR-ECO beauftragte das Internationale Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (IINAS) mit einer Kurzstudie zu Treibhausgas-Emissionen (THG) und kumuliertem nichterneuerbarem Primärenergieverbrauch (KEV_{NE}) des nationalen **Gas-Mix** in Deutschland im Jahr 2019 und 2020 sowie einem Ausblick auf 2030, analog zu bisherigen Arbeiten zum Strommix (jüngst: IINAS 2020 + 2021a).

Der vorliegende Kurzbericht gibt

- in Abschnitt 1 eine knappe Darstellung zum Bilanzierungsrahmen,
- in Abschnitt 2 die Kenndaten der Gasbereitstellungsmixe für 2019 und 2020 sowie des Ausblicks dazu für 2030,
- in Abschnitt 3 die Ergebnisse der Bilanzierungen von THG-Emissionen und KEV_{NE} in den Jahren 2019 und 2020 sowie dem Ausblick für 2030 sowie
- eine Diskussion der Datenunsicherheiten und Robustheit der Ergebnisse in Abschnitt 4.

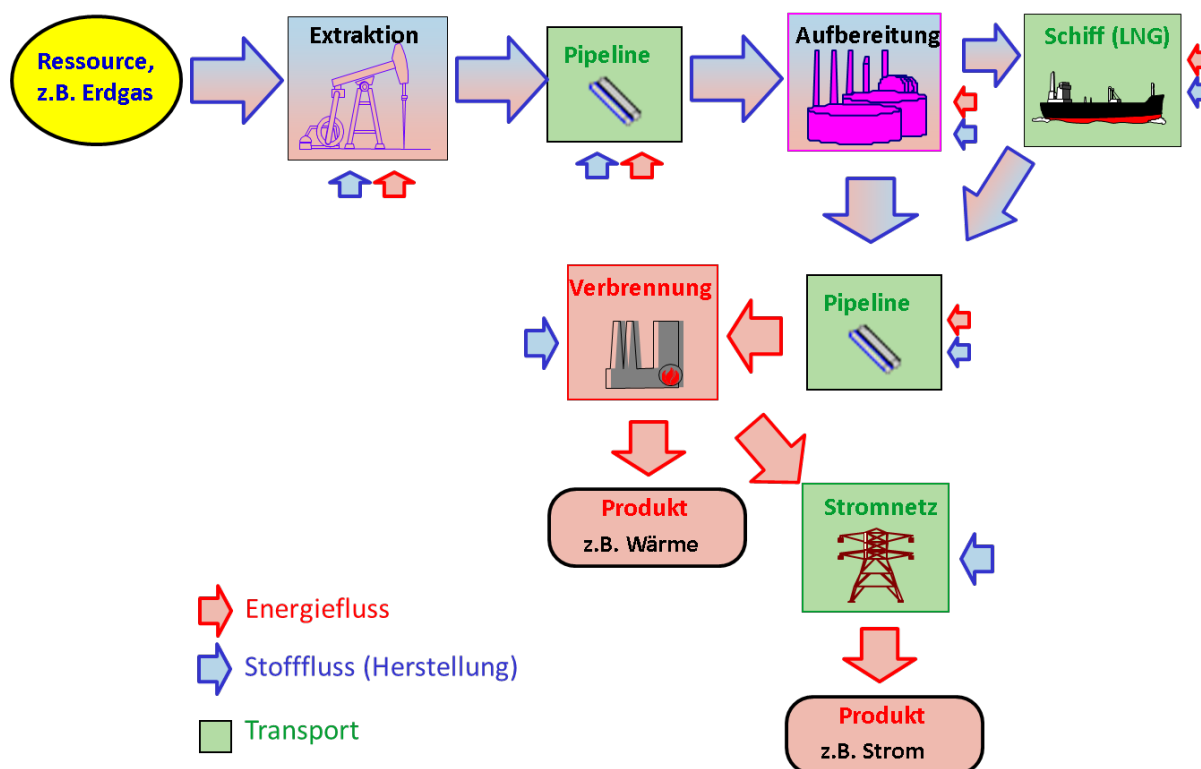
Alle Bilanzierungen erfolgten mit dem Computermodell GEMIS, das kostenlos erhältlich ist¹.

1 Der Bilanzierungsansatz und -rahmen

Zur Bilanzierungen der THG-Emissionen (als CO₂-Äquivalente, CO₂, CH₄ usw.) und des kumulierten Energieaufwands (KEV), unterteilt nach nichterneuerbar (KEV_{NE}), erneuerbar (KEV_{RE}) und gesamt (KEV_{ges}), diente das Computermodell GEMIS 5.1, das auf Basis von Lebenswegdaten für Energie-, Stoff- und Transportsysteme die Umwelteffekte unter Einbeziehung vorgelagerter Prozesse im In- und Ausland sowie Herstellungsaufwände für die Prozesse ermittelt, wie die folgende Abbildung schematisch zeigt.

¹ GEMIS = Globales Emissions-Modell integrierter Systeme; Bezug über www.gemis.de

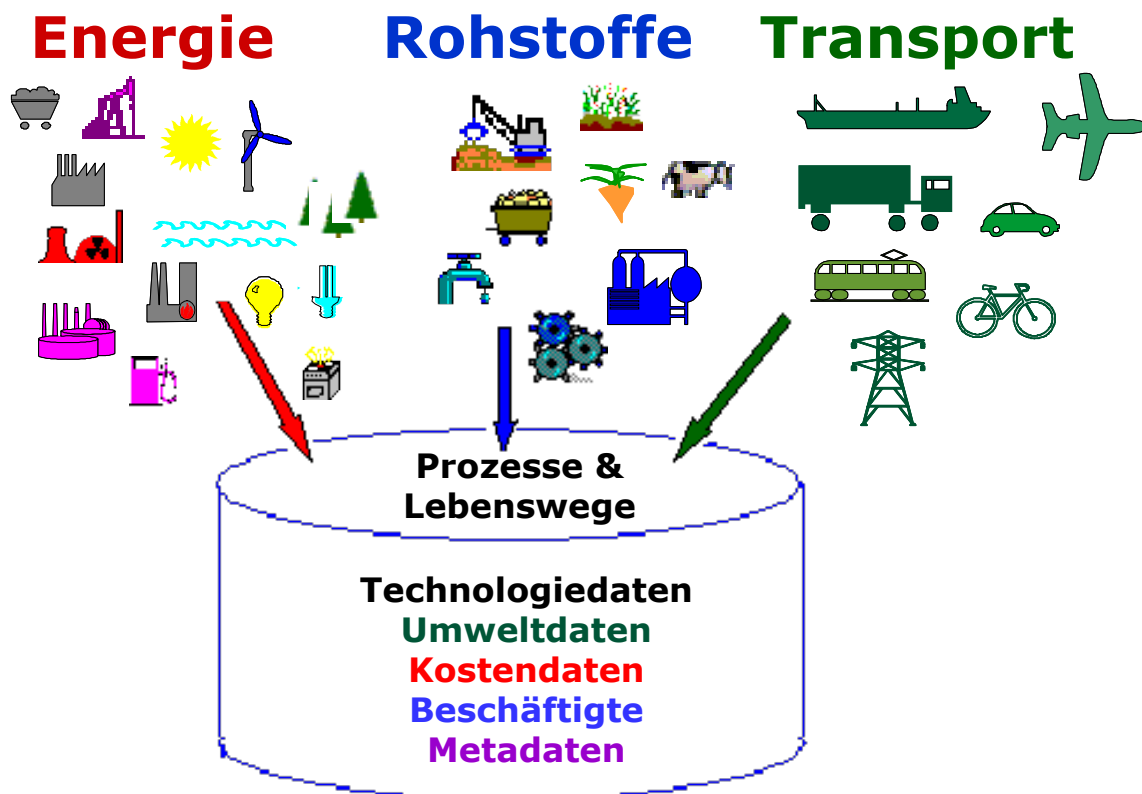
Bild 1 Prinzip von Lebenswegen – Kopplungen von Energie- und Stoffflüssen



THG-Emissionen werden dabei für alle in den Prozessketten einbezogenen Aktivitäten (Prozesse) erfasst und bilanziert, wobei GEMIS zwischen in- und ausländischen Anteilen differenzieren kann.

Der KEV_{NE} ergibt sich aus durch alle beteiligten Prozesse verursachten Inanspruchnahmen fossiler und nuklearer Primärenergien unabhängig davon, ob dies über die direkte Energieumwandlung eines Prozesses, seinen Hilfsenergiebedarf oder den Aufwand für die Herstellung des Prozesses bedingt wurde.

Bild 2 GEMIS als Datenbasis für Energie- und Umweltanalysen



Der **Bilanzierungsrahmen** wurde analog zu den bisherigen Arbeiten von IINAS in Bezug auf die jährlichen THG-Emissionen und nichterneuerbaren Primärenergiebedarfe des deutschen Strommix (jüngst: IINAS 2021a) gewählt, um die referenzielle Integrität der Prozessketten und Zeitbezüge sicherzustellen:

- Bei den THG-Emissionen werden neben CO_2 auch andere THG berücksichtigt und mit den GWP_{100} -Faktoren nach IPCC auf CO_2 -Äquivalente umgerechnet.
- Beim kumulierten nichterneuerbaren Energieverbrauch (KEV_{NE}) wird die Methodik aus GEMIS verwendet, die auch Herstellungsaufwände einbezieht, aber den Energiegehalt **stofflich** genutzter Energieträger **nicht** einbezieht.
- Im Gas-Mix werden **nur eingespeiste** Gasmengen berücksichtigt, die Nutzung von Gas **ohne** Transport durch das Gasnetz (z.B. Biogas, Hochofengas, direkte Wasserstoffnutzung) werden **nicht** mit bilanziert.
- Die Analyse unterscheidet zwischen nationaler (Hochdruck-Pipeline im Transportnetz) und lokaler Ebene (Distribution per Niederdruck-Pipeline).

Alle Angaben mit Bezug auf den Energiegehalt von z.B. Erdgas, Biomethan oder Wasserstoff beziehen sich auf den **Heizwert** H_i (früher *unterer Heizwert* H_u), mit GEMIS kann aber auch eine Umrechnung der Daten bezogen auf den Brennwert H_s (früher *oberer Heizwert* H_o) erfolgen.

2 Kenndaten der Gasbereitstellungsmixe

Die zur Bilanzierung des KEV und der THG-Emissionen notwendigen Basisdaten für die Gasbereitstellung wurden aus national und international verfügbaren Publikationen (Statistiken, wissenschaftliche Artikel und Studien) recherchiert.

2.1 Kenndaten für 2019 und 2020

Da für Deutschland in den offiziellen Statistiken von AGEB und BMWi seit dem Berichtsjahr 2016 die Erdgasimporte **nicht mehr** nach Ländern differenziert dargestellt werden, musste auf Grundlage der Handelsstatistiken der EU (Eurostat 2021) und IEA (2021) sowie BAFA (2021) und BNAg & BKA (2016-2021) eine **synthetische Aufkommensstruktur** für heimische Förderung und Importe aus den Niederlanden (NL), Norwegen (NO) und Russland (RU) erstellt werden. Die entsprechenden Kenndaten zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 1 Aufkommensmix von Erdgas in Deutschland 2015-2020

Lieferland	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DE	4,9%	4,5%	4,1%	3,8%	3,3%	3,0%
NL	15,5%	14,4%	13,3%	12,1%	13,7%	12,5%
NO	24,1%	21,4%	18,7%	15,2%	17,7%	19,0%
RU	55,5%	59,7%	63,9%	68,9%	65,2%	65,5%

Quelle: eigene Berechnungen nach BAFA (2021), BNAg & BKA (2016-2021) und IEA (2021)

Diese Daten wurden für die hier interessierenden Jahr 2019 und 2020 um die Bereitstellung von **Biomethan** aus deutscher Produktion **ergänzt**, da dies in das deutsche Gasnetz eingespeist wird und zu rund 1% beiträgt. Die Datengrundlage hierzu ist dena (2021) sowie AGEB (2021) und AGEESat (2021).

Die Daten für 2019 und 2020 für Gas-Importe wurden mit Unternehmensangaben aus Russland (Burmistrova 2021; Gazprom 2021) bzw. Norwegen (Norskpetroleum 2021) über Exporte nach Deutschland verglichen und zeigen eine gute Übereinstimmung.

Weiterhin wurde das Aufkommensmix (Tabelle 1) auf die **verbrauchsbezogene** Darstellung (deutscher Erdgas- und Biomethan-Verbrauch) umgerechnet, d.h. um Erdgas-**Exporte** und Speicherentnahmen (nach BAFA 2021) **korrigiert**.

Mit diesen Ergänzungen wurde das deutsche Gas-Mix entsprechend der folgenden Tabelle bestimmt.

Tabelle 2 Das verbrauchsbezogene Gas-Mix in Deutschland 2019 und 2020

Anteile aus	2019	2020
DE Erdgas	6,0%	5,5%
DE Biomethan	1,1%	1,1%
NL	13,2%	11,0%
NO	16,7%	20,0%
RU	63,0%	62,4%

Quelle: eigene Berechnungen nach AGEB (2021), AGEESTat (2021), BAFA (2021), dena (2021) und IEA (2021);
DE = Deutschland; NL = Niederlande; NO = Norwegen; RU = Russland

Im nächsten Schritt wurden für die Erdgasbereitstellung in DE, NL, NO und RU die Daten zu den **Vorketten** (Energieaufwand, THG-Emissionen) aktualisiert und in GEMIS Version 5.1 integriert. Grundlage hierfür waren Daten aus verschiedenen Studien des Umweltbundesamtes (Baumann & Schuller 2021; DVGW & ISI 2018; Wachsmuth et al. (2019) sowie der BGR (Blumenberg et al. 2020) und industrielle Quellen (DBI 2018; MARCOGAZ 2019; thinkstep 2017). Eine Diskussion der Datenunsicherheiten und Vergleich der THG-Daten mit anderen Quellen erfolgt in Kapitel 4.1.

Die folgenden Tabellen zeigen die aktualisierten Werte für die **direkten** Methan-Emissionen (CH₄ aus Abfackelung und Leckagen) der Förderung und Aufbereitung von Erdgas, jeweils bezogen auf das bereitgestellte Erdgas.

Tabelle 3 Direkte Methan-Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in den Jahren 2015 und 2020

CH ₄ -Verlustrate für Erdgas aus	Förderung		Aufbereitung		Summe	
	2015	2020	2015	2020	2015	2020
DE	0,0050%	0,0050%	0,020%	0,010%	0,025%	0,015%
NL	0,0100%	0,0075%	0,020%	0,010%	0,030%	0,018%
NO	0,0100%	0,0050%	0,010%	0,010%	0,020%	0,015%
RU	0,0750%	0,0250%	0,075%	0,025%	0,150%	0,050%
CH ₄ -Emissionen [kg/TJ _{out}]	2015	2020	2015	2020	2015	2020
DE	1,1	1,1	4,3	2,1	5,3	3,2
NL	2,1	1,6	4,3	2,1	6,4	3,7
NO	1,7	0,9	1,7	1,7	3,5	2,6
RU	16,0	5,3	16,0	5,3	32,1	10,7

Quelle: eigene Berechnungen; Angaben gerundet

Zusätzlich erfolgte auf Basis der o.g. Studien eine Aktualisierung der spezifischen Strom- und Wärmebedarfe bei Förderung, Aufbereitung und Pipeline-Transport von Erdgas aus den betrachteten Lieferländern, wobei auch Aktualisierungen der Strom-Mixe in den entsprechenden Ländern berücksichtigt wurden.

Die Effekte der Emissionsminderungen einerseits und des leicht steigenden Förderaufwands andererseits sind in den Ergebnissen berücksichtigt (Tabelle 5).

2.2 Kenndaten für den Ausblick auf 2030

Die Fortschreibung des verbrauchsbezogenen Gas-Mix in Deutschland im Jahr 2030 berücksichtigt mehrere Faktoren:

- Der Erdgas**verbrauch** in Deutschland wird nach dem NECP-Zielszenario um knapp 20% gegenüber 2020 absinken (Prognos et al. 2020).
- Die Förderung von Erdgas in **Deutschland** ist weiter rückläufig, dafür steigt aber die Einspeisung von Biomethan (entsprechend NECP-Zielszenario) deutlich an.
- Die Niederlande werden ab 2027 **kein** Erdgas mehr nach Deutschland exportieren, da die Förderung im Groningen-Gasfeld ausläuft (Savcenko et al. 2020).
- Norwegen und Russland werden als Exporteure weiterhin zur Verfügung stehen und russische Exporte zur Auslastung der Nord Stream Pipelines **leicht steigen**, ebenso wie aus Norwegen.
- Ein Import von LNG aus Ländern wie Ägypten, Nigeria, Oman oder den USA wird aufgrund von bis 2030 nicht zur Verfügung stehender Infrastruktur in Deutschland **nicht** unterstellt.

Die Summe der angenommenen Effekte auf das verbrauchsbezogene Gas-Mix zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 4 Das Gas-Mix in Deutschland 2019, 2020 und 2030

Gas gesamt in DE aus	Statistische Daten		Annahmen IINAS
	2019	2020	2030
DE Erdgas	6,0%	5,5%	2,5%
DE Biomethan	1,1%	1,1%	2,0%
NL	13,2%	11,0%	0%
NO	16,7%	20,0%	25,0%
RU	63,0%	62,4%	66,7%
UA/RU Biomethan	-	-	3,8%

Quelle: für 2019 und 2020 siehe Tabelle 2, für 2030 eigene Schätzung nach Prognos et al. (2020); UA = Ukraine

Für vorgelagerte Prozessketten im Jahr 2030 in Deutschland werden die Hintergrunddaten des NECP-Zielszenarios (Prognos et al. 2020) angesetzt, für die Gasbereitstellung in den Exportländern NO und RU wurden die spezifischen Energieaufwendungen bei der Förderung sowie die **direkten** THG-Emissionen aus Förderung, Aufbereitung und internationalem Transport fortgeschrieben.

Die für Deutschland absehbare Bereitstellung von „grünem“ Wasserstoff (H₂) aus nationaler Erzeugung, den die Nationale Wasserstoff-Strategie mit bis zu 14 TWh (rund 50 PJ) im Jahr 2030 ansetzt (BMWi 2020), wird im Gas-Mix **nicht** betrachtet, da es sich aus heutiger Sicht vorwiegend um lokal erzeugten und **direkt** durch Großabnehmer (chemische Industrie, Stahlwerke...) genutzten H₂ handelt, der **nicht** in das Gasnetz eingespeist wird (vgl. Kapitel 4.3).

Bei der Abschätzung zum Gas-Mix in Deutschland im Jahr 2030 ist anzumerken, dass hier Unsicherheiten bestehen, die im Kapitel 4 diskutiert werden. Dort finden sich auch weitere Analysen zur möglichen Rolle von Wasserstoff (Kapitel 4.3.2).

3 Bilanzierung von THG-Emissionen und nichterneuerbarem Primärenergieverbrauch

Die recherchierten Basisdaten wurden in das Computermodell GEMIS eingegeben und die Ergebnisse für den kumulierten Energieverbrauch (KEV) und die THG-Emissionen ($\text{CO}_2\text{-Äq}$, CO_2) der Gasbereitstellung berechnet.

3.1 Ergebnisse zu KEV und THG für die Jahre 2019 und 2020

Die folgende Tabelle zeigt die bilanzierten Ergebnisse für die Jahre 2019 und 2020.

Tabelle 5 KEV und THG-Emissionen des Gas-Mix in Deutschland 2019 und 2020

Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [$\text{kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{end}}$]		THG-Emissionen [$\text{g}/\text{kWh}_{\text{Vorkette}}$]		THG-Emissionen [$\text{g}/\text{kWh}_{\text{end}}$]	
	KEV_{NE}	KEV_{ges}	$\text{CO}_2\text{-Äq}$	CO_2	$\text{CO}_2\text{-Äq}$	CO_2
Gas-mix national 2019	1,10	1,13	22,1	16,3	223	218
Gas-mix national 2020	1,11	1,13	22,9	17,3	224	219
Gas-mix-lokal 2019	1,11	1,13	22,9	16,3	224	218
Gas-mix-lokal 2020	1,11	1,13	23,7	17,4	225	219

Quelle: eigene Rechnungen mit GEMIS 5.1; $\text{CO}_2\text{-Äquivalente}$ für GWP_{100} nach IPCC (2013); KEV_{ges} = gesamter KEV; KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; alle Angaben bezogen auf den Gas-Heizwert (H_i)

Sowohl beim KEV_{NE} als auch bei den THG-Emissionen zeigen sich leicht steigende Werte, die vorwiegend auf Verschiebungen der Anteile im Liefermix sowie auf steigende Energieaufwände – mit entsprechenden Emissionen – in den Vorketten beruhen.

Werden die **endenergiebezogenen** Werte für KEV_{NE} und THG-Emissionen (rechte Spalten in Tabelle 5) eingedenk der Unsicherheiten (vgl. Kapitel 4) auf eine Nachkommastelle für KEV_{NE} bzw. ganze Zahlen für THG-Emissionen gerundet, liegen die Werte für 2019 und 2020 sowohl für die nationale wie auch die lokale Ebene **praktisch gleich** bei 1,1 $\text{kWh}_{\text{primär}}/\text{kWh}_{\text{end}}$ bzw. bei 223-225 $\text{g CO}_2\text{-Äq}/\text{kWh}_{\text{end}}$.

3.2 Ergebnisse zu KEV und THG für den Ausblick auf 2030

Entsprechend der Fortschreibung des Gas-Mix und der angenommenen Entwicklungen in den Vorketten ergeben sich für das Jahr 2030 die in Tabelle 6 dargestellten Ergebnisse (farblich markiert). Zur Vergleichbarkeit sind darin die Werte für 2019 und 2020 nochmals mit aufgenommen.

Tabelle 6 KEV und THG-Emissionen des Gas-Mix in Deutschland 2019, 2020 und 2030

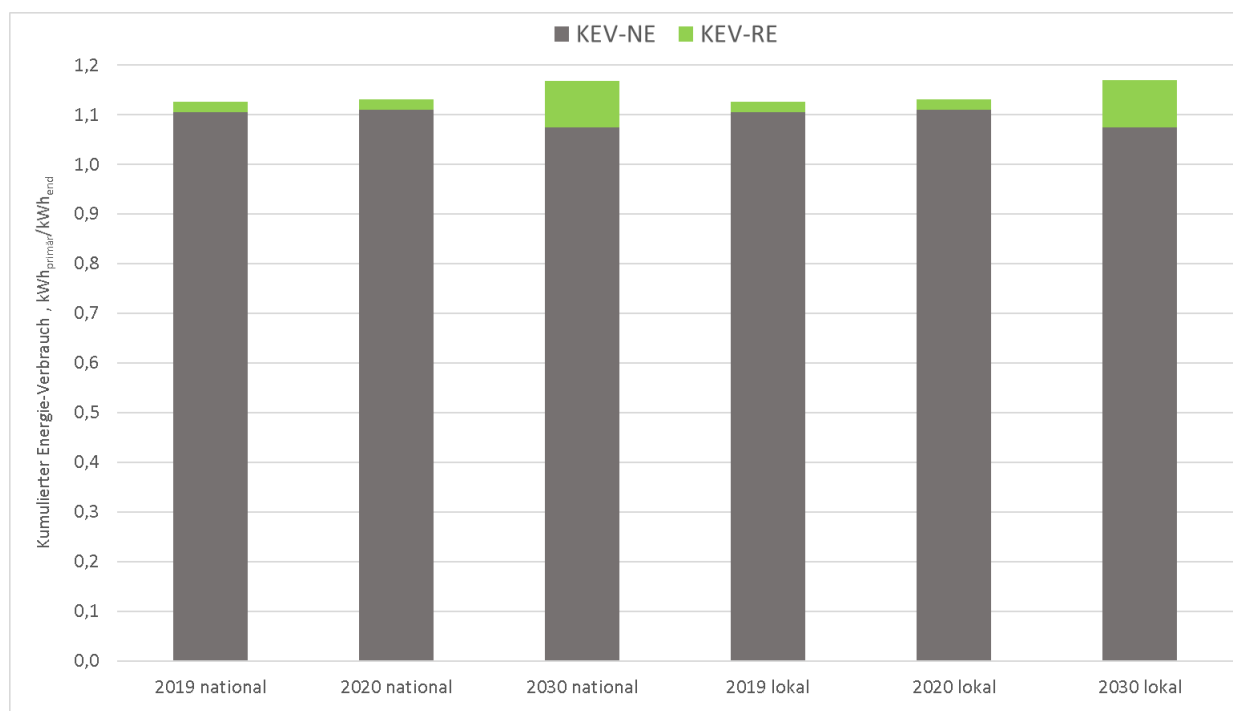
Option	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [kWh _{primär} /kWh _{end}]		THG-Emissionen [g/kWh _{Vorkette}]		THG-Emissionen [g/kWh _{end}]	
	KEV _{NE}	KEV _{ges}	CO ₂ Äq	CO ₂	CO ₂ Äq	CO ₂
Gas-mix national 2019	1,10	1,13	22,1	16,3	223	218
Gas-mix national 2020	1,11	1,13	22,9	17,3	224	219
Gas-mix national 2030	1,07	1,17	25,6	19,2	227	220
Gas-mix-lokal 2019	1,11	1,13	22,9	16,3	224	218
Gas-mix-lokal 2020	1,11	1,13	23,7	17,4	225	219
Gas-mix-lokal 2030	1,07	1,17	26,4	19,2	228	221

Quelle: eigene Rechnungen mit GEMIS 5.1; CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013); KEV_{ges}= gesamter KEV; KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; alle Angaben bezogen auf den Gas-Heizwert (H_i)

Bis 2030 setzt sich der Trend zur Erhöhung der Werte für die THG-Emissionen fort, nicht aber für KEV_{NE}, vorwiegend bedingt durch Verschiebungen der Anteile im Liefermix.

Die folgenden Bilder zeigen die Ergebnisse in der grafischen Übersicht.

Bild 3 KEV des Gas-Mix in Deutschland 2019, 2020 und 2030

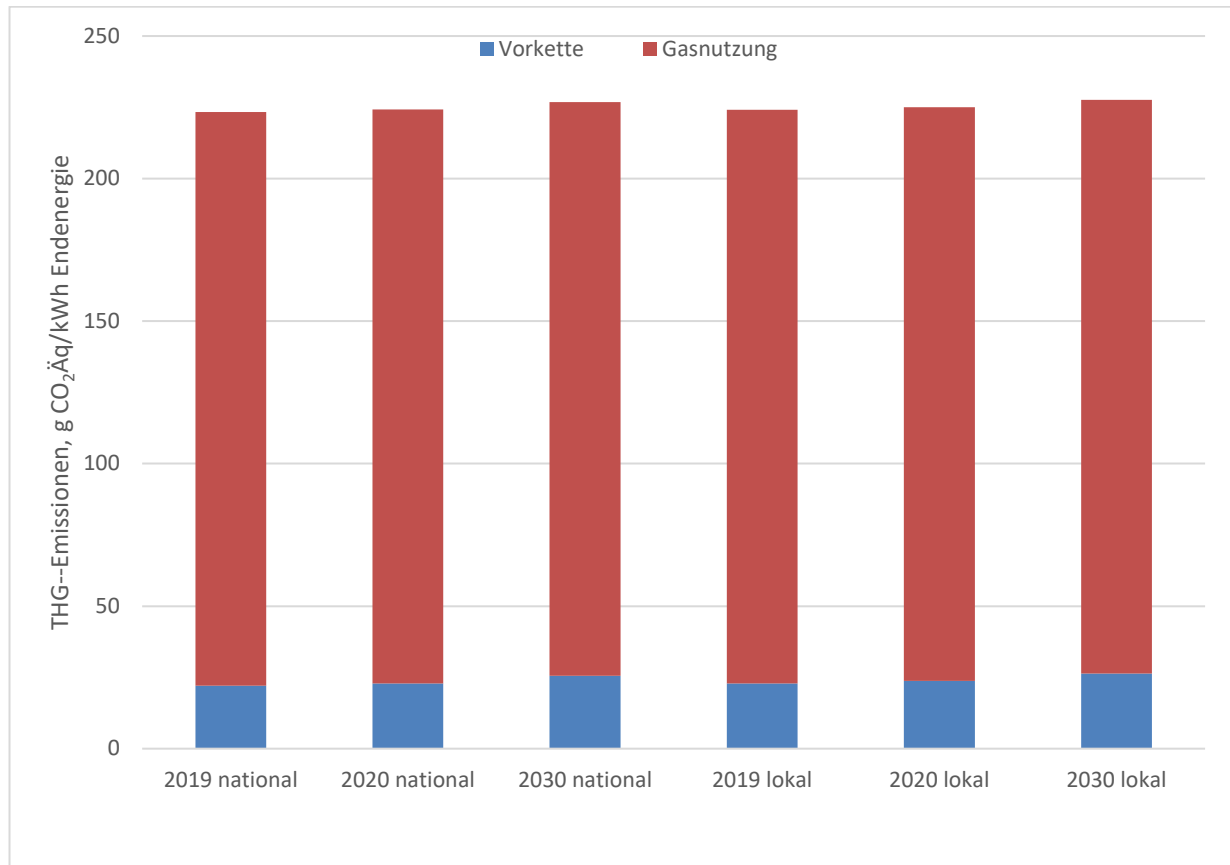


Quelle: eigene Rechnungen mit GEMIS 5.1; KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; KEV_{RE}= erneuerbarer KEV; alle Angaben bezogen auf den Gas-Heizwert (H_i)

Deutlich sichtbar ist in Bild 3, dass bis 2030 der KEV_{NE} leicht sinkt, während der erneuerbare Anteil des KEV (KEV_{RE}) leicht steigt – dies ist durch die zunehmende Einspeisung von Biomethan bedingt.

Bei den endenergiebezogenen THG-Emissionen zeigt Bild 4, dass der leichte Anstieg bis 2030 durch die Vorketten bedingt ist, die allerdings nur ca. 10% der THG-Emissionen des Gas-Mix ausmachen.

Bild 4 THG-Emissionen des Gas-Mix in Deutschland 2019, 2020 und 2030



Quelle: eigene Rechnungen mit GEMIS 5.1; CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013); alle Angaben bezogen auf den Gas-Heizwert (H_i)

Werden wie zuvor die **endenergiebezogenen** Werte eingedenk der Unsicherheiten (vgl. Kapitel 4) auf eine Nachkommastelle für KEV_{NE} bzw. ganze Zahlen für THG-Emissionen gerundet, liegen die Werte für 2030 beim KEV_{NE} für die nationale und lokale Ebene wiederum **praktisch gleich** bei 1,1 kWh_{primär}/kWh_{end}.

Die endenergiebezogenen THG-Emissionen liegen 2030 bei 227 g CO₂Äq/kWh_{end} auf der nationalen und bei 228 g CO₂Äq/kWh_{end} auf der lokalen Ebene.

4 Datenunsicherheiten und Robustheit

Die im Kapitel 3 dargestellten Ergebnisse zu KEV- und THG-Bilanzen unterliegen Unsicherheiten, die durch mehrere Faktoren geprägt sind.

4.1 Methanemissionen

Die aktualisierten Emissionsdaten für CH₄ in den Erdgas-Vorketten (Kapitel 2) sind trotz Vorliegens neuerer Studien und Publikation der nationalen Inventar-Berichte² zu territorialen THG-Emissionen weiterhin **durch Unsicherheiten und Datenbandbreiten** gekennzeichnet, wenn gleich sich die Lage gegenüber früheren Bilanzierungen im Jahr 2015 verbessert hat.

Die internationale Diskussion um CH₄-Emissionen umfasst vor allem Publikationen zu Methanleckagen in den USA, die aufgrund der dort stark angestiegenen unkonventionellen Fördertechniken (*fracking*), unkontrollierten Emissionen aus aufgegebenen Förderanlagen sowie Leckagen bei Gastransport und -verteilung vergleichsweise hohe CH₄-Emissionen der **US-Gaswirtschaft** ausweisen³. Da Deutschland bislang und mindestens bis 2030 aufgrund fehlender Infrastruktur kein (verflüssigtes) Erdgas aus den USA importiert, ist die Frage der dortigen CH₄-Emissionen für das deutsche Gas-Mix **nicht** relevant.

Direkte CH₄-Emissionsdaten für Erdgas aus Deutschland, den Niederlande und Norwegen sind mittlerweile als weitgehend gesichert anzusehen:

Das UBA gibt für **Deutschland** im Nationalen Inventar-Bericht für 2019 als CH₄-Emissionsfaktoren der Gasförderung und -aufbereitung jeweils rund 1,5 kg/TJ an (UBA 2021), d.h. rund 3 kg/TJ. Die aktualisierten CH₄-Emissionsfaktoren in GEMIS 5.1 (siehe Tabelle 3) betragen für die Summe von Förderung und Aufbereitung in Deutschland 3,3 kg/TJ.

Für die **Niederlande** gibt der NIR eine CH₄-Verlustrate bei Förderung und Aufbereitung von 0,02 % an, während (frühere) Studien Werte von 0,03 % nennen (Ladage et al. 2021). GEMIS 5.1 gibt für CH₄-Verluste in NL einen Wert von 0,03 % für 2015 und 0,02 % für 2020 (siehe Tabelle 3) und entspricht damit dem NIR.

² *National Inventory Reports* (NIR) nach der Klimarahmenkonvention, für aktuelle Versionen siehe <https://unfccc.int/ghg-inventories-annex-i-parties/2021>. Die NIR sind offizielle Quellen der Länder, die durch Experten des Sekretariats der UN-Klimarahmenkonvention regelmäßig kritisch begutachtet werden (peer review). Allerdings beruhen auch die NIR-Daten für CH₄ aus dem Gassektor (wie für viele andere THG-Emissionen aus anderen Sektoren) auf Betreiber-Daten, also Industrieangaben, die als Qualitätscheck in den NIR mit den IPCC Reference Values verglichen werden. Da die IPCC-Daten allerdings große Bandbreiten zeigen und nur zur Orientierung der Größenordnung dienen, ist dieser Qualitätscheck nicht als belastbar anzusehen.

³ vgl. z.B. Alvarez et al. (2018); Howarth (2019+2020); Stern (2020), Wachsmuth et al. (2019)

Für **Norwegen** gibt der aktuelle NIR nur aggregierte CH₄-Emissionen für die Gas- und Ölgewinnung, hat aber für den NIR 2022 angekündigt, detaillierte Daten zur Gaswirtschaft vorzulegen. Eine **energetische Allokation** der CH₄-Emissionen auf den Erdgasanteil ergibt für 2019 rund 1,9 kg CH₄/TJ entsprechend ca. 0,01 % Verlustrate. Mehrere Studien nennen CH₄-Verlustraten bei Förderung und Aufbereitung von ebenfalls 0,01 % (siehe Übersicht in Ladage et al. 2021). GEMIS 5.1 gibt für CH₄-Verluste in NO einen Wert von 0,02 % für 2015 und 0,015 % für 2020 (siehe Tabelle 3) und ist damit konservativ.

Für **Russland** gibt der NIR eine CH₄-Verlustrate bei Förderung und Aufbereitung von 0,032 % an, während (frühere) Studien Werte von 0,01 – 0,02 % nennen (Ladage et al. 2021). GEMIS 5.1 gibt für CH₄-Verluste in RU einen Wert von 0,15 % für 2015 und 0,05 % für 2020 (siehe Tabelle 3) und ist somit gegenüber den NIR-Daten konservativ⁴.

Bei den inter- und nationalen Erdgas-Transporten in **Hochdruck-Pipelines** verwendet GEMIS 5.1 einen Emissionsfaktor von 0,005 %/100 km und bilanziert die Verdichter über deren spezifischen Energiebedarf. Für Deutschland gibt der NIR einen CH₄-Emissionsfaktor für nationale Hochdruck-Pipelineverluste und Verdichter von rund 12 kg/TJ an (UBA 2021), während GEMIS 5.1 einen Wert von 11 kg/TJ verwendet. Dies liegt somit in der gleichen Größenordnung.

Für Erdgas aus Russland ist zu beachten, dass die unterseeischen Nord Stream Pipelines praktisch keine direkten Methanverluste zeigen und durch landgestützte elektrische Verdichterstationen betrieben werden. Sie decken rund 1/3 der Transportdistanz des russischen Exportgases nach Deutschland ab und einen Großteil der aus Russland importierten Mengen, womit sich die Unsicherheiten beim internationalen Pipelinetransport aus Russland entsprechend reduzieren.

Bei allen Ländern gilt jedoch, dass sich die aggregierten nationalen Emissionsfaktoren auf den bestimmungsgemäßen **Routine-Betrieb** beziehen und mögliche CH₄-Emissionen, die z.B. durch fehlerhafte Dichtungen oder Störungen von Fackeln entstehen, derzeit nicht berücksichtigen, da es hierzu kaum Daten gibt⁵. Dies soll allerdings in den nächsten Jahren durch eine geplante EU-Verordnung zu Methan-Monitoring und Minderung in der Öl- und Gasindustrie geändert werden. **Offen** ist dabei, inwieweit auch die durch Importe von **außerhalb** der EU bedingten Leckagen erfasst werden und wie verbindlich dies sein wird.

⁴ Die GEMIS-Werte entsprechen 32 kg CH₄/TJ für 2015 und 11 kg CH₄/TJ für 2020 gegenüber Werten aus der Gas-Industrie von rd. 2 kg CH₄/TJ (Russ 2017).

⁵ Siehe z.B. Olczak, Piebalgs & Jones (2020); Schneising, Oliver et al. (2020), die die Erfassung der CH₄-Emissionen aus lokalen Quellen über *remote sensing* diskutieren. Zur Erfassung von Methan-Leckagen mittels einer Infrarot-Kamera in Deutschland siehe <https://www.duh.de/projekte/methan-lecks/>

4.2 Daten zu Erdgas-Importen

Die hier angesetzten Daten zum Gasaufkommens-Mix in Deutschland für 2030 sind ebenfalls mit Unsicherheiten behaftet. Zwar ist das Auslaufen der Importe aus den Niederlanden und der starke Rückgang der inländischen Förderung als gesichert anzunehmen, jedoch sind die anzunehmenden Lieferanteile aus Norwegen und Russland durchaus variabel.

Im Hinblick auf die THG-Bilanz der Gasversorgung ist wesentlich, dass die Erhöhung des Importanteils aus Russland eine **steigende** Wirkung auf die Bilanz zeigt, während eine Erhöhung der Importe aus Norwegen sich **senkend** auf die THG-Bilanz des Gas-Mix auswirkt, da sich die THG-Emissionen der Bereitstellung von Erdgas frei Deutschland aus beiden Ländern um den **Faktor 3** unterscheiden, wie die folgende Tabelle zeigt.

Tabelle 7 THG-Emissionen von Import-Erdgas frei Deutschland im Jahr 2030

THG-Emissionen, Jahr 2030	THG-Emissionen [g/kWh _{Vorkette}]		THG-Emissionen [g/kWh _{end}]	
	CO ₂ Äq	CO ₂	CO ₂ Äq	CO ₂
Erdgas, nur aus NO	8,7	8,1	210	209
Erdgas, nur aus RU	27,4	19,6	229	221

Quelle: eigene Rechnungen mit GEMIS 5.1; CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013); alle Angaben bezogen auf den Gas-Heizwert (H_i)

Hier ist zu beachten, dass bei der für den Klimaschutz relevanten **endenergetischen** Betrachtung, die die Verbrennung des Erdgases einbezieht, sich die Unterschiede zwischen Erdgas aus Norwegen und Russland verringern, wie die beiden rechten Spalten in Tabelle 7 zeigen:

Die **endenergiebezogenen** THG-Emissionen der Bereitstellung von Erdgas frei Deutschland aus beiden Ländern unterscheiden sich nur noch **um 9 %**, d.h. die **endenergiebezogenen** THG-Emissionen des deutschen Gas-Mix im Jahr 2030 würden je 10% Änderung der Lieferanteile aus NO und RU um rund 1% sinken oder steigen.

Die Unsicherheit aus den Lieferanteilen liegt demnach für die THG-Emissionen des deutschen Gas-Mix im Jahr 2030 bei wenigen Prozent-Punkten.

4.3 Erneuerbare Gase und „blauer“ Wasserstoff

Als künftige Optionen zur Dekarbonisierung von Erdgas wird die Nutzung von erneuerbaren Gasen, insbesondere Biomethan und Wasserstoff (H₂) diskutiert⁶. Im Folgenden wird dargestellt, inwieweit sich daraus Unsicherheiten in Bezug auf die ermittelten KEV- und THG-Werte für das künftige deutsche Gas-Mix ergeben.

4.3.1 Biomethan

Die Menge von **Biomethan** im deutschen Gas-Mix des Jahres 2030 (vgl. Kapitel 2.2) wurde entsprechend des NECP angesetzt (vgl. Prognos et al. 2020), der jedoch nach dem im Jahr 2021 novellierten Klimaschutzgesetz **aktualisiert** werden muss, um das Ziel der Klimaneutralität Deutschlands bereits im Jahr 2045 zu reflektieren.

Die nationale Biomethaneinspeisung könnte – bei geeigneter Förderung - sicherlich etwas höher angesetzt werden, jedoch aufgrund des engen Zeitkorridors voraussichtlich nicht über 2,5% des (bis 2030 gesenkten) Gasverbrauchs hinaus (Erler et al. 2019a+b). Dies liegt im Bereich der Unschärfe der Abschätzung.

Der **Import** von Biomethan aus der Ukraine bzw. Russland wäre ebenfalls steigerungsfähig und die bestehende Pipeline-Infrastruktur würde dies erlauben (BAU 2021).

Allerdings ist die Umsetzung nennenswert höherer **Bereitstellung** aus beiden Ländern bis 2030 nicht realistisch anzunehmen, da die lokalen Voraussetzungen (Aufbau Biogas-Wertschöpfungsketten, Upgrading und Einspeisung) in den nächsten Jahren u.E. nicht nennenswert beschleunigt werden können.

4.3.2 Wasserstoff

Als **potenziell zusätzliche** Optionen können bis 2030 verschiedene Varianten von Wasserstoff (H₂) gelten. In Tabelle 8 sind die KEV- und THG-Emissionswerte für verschiedene Varianten zur Bereitstellung von H₂ in Deutschland mit Zeithorizont 2030 dargestellt:

- „Grüner“ H₂ aus Elektrolyse (mit **rein erneuerbarem** Strommix) in Deutschland
- „Blauer“ H₂ aus Dampfreformierung von Erdgas (**mit** CO₂-Abscheidung) in Norwegen (dort auch CO₂-Speicherung), Transport nach Deutschland durch Beimischung in Erdgaspipelines

⁶ Die Bereitstellung von „Power-to-Gas“ (PtG), d.h. synthetischem Methan (CH₄) aus H₂ und CO₂, ist eine weitere mit der bestehenden Erdgas-Infrastruktur und Nutzungstechniken vollverträgliche Option. Da die **H₂-Bereitstellung** die KEV- und THG-Bilanz von PtG prägt, wird PtG nicht eigens diskutiert, sondern ist im Kontext von H₂ zu sehen (vgl. Kapitel 4.3.2).

- „Türkiser“ H₂ aus Pyrolyse (CO₂-Abtrennung als Feststoff, brutto sowie mit energetischer oder stofflicher Allokation), Import des Erdgases aus Russland
- „Grüner“ H₂ aus Elektrolyse (mit rein erneuerbarem Strommix) in Nordafrika (MENA-Region) und Transport nach Deutschland durch Beimischung in bestehende Erdgaspipelines (van Wijk & Wouters 2021).

Tabelle 8 KEV und THG-Werte für H₂ in Deutschland im Jahr 2030

Option in 2030	Kumulierter Energieverbrauch (KEV) [kWh _{primär} /kWh _{end}]		THG-Emissionen [g/kWh _{end}]	
	KEV _{NE}	KEV _{ges}	CO ₂ Äq	CO ₂
<i>Gas-mix national (zum Vergleich)</i>	1,11	1,13	227	220
H ₂ blau (SMR mit CCS, aus NO)	1,48	1,48	53	52
H ₂ türkis (Pyrolyse), brutto	2,03	2,46	112	100
H ₂ türkis (Pyrolyse), energ.	1,13	1,37	62	56
H ₂ türkis (Pyrolyse), stoffl.	1,62	1,96	89	80
H ₂ grün	0,05	1,47	18	16
H ₂ grün (aus MENA)	0,09	1,53	33	29

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 5.1 nach IINAS (2021b); KEV_{NE} = KEV nicht-erneuerbar; KEV_{ges} = gesamter KEV; CO₂-Äquivalente für GWP₁₀₀ nach IPCC (2013); Angaben bezogen auf den Gas-Heizwert (H_i); SMR = steam methane reforming; CCS = carbon capture and storage; MENA = Middle East and Northern Africa

Diese Werte zeigen, dass die Nutzung von H₂ gegenüber dem nationalen 2030-Gas-Mix in Deutschland zur Senkung der THG-Emissionen dienen könnte, da die Verbrennung von H₂ ohne THG-Emissionen erfolgt – allerdings würde, außer beim „grünen“ H₂, der KEV_{NE} deutlich ansteigen.

Hierbei ist einerseits zu beachten, dass die Daten für die THG-Bilanzen von H₂ ebenfalls noch mit Unsicherheiten behaftet sind (vgl. IINAS 2021b).

Andererseits ist für „grünen“ H₂ in Deutschland bis 2030 anzunehmen, dass er **dezentral** in Verbrauchszentren erzeugt und vor Ort genutzt, also **nicht** in das Gasnetz eingespeist wird.

Für „türkisen“ H₂ gilt dies **ebenfalls** – zwar wird hier das Erdgas bis zur Pyrolyse vor Ort durch das Gasnetz transportiert, aber die Pyrolyse wird voraussichtlich in Verbrauchszentren wie der chemischen Industrie oder Raffinerien betrieben, um durch Abwärmenutzung die Effizienz zu erhöhen und Verteilungsaufwand (u.a. Druckerhöhung) zu vermeiden. Auch für „türkisen“ H₂ erfolgt somit **kein Transport durch** das Gasnetz.

Beide Optionen müssen daher bis 2030 als dezentrale Nutzungsoptionen **außerhalb** des Gas-Mix angesehen und nicht in seine THG-Bilanz einbezogen werden.

Daher ist **keine** Unsicherheit durch entsprechende H₂-Bereitstellung in Bezug auf die THG-Emissionen des Gas-Mix im Jahr 2030 gegeben.

Für „blauen“ H₂ aus Norwegen und „grünen“ H₂ aus MENA gilt dies dagegen **nicht**: Der Antransport nach Deutschland erfolgt jeweils durch H₂-Beimischung in das bestehende überregionale Erdgastransport- und Verteilsystem, so dass entsprechende H₂-Anteile dem nationalen Gas-Mix zugerechnet werden könnten.

Allerdings bestehen bei höheren H₂-Anteilen Kompatibilitätsprobleme mit der Gas-Infrastruktur und Nutzungstechnologien auf der Verbrauchsseite, da H₂ einen geringeren volumetrischen Heizwert hat als Erdgas und eine höhere Flammtemperatur. Zudem sind Versprödungen derzeit nicht auszuschließen.

Zur Problemen und möglichen Lösungen bei der H₂-Beimischung in bestehende Gasinfrastrukturen ergeben Untersuchungen und Forschungsprojekte⁷, dass bis 2030 H₂-Beimischungsanteile im Gasnetz von ca. 10 vol.% (ca. 3% energetisch) anzunehmen sind.

Die THG-Reduktion läge mit 3% importiertem H₂ (energetisch) im deutschen Gas-Mix bis 2030 **bei ca. 2%**, was innerhalb der THG-Datenunsicherheiten liegt.

4.4 Robustheit der Ergebnisse

Die im Kapitel 3 dargestellten Ergebnisse zu KEV- und THG-Bilanzen stellen sich auch eingedenk der hier dargestellten Unsicherheiten **als robust** dar:

Sowohl die Methanemissionsdaten in den Vorketten als auch die angesetzten Liefermische und Annahmen zu Biomethan- bzw. H₂-Einspeisungen im Ausblick auf des Jahr 2030 führen bei den Ergebnissen zu KEV und THG-Emissionen zu möglichen Änderungen im Bereich +/- 10%.

⁷ vgl. z.B. Adam et al. (2021); Bouacida & Berghmans (2021); DVGW (2020); Fulwood (2021); Gallon & van Elteren (2021); GIE & Hydrogen Europe (2021); IKTS (2021); Liu et al. (2021). Mehrere deutsche und EU-Projekte widmen sich dieser Fragestellung (z.B. <https://www.get-h2.de>; <https://www.higgsproject.eu>; <https://thyga-project.eu>).

Literatur

- Adam, Peter et al. (2021) Hydrogen infrastructure - the pillar of energy transition - The practical conversion of long-distance gas networks to hydrogen operation. Siemens Gas and Power GmbH. Erlangen <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:3d4339dc-434e-4692-81a0-a55adbcaa92e/200915-whitepaper-h2-infrastructure-en.pdf>
- AGEB (2021) Energieverbrauch in Deutschland - Daten für das 1. - 4. Quartal 2020. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Berlin https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=quartalsbericht_q4_2020.pdf
- AGEEStat (2021) Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020-excel.xlsx>
- Alvarez, Ramón et al. (2018) Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. Science 361 (6398): 186-188 <https://doi.org/10.1126/science.aar7204>
- BAFA (2021) Entwicklung des deutschen Gasmarktes. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Eschborn https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/egas_entwicklung_1991.xlsm
- Balcombe, P.; Brandon, N. & Hawkes, A. (2018) Characterising the distribution of methane and carbon dioxide emissions from the natural gas supply chain. Journal of Cleaner Production 172: 2019-2032 <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.11.223>
- BAU (2021) Vision for Ukrainian biogas/biomethane sector development. Bioenergy Association of Ukraine & REGATRACE <https://uabio.org/wp-content/uploads/2021/02/Visio-Ukrainian-Biogas-sector-2021-EN.pdf>
- Baumann, Michael & Schuller, Oliver (2021) Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle. Sphera Solutions GmbH i.A. des Umweltbundesamtes. UBA Climate Change 40/2021. Dessau https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_40-2021_emissionsfaktoren_der_stromerzeugung.pdf
- Blumenberg, Martin et al. (2020) Klimabilanz von Erdgas - Literaturstudie zur Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Hannover https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf
- BMWi (2020) Die Nationale Wasserstoffstrategie. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>
- BNAg & BKA (2016) Monitoringbericht 2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. Bonn https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_Korr.pdf
- BNAg & BKA (2017) Monitoringbericht 2017. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. Bonn https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf
- BNAg & BKA (2019) Monitoringbericht 2018. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. Bonn https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2017/Monitoringbericht_2018.pdf
- BNAg & BKA (2020) Monitoringbericht 2019. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. Bonn

- https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2017/Monitoringbericht_2019.pdf
- BNAG & BKA (2021) Monitoringbericht 2020. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. Bonn
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf
- Bouacida, Ines & Berghmans, Nicolas (2021) Carbon neutrality in Europe: future challenges for the gas infrastructure. IDDRI Studies 01/2021. Paris
<https://www.iddri.org/sites/default/files/PDF/Publications/Catalogue%20iddri/Etude/202101-ST0121-gaz%20europe.pdf>
- DBI (2018) Methane Emission Estimation of the Gas Distribution Grid (MEEM). Prepared for European Gas Research Group (GERG). Leipzig
http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/MEEM/180711_MEEM_DSO_Final_Report_end_signed.pdf
- dena (2021) Branchenbarometer Biomethan 2021. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin
https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/dena-ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2021.pdf
- DVGW (2020) Making hydrogen usable for everyone via the gas distribution networks. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V. Bonn
<https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere-engl.pdf>
- DVGW & ISI (2018) Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland. Köppel, Wolfgang; Degünther, Charlotte & Wachsmuth, Jakob. DVGW-Forschungsstelle am KIT & Fraunhofer ISI i.A. des Umweltbundesamtes. UBA Climate Change 02/2018. Dessau
https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-01-30_climate-change_02-2018_roadmap-gas_0.pdf
- Erlor, Ronny et al. (2019a) Ermittlung des Gesamtpotentials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz (Gesamtpotenzial EE-Gase). DVGW-Förderkennzeichen G201710. Bonn
https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/pi-dvgw-anhang_dvgw-forschung_g-201710_ee-gase-gesamtpotenzial_abschlussbericht.pdf
- Erlor, Ronny et al. (2019b) Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Bonn
https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/pi-dvgw-anhang_dvgw-forschung_g201622_ee-methanisierung-gesamtpotenzial_abschlussbericht.pdf
- Eurostat (2021) <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>
- Fulwood, Mike (2021) Energy Transition: Modelling the Impact on Natural Gas. Oxford Institute for Energy Studies OIES PAPER: NG 169. Oxford, UK
<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/07/Energy-Transition-Modelling-the-Impact-on-Natural-Gas-NG-169.pdf>
- Gallon, N. & van Elteren, N. (2021) Existing Pipeline Materials and the Transition to Hydrogen. Pipeline Technology Conference 2021. Berlin
https://competence.rosengroup.com/pluginfile.php/18369/mod_resource/content/4/ptc_2021_Existing%20Pipeline%20Materials%20and%20the%20Transition%20to%20Hydrogen_Gallon.pdf
- Howarth, Robert (2019) Ideas and perspectives: is shale gas a major driver of recent increase in global atmospheric methane? Biogeosciences 16: 3033-3046
<https://doi.org/10.5194/bg-16-3033-2019>
- Howarth, Robert (2020) Methane emissions from fossil fuels: exploring recent changes in greenhouse-gas reporting requirements for the State of New York. Journal of Integrative Environmental Sciences 17 (3): 69-81
<https://doi.org/10.1080/1943815X.2020.1789666>
- IEA (2021) Gas Trade Flows. Paris
<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/gas-trade-flows#>

- IINAS (2020) Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2019 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. Fritsche, Uwe R. & Greß, Hans-Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt
http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/GEMIS/2020_KEV_THG_Strom-2019_2020-2050.pdf
- IINAS (2021a) Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2020 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050. Fritsche, Uwe & Greß, Hans Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien. Kurzstudie für die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendungen e.V. (HEA). Darmstadt (in Vorb.)
- IINAS (2021b) Ermittlung fehlender Kennwerte (PEF, CO₂) für Wasserstoff unterschiedlicher Herstellung (Farben). Fritsche, Uwe & Greß, Hans Werner. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und –strategien. Kurzstudie für den BDEW. Darmstadt (in Vorb.)
- IKTS (2021) Green hydrogen: Transportation in the natural gas grid. Fraunhofer Institute for Ceramic Technologies and Systems. Research News. Dresden
<https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/en/press-media/2021/april-2021/ikts-green-hydrogen-transportation-in-the-natural-gas-grid.pdf>
- Ladage, Stefan et al. (2021) On the climate benefit of a coal-to-gas shift in Germany's electric power sector. Scientific Reports 11: 11453 <https://doi.org/10.1038/s41598-021-90839-7>
- Liu, Jingxuan et al. (2021) Analysis of Hydrogen Gas Injection at Various Compositions in an Existing Natural Gas Pipeline. Front. Energy Res. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.685079>
- MARCOGAZ (2019) Assessment of methane emissions for gas Transmission and Distribution system operators. MARCOGAZ - Technical Association of the European Natural Gas Industry WG_ME-485. Brussels https://www.marcogaz.org/app/download/8105291763/WG_ME-485.pdf
- Norskipetroleum (2021) Norwegian natural gas exports <https://www.norskipetroleum.no/wp-content/uploads/42-Norsk-naturgasseksport-fordelt-pa-leveransepunkt-24032021.xlsx>
- Olczak, Maria & Piebalgs, Andris (2020) Methane Emission Reduction – An Important Step in Strengthening the Sustainability Dimension in Gas Network Companies. European University Institute - Florence School of Regulation Policy Brief 2020/13. Florence https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/66751/PB_2020_13_FSR.pdf
- Olczak, Maria; Piebalgs, Andris & Jones, Christopher (2020) Satellite and Other Aerial Measurements – A Step Change in Methane Emission Reduction? Florence School of Regulation, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, European University Institute. Policy Brief Issue 2020/32. Florence https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/67910/PB_2020_32_FSR.pdf
- Prognos et al. (2020) Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgenabschätzungen 2030/2050. Kemmler, Andreas et al. Studie von Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS & IINAS i.A. des BMWi. Basel <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/klimagutachten.pdf>
- Prussi, M. et al. (2020) JEC Well-to-Tank report v5. JEC consortium (EC-JRC, EUCAR. Concawe). Science for Policy report by the Joint Research Centre EUR 30269 EN. Luxembourg
<https://doi.org/10.2760/959137>
- Russ, Manfred (2017) GHG Intensity of Natural Gas Transport. Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives. thinkstep for Nord Stream 2 AG https://globallnghub.com/wp-content/uploads/attach_380.pdf
- Savcenko, Kira et al. (2020) The future of European gas after Groningen. S&P Global Platts <https://www.spglobal.com/platts/plattscontent/assets/files/en/specialreports/naturalgas/groningen-european-gas-report.pdf>
- Schneising, Oliver et al. (2020) Remote sensing of methane leakage from natural gas and petroleum systems revisited. Atmos. Chem. Phys. 20: 9169-9182 <https://doi.org/10.5194/acp-20-9169-2020>

- Stern, Jonathan (2020) Methane Emissions from Natural Gas and LNG Imports: an increasingly urgent issue for the future of gas in Europe. Oxford Institute for Energy Studies OIES PAPER: NG 165. Oxford, UK <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/11/Methane-Emissions-from-Natural-Gas-and-LNG-Imports-an-increasingly-urgent-issue-for-the-future-of-gas-in-Europe-NG-165.pdf>
- thinkstep (2017) Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas. Prepared for Natural & Bio Gas Vehicle Association (NGVA) Europe. Brussels <http://ngvemissionsstudy.eu/>
- UBA (2021) Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 - Nationaler Inventarbericht Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2019. Umweltbundesamt. Climate Change 43/2021. Dessau https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021.pdf
- van Wijk, Ad & Wouters, Frank (2021) Hydrogen - The Bridge Between Africa and Europe. In: Weijnen, M.; Lukszo, Z. & Farahani, S. (eds.) Shaping an Inclusive Energy Transition. Cham: 91-119 https://doi.org/10.1007/978-3-030-74586-8_5
- Wachsmuth, Jakob et al. (2019) Wie klimafreundlich ist LNG? Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung & Karlsruhe Institut für Technologie i. A. des Umweltbundesamtes. UBA Climate Change 21/2019. Dessau https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf