

Erneuerbares Gas in Österreich 2040

Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot

Endbericht

VerfasserInnen: Martin Baumann (AEA)
Karin Fazeni-Fraisl (EJKU)
Thomas Kienberger (EVT)
Peter Nagovnak (EVT)
Günter Pauritsch (AEA)
Daniel Rosenfeld (EJKU)
Christoph Sejkora (EVT)
Robert Tichler (EJKU)

Auftraggeber: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

Datum: Wien, Juni 2021

Impressum

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency, Mariahilfer Straße 136, A-1150 Wien,
T. +43 (1) 586 15 24, Fax DW 340, office@energyagency.at | www.energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Peter Traupmann | Gesamtleitung: Dr. Martin Baumann |

Lektorat: Gabriele Möhring | Layout: Dr. Martin Baumann, Gabriele Möhring |

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency | Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet. Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

Die Österreichische Energieagentur hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Zusammenfassung

Im Kontext der klima- und energiepolitischen Ziele der Europäischen Union hat die österreichische Bundesregierung die Ziele formuliert, bis zum Jahr 2030 den nationalen Stromverbrauch bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Quellen zu decken und in weiterer Folge bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität in Österreich zu erreichen.

Fragestellungen

Diese Kurzstudie dient dazu, den mit den oben einhergehenden Zielsetzungen verbundenen Gasbedarf im Jahr 2040 zu quantifizieren, um so die österreichischen energie- und klimapolitischen Diskussionsprozesse zu unterstützen. Dabei werden auftragsgemäß zwei Teilfragestellungen betrachtet.

Im ersten Teil dieser Studie wird die Nachfrage an Gas aus der Industrie, dem Güterverkehr sowie den KWK-Anlagen und Heizwerken, die – beispielsweise aus Gründen eines effizienten Energieeinsatzes oder aus technischen Gründen – nicht sinnvoll durch andere Energieträger gedeckt werden kann, unter den für das Jahr 2040 hinterlegten Annahmen ermittelt.

Die Nachfrage nach Gas wird in zwei Szenarien betrachtet, um deren mögliche Bandbreite im Jahr 2040 darzustellen. Im **Szenario „Infrastrukturnutzung“** wird angenommen, dass die bestehende technologische Infrastruktur, die zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Gasen derzeit benötigt wird, in höherem Ausmaß weiterhin verwendet wird. Durch die Annahme einer im Vergleich zum Szenario „Exergieeffizienz“ konservativeren technologischen Entwicklung kommt es sowohl zu Effizienzverbesserungen wie auch zu Verschiebungen in der Nutzung von Technologien im Rahmen bisher beobachteter Trends. Bis zum Jahr 2040 notwendige Anlagenerrichtungen und 2040 stattfindende Produktionsprozesse folgen dem derzeitigen Fortschritt der technologischen Entwicklung bzw. den heute etablierten Strukturen. Im Gegensatz dazu wird im **Szenario „Exergieeffizienz“** eine ambitioniertere technologische Entwicklung angenommen. Dadurch sind auch Zukunftstechnologien verfügbar, die sich derzeit noch in einem frühen technologischen Entwicklungsstadium befinden. Damit wird es möglich, Gase in einer Art und Weise einzusetzen, dass ihre Nutzung die Exergieeffizienz jedes Sektors innerhalb des jeweiligen Bilanzrahmens optimiert.

Im zweiten Teil der Studie wird ermittelt, welche Menge an Methan im Jahr 2040 aus heimischen erneuerbaren Quellen durch anaerobe Vergärung und Biomasse-Gasification als realisierbar erscheint.

Die Potentiale der Erzeugung von Wasserstoff aus heimischem erneuerbaren Strom, die Nachfrage nach Gas im Gebäudesektor und im motorisierten Individualverkehr, der Gasbedarf des Energiesystems im Sinne einer stabilisierenden Stromnetzreserve sowie Zusammenhänge wie Wertschöpfungs- oder Preislenkungseffekte innerhalb der gesamten österreichischen Volkswirtschaft bzw. in einzelnen Sektoren wurden in dieser Studie explizit nicht untersucht.

Ergebnisse

Im Szenario „Infrastrukturnutzung“ kann für das Jahr 2040 eine Nachfrage nach Gas aus den betrachteten Bereichen von 138 TWh erwartet werden, während sie im Szenario „Exergieeffizienz“ mit 89 TWh um ein Drittel niedriger liegt (Abbildung 1).

Die nicht-austauschbare Nachfrage nach Methan ist im Szenario „Infrastrukturnutzung“ mit 72 TWh viel höher als die Nachfrage, die nur mit Wasserstoff gedeckt werden kann (25 TWh). Im Szenario „Exergieeffizienz“ sind diese beiden Nachfragen ungefähr gleich groß (15 bzw. 16 TWh). Die sowohl von Methan als auch Wasserstoff abdeckbare Nachfrage liegt in der Höhe von 42 bzw. 59 TWh.

Im Szenario „Infrastrukturnutzung“ liegt die Nachfrage nach Gas um ca. 55 % höher als im Szenario „Exergieeffizienz“ und zeigt damit die Bedeutung des Einsatzes von energieeffizienten und insbesondere auf das benötigte Temperaturniveau abgestimmten Prozessen und Technologien¹.

Ein großer Teil (30 bis 66 %) der Gasnachfrage in den untersuchten Sektoren kann sowohl über Methan oder Wasserstoff aufgebracht werden. Im Szenario „Infrastrukturnutzung“ ist nahezu die Hälfte der Nachfrage nur durch Methan abdeckbar, während ca. 30 % entweder durch Wasserstoff oder Methan abgedeckt werden können. Demgegenüber besteht im Szenario „Exergieeffizienz“ eine erhöhte Flexibilität hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff oder Methan in der Industrie je nach Wahl der zukünftigen Prozessrouten.

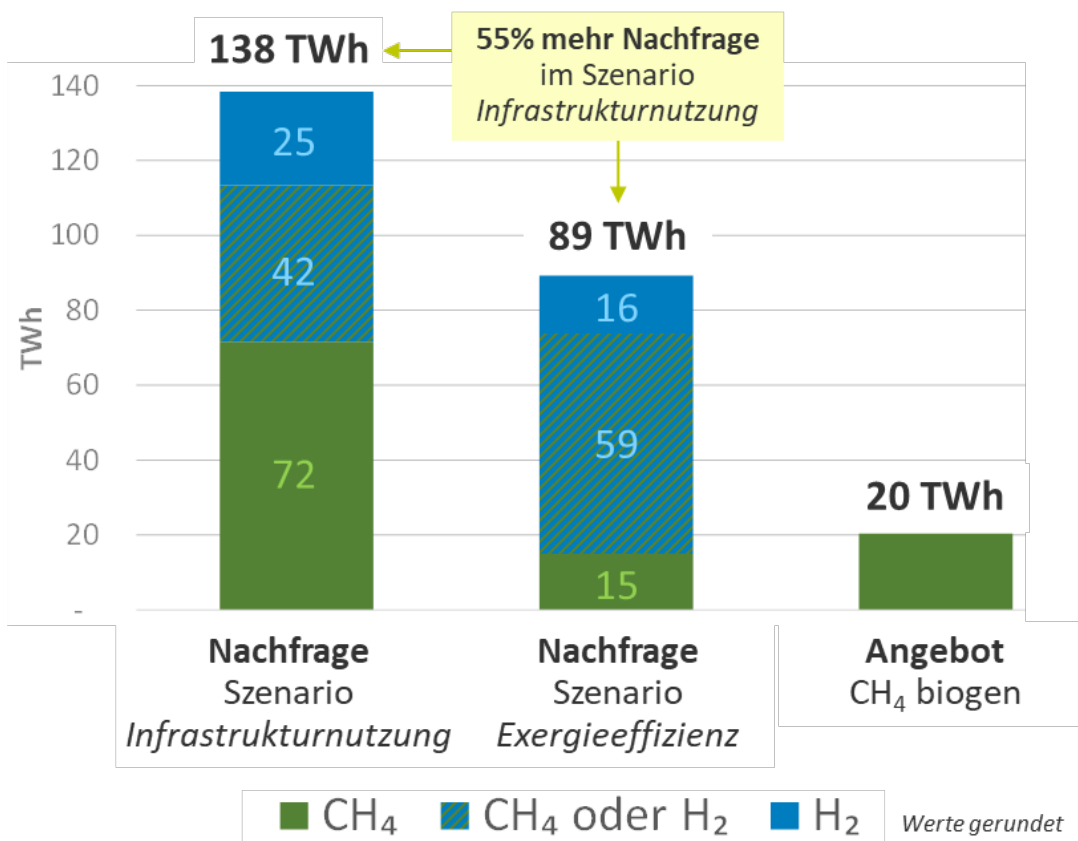


Abbildung 1: Vergleich der Nachfrage der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr, KWK/Heizwerke der Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ und Angebot an Methan aus biogenen Reststoffen

¹ Diese Eigenschaften werden in dieser Studie unter dem Begriff „exergieeffizient“ zusammengefasst.

Der Hauptteil der Nachfrage in beiden Szenarien ist der Industrie zuzurechnen; der Bedarf der betrachteten Verkehrsträger sowie der KWK-Anlagen und Heizwerke ist deutlich geringer. Die Prozesse aus der energieintensiven Industrie sind für 68 bzw. 75 % der gesamten ermittelten Nachfrage sämtlicher betrachteter Sektoren verantwortlich. Der Gasbedarf des Verkehrssektors im Jahr 2040 beruht – neben dem H₂- bzw. bio/synthetischen CNG-Bedarf für die direkte Tankung - sowohl im Szenario „Infrastrukturnutzung“ als auch im Szenario „Exergieeffizienz“ auch auf der Nachfrage nach E-Fuels und der damit einhergehenden Nachfrage nach Wasserstoff für deren Herstellung.

Das Gesamtangebot an erneuerbarem Methan von 20,3 TWh stammt ungefähr zu gleichen Teilen aus anaerober Vergärung (53 %) und Biomasse-Gasification (47 %).

Zur Hebung des realisierbaren Potentials an biogenem Methan aus der anaeroben Vergärung ist eine Neugestaltung der Wertschöpfungsketten zur Verwertung von biogenen Reststoffe notwendig (bspw. Erhöhung der Sammelquoten, anaerobe Vergärung vor Kompostierung – Kompostierung fester Gärreste etc.).

Die Größenordnungen der Nachfrage und der Angebotspotentiale von Methan der betrachteten Sektoren zeigen eine starke räumliche Verteilung. Große Unterdeckungen an biogenem Methan entstehen insbesondere in den Bundesländern mit hohem Industrieanteil. In den Bundesländern mit hohem agrarischen bzw. forstwirtschaftlichen Anteil ist das Angebot und die Nachfrage aus den Sektoren Industrie, Verkehr und KWK annähernd ausgeglichen.

Aus dem in diesem Projekt ermittelten Bedarf an Gasen in der Industrie, im Güter- und öffentlichen Personenverkehr und im Flugverkehr sowie der KWK- und Heizkraftanlagen im Jahr 2040 ist ersichtlich, dass der Gasbedarf in beiden Szenarien das Angebot an biogenem Gas deutlich – d. h. um 69 bzw. 118 TWh – übersteigt. Ein Einsatz von biogenem Gas in einem anderen als den betrachteten Sektoren wie z. B. dem Gebäudesektor führt zu einer weiteren Erhöhung der Nachfrage nach Gasen. Diese muss zusätzlich sowohl durch Wasserstoff aus heimischem erneuerbarem Strom als auch durch den Import von erneuerbaren Gasen gedeckt werden. Die energetische Größe der Gasbedarfslücke im Szenario „Exergieeffizienz“ liegt in der Größenordnung der heutigen heimischen Gesamtstromerzeugung.

Der Vergleich der beiden Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ zeigt die Bedeutung der Anwendung exergetisch effizienter Prozesse und Technologien, um den Gesamtenergiebedarf und damit den Gesamtbedarf an Gasen in Österreich zu senken. Eine Reduktion der Energieimporte und die Vermeidung der damit verbundenen Wertschöpfungsabflüsse kann dadurch erreicht werden, dass künftig jene Sektoren prioritär mit grünem Gas versorgt werden, die aus technischen Gründen keine Substitutionsmöglichkeiten zu gasförmigen Energieträgern aufweisen. Dies trifft vor allem auf eine Vielzahl von industriellen Prozessen zu. Andere Bereiche hingegen, wie der Gebäudesektor und der Mobilitätssektor, weisen Substitutionsmöglichkeiten auf. Die langfristige Priorisierung ist für die Standortsicherung industrieller Produktion und somit auch der Wertschöpfungsketten von Bedeutung.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	11
2	Methodik und Annahmen	12
2.1	Fragestellungen	12
2.2	Kurzbeschreibung der allgemeinen Annahmen	13
3	Nachfrage nach Gas	29
3.1	Industrie	29
3.2	Verkehr	39
3.3	KWK-Anlagen und Heizwerke	45
4	Potential für erneuerbares Methan aus organischen Reststoffen	49
5	Ergebnisse	56
5.1	Gegenüberstellung von Nachfrage und Angebot	56
5.2	Räumliche Betrachtung	60
5.3	Zusammenfassung	61
5.4	Schlussfolgerungen	62
6	Anhang	65
6.1	Aufbringung und Verbrauch von Erdgas 2018	65
6.2	Gegenüberstellung der Szenarien im Sektor Industrie	67
6.3	Aufteilung der IEA-Kategorien in ÖNACE-2008-Sektoren	67
6.4	Methodik des Top-down-Ansatzes der Industrie	68
6.5	Detailergebnisse der Industrie	70
6.6	Annahmen zur Abschätzung des biogenen Gasangebots	74
6.7	Abschätzung der spezifischen Verbräuche des Straßengüterverkehrs	76
6.8	Detailergebnisse der räumlichen Betrachtung	78
7	Literatur	79
8	Abkürzungen	86
9	Abbildungsverzeichnis	89
10	Tabellenverzeichnis	91

1 Einleitung

Das Übereinkommen von Paris hat das Ziel, den durchschnittlichen globalen Temperaturanstieg auf deutlich unter 2 °C, möglichst 1,5 °C, gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Dafür müssen die Emissionen von Treibhausgasen weltweit auf ein Niveau reduziert werden, welches einer vollständigen Dekarbonisierung – also der Unabhängigkeit von Öl, Kohle und Erdgas – bis 2050 entspricht. Nahezu alle Staaten der Welt, darunter auch alle europäischen Staaten einschließlich Österreich, haben das Pariser Übereinkommen ratifiziert.

Im Kontext der klima- und energiepolitischen Ziele der Europäischen Union hat die österreichische Bundesregierung die Ziele formuliert, bis zum Jahr 2030 den nationalen Stromverbrauch bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Quellen zu decken und in weiterer Folge bis zum Jahr 2040 Klimaneutralität in Österreich zu erreichen.

Erdgas ist ein Energieträger, der derzeit in vielen Bereichen eine wichtige Rolle spielt. Speziell in einigen Anwendungen ist es aufgrund seiner technischen und ökonomischen Eigenschaften kostspielig oder technologisch aufwendig, es zu ersetzen. Daher gibt es von vielen Seiten das Bestreben, den (derzeitigen) fossilen Energieträger Erdgas durch Gas aus erneuerbaren Quellen auszutauschen. Gleichzeitig gibt es unterschiedliche Annahmen zum heimischen Angebot an erneuerbaren Gasen, das für diese Anwendungen zur Verfügung stehen wird.

Diese Kurzstudie hat zum Ziel, die mit der oben einhergehenden Fragestellung verbundenen erneuerbaren Gasmengen zu quantifizieren, um so die österreichischen energie- und klimapolitischen Diskussionsprozesse zu unterstützen.

2 Methodik und Annahmen

2.1 Fragestellungen

In dieser Kurzstudie werden zwei Teilfragestellungen betrachtet: Zum einen wird der Gasbedarf, der aus ausgesuchten Bereichen nachgefragt wird und – beispielsweise aus Gründen eines effizienten Energieeinsatzes oder aus technischen Gründen – nicht sinnvoll durch andere Energieträger gedeckt werden kann, abgeschätzt. Zum anderen wird ermittelt, welche Menge an Methan aus heimischen erneuerbaren Quellen verfügbar sein wird.

Die Nachfrage der Sektoren Industrie, Güterverkehr, KWK-Anlagen und Heizwerke wird dem Angebot an biogenem Methan gegenübergestellt, um so die potentiell für den Gebäudesektor nutzbaren Gasmengen bzw. den Importbedarf für erneuerbares Gas² zu ermitteln. Dabei werden ausgewählte Annahmen variiert, um die Unsicherheiten über die zukünftigen Entwicklungen zu berücksichtigen.

2.1.1 Nachfrage

Auf der Nachfrageseite konzentriert sich die Ermittlung des Bedarfs auf drei Bereiche:

- Industrie/Gewerbe;
- Mobilität, unterteilt nach Güterverkehr (Straße, Schiene, Binnenschifffahrt), Luftfahrt und öffentlicher Verkehr sowie
- KWK-Anlagen und Heizwerke für Gas in Österreich.

Die Betrachtung der Nachfrage nach Gasen aus Industrie und Gewerbe berücksichtigt sowohl die energetisch als auch die stofflich genutzten Mengen und wird, wo notwendig, nach Methan und Wasserstoff differenziert.

Explizit nicht betrachtet werden der Bedarf an Gas, der als Zwischenstufe für die kurz- und langfristige Speicherung von Energie bei einer vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems erforderlich sein könnte, sowie die potentielle Nachfrage nach Gas aus dem Gebäudesektor. Ebenfalls erfolgt keine Betrachtung von Energieerzeugung und -verbrauch des übrigen Energiesystems, wie z. B. der Gesamtstromerzeugung und -nachfrage. Darüber hinaus ist es nicht das Ziel, eine Zuordnung von Nachfrage und Angebot im Sinne einer erneuerbaren Gas- oder Wasserstoff-Roadmap zu treffen.

2.1.2 Angebot

Die Ermittlung der Verfügbarkeit von erneuerbarem Gas erfolgt anhand der Mengen an Methan, die aus biogenen Reststoffen ohne Nutzungskonkurrenz erzeugt werden können. Die Ermittlung der realisierbaren Mengen erfolgt dabei für das Jahr 2040 unter Annahme einer bis dahin realisierbaren Neugestaltung von Wertschöpfungsketten zur Nutzung biogener Reststoffe. Nicht abgeschätzt werden die potentiell im Jahr 2040 zur Verfügung stehende Aufbringung und der dafür notwendige Energieeinsatz von erneuerbarem Wasserstoff.

² Zur Definition von erneuerbaren Gasen siehe (G-KenV 2019)

2.1.3 Bandbreiten der Nachfrage

Die Höhe der Nachfrage nach Gas wird durch viele Entwicklungen beeinflusst, deren Eintrittswahrscheinlichkeit und Ausmaß derzeit noch nicht abgeschätzt werden können. Um diese Unsicherheit dennoch zu berücksichtigen, wird die Nachfrage nach Gas in zwei Szenarien ermittelt, die sich grundlegend unterscheiden. Aus den Ergebnissen dieser beiden Szenarien kann eine Bandbreite der Nachfrage nach Gas im Jahr 2040 abgeschätzt werden.

Im **Szenario „Infrastrukturnutzung“** wird angenommen, dass die bestehende technologische Infrastruktur, die zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Gasen derzeit benötigt wird, in höherem Ausmaß weiterhin verwendet wird. Durch die Annahme einer im Vergleich zum Szenario „Exergieeffizienz“ konservativeren technologischen Entwicklung kommt es sowohl zu Effizienzverbesserungen wie auch zu Verschiebungen in der Nutzung von Technologien im Rahmen bisher beobachteter Trends. Bis zum Jahr 2040 notwendige Anlagenerrichtungen und 2040 stattfindende Produktionsprozesse folgen dem derzeitigen Fortschritt der technologischen Entwicklung bzw. den heute etablierten Strukturen.

Im Gegensatz dazu wird im **Szenario „Exergieeffizienz“** eine ambitioniertere technologische Entwicklung angenommen. Dadurch sind auch Zukunftstechnologien verfügbar, die sich derzeit noch in einem frühen technologischen Entwicklungsstadium befinden. Damit wird es möglich, Gase in einer Art und Weise einzusetzen, dass ihre Nutzung die Exergieeffizienz jedes Sektors innerhalb des jeweiligen Bilanzrahmens optimiert.

Detailliertere Annahmen der beiden Szenarien, die ihre konkrete Umsetzung in den Abschätzungen der Nachfrage der betrachteten Sektoren betreffen, werden in den jeweiligen Abschnitten beschrieben. Generell ist festzuhalten, dass die Ausgestaltung der beiden Szenarien in den betrachteten Sektoren auf den für den jeweiligen Sektor definierten Bilanzgrenzen basiert.

2.2 Kurzbeschreibung der allgemeinen Annahmen

2.2.1 Politische Ziele und Rechtsrahmen

Die beiden wesentlichen politischen Ziele, die den Hintergrund der Abschätzungen der gegenständlichen Studie bilden, sind:

- ab dem Jahr 2030 100 % Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energiequellen sowie
- ab dem Jahr 2040 Erreichung der Klimaneutralität.

Hinsichtlich des Rechtsrahmens wird angenommen, dass alle derzeit geltenden Rahmenbedingungen in ihrer Wirkung bis 2040 weiter in Kraft sind.

2.2.2 Wirtschaftsentwicklung

Eine wesentliche Annahme für die Abschätzung der Gasnachfrage im Jahr 2040 ist die Entwicklung der wirtschaftlichen Aktivität. Derzeit ist kein langfristiges Szenario verfügbar, das sowohl die jüngsten Entwicklungen aufgrund der Corona-Pandemie als auch die langfristige Entwicklung bis 2040 abbildet.

Es wurden daher die aktuell verfügbaren kurz- und langfristigen Wirtschaftsprognosen gesammelt und verglichen sowie mit dem Auftraggeber ein Ansatz abgestimmt, der zum einen plausibel ist und zum anderen die Vergleichbarkeit von Ergebnissen mit anderen Studien erleichtern soll.

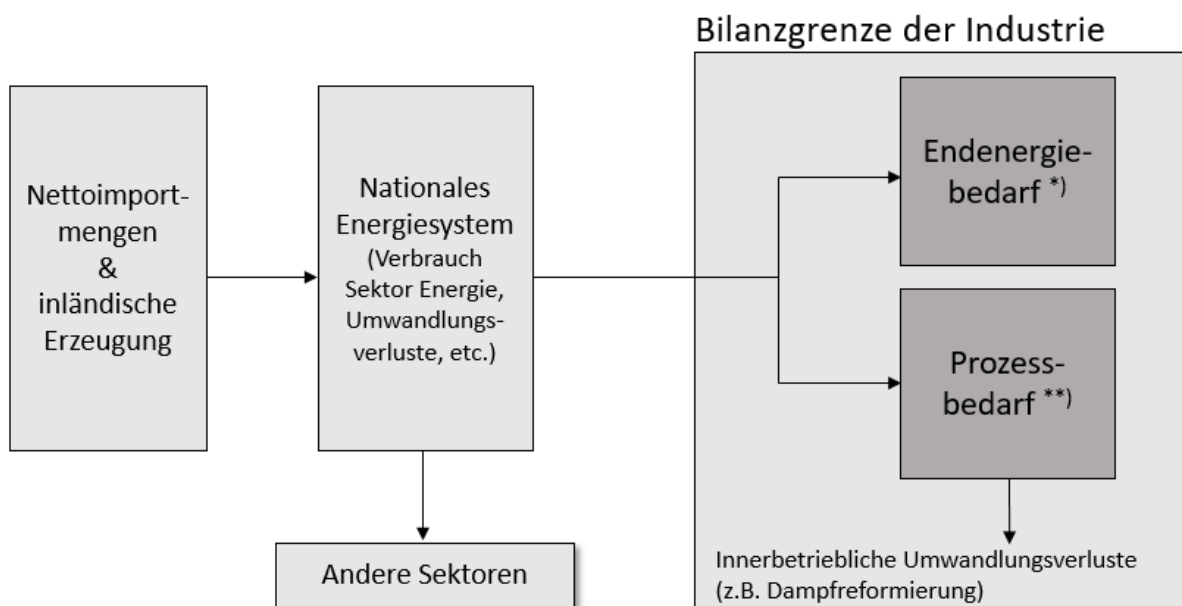
Als Wirtschaftsentwicklung wird kurzfristig die Prognose des WIFO vom 9.10.2020 verwendet, die bereits die jüngsten Entwicklungen aufgrund der Corona-Pandemie berücksichtigt (WIFO 2020). Diese wird dann mittelfristig (bis 2025) in die Empfehlungen der Europäischen Kommission vom Herbst 2018 übergeleitet, die auch Grundlage für die Szenarien des „Monitoring Mechanism“ (MonMech) sowie des Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) sind (BMNT 2019).

Tabelle 1: Annahme des jährlichen Wirtschaftswachstums

Rohdatentabelle	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2020– 2030	2030– 2040	2040– 2050
Wirtschaftswachstum real p. a.	2,0 %	2,4 %	2,6 %	1,4 %	-6,8 %	4,4 %	1,5 %	1,6 %	1,5 %
	WIFO-Kurzfristprognose 9.10.2020					NEKP/MonMech 2019			

2.2.3 Industrieproduktion

Die jeweiligen ausgewählten Technologien und Berechnungen in den beiden Szenarien folgen strikt den in Abbildung 2 dargestellten Bilanzgrenzen des Industriesektors. Vor- und Nachteile, die sich aus der Verwendung eines bestimmten Energieträgers ergeben, werden bei der Modellierung der beiden Szenarien ausschließlich innerhalb der dargestellten Bilanzgrenze berücksichtigt.



*) Energie, die für die Versorgung der Nutzenergiekategorien gemäß Nutzenergieanalyse benötigt wird

**) technologiespezifischer Gasverbrauch in der Roheisenerzeugung sowie der Ammoniak- und Methanolherstellung

Abbildung 1: Berücksichtigte Bilanzgrenzen in der Industrie

Die Modellierung der Industrienachfrage richtet sich zunächst nach den in der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria ausgewiesenen IEA-Sektoren I1 bis I13 (Statistik Austria 2013). Auf Basis der Nutzenergieanalyse 2018 (Statistik Austria 2019a) wird gemäß den oben beschriebenen Wirtschaftsdaten der Energieverbrauch der Sektoren fortgeschrieben und in der Folge die branchenspezifischen Überlegungen darauf aufgebaut. Diese

Fortschreibung berücksichtigt die Trends sowohl der Energieintensität der einzelnen Nutzenergiekategorien als auch der Anteile der einzelnen Energieträger am Verbrauch jeder Nutzenergiekategorie³.

Mit Ausnahme ausgewählter Prozesse in der chemischen Industrie, der Eisen- und Stahlindustrie sowie in der Glasherstellung wurde von keinen grundlegenden prozesstechnischen oder technologischen Veränderungen oder Verbesserungen ausgegangen. Für Wärmepumpen wird eine maximal erreichbare Bereitstellungstemperatur von 200 °C im Jahr 2040 erwartet.

In der Chemieindustrie, deren Entwicklung wie alle übrigen Industriesektoren dem angenommenen Wirtschaftstrend folgt, wird in vorliegender Studie zusätzlich davon ausgegangen, dass die bislang in der Raffinerie produzierten Olefine im Jahr 2040 aus Methanol, welches aus erneuerbaren Gasen produziert wurde, hergestellt werden. Die Herstellung synthetischer Kraftstoffe aus H₂ (sogenannte E-Fuels) wurde in vorliegendem Bericht nicht in den sektorspezifischen Betrachtungen der Chemieindustrie berücksichtigt. Stattdessen wird der H₂-Bedarf für die Herstellung des benötigten Treibstoffs direkt in den betreffenden Branchen bzw. Sektoren ausgewiesen und diskutiert

Anders als in den übrigen Branchen wird für die Rohstahlherstellung in Übereinkunft mit dem Auftraggeber mit einer gleichbleibenden Produktionskapazität von 7 Mt/a am Gelände der voestalpine gerechnet. Die Umstellung der derzeit in Verwendung stehenden Hochöfen auf eine Direktreduktionsroute mit Elektrolichtbogenöfen soll dieser Übereinkunft folgend im Jahr 2040 abgeschlossen sein.

Im Bereich Steine & Erden, Glas, zu dem unter anderem die Zement-, Feuerfest- und Glashersteller gehören, wurde, mit Ausnahme eines erhöhten Stromanteils in der Schmelzwannenbeheizung bei der Glasherstellung, von gleichbleibenden Technologien ausgegangen.

Eventuell benötigter Wasserstoff für etwaige Carbon-Capture-Anwendungen in der CO₂-intensiven Zementindustrie oder anderen wurde in vorliegender Studie nicht berücksichtigt. Auf Ebene der Produktqualitäten, deren Lebensdauer und Verwertung werden in der Industrie aufgrund der Komplexität der Fragestellung in vorliegender Studie keine Veränderungen angenommen. Der vermehrte Einsatz von Sekundärrohstoffen oder Abwärme wird szenarienspezifisch betrachtet (siehe Abschnitte 3.1.1 sowie 3.1.3.).

Um die Heterogenität der Industriesektoren in den Berechnungen für die Szenarien abbilden zu können, wurden die IEA-Sektoren in fünf Kategorien eingeteilt, welche in Tabelle 2 ersichtlich sind. Diese Einteilung erleichtert in der Szenarienberechnung ein systematisches Vorgehen zur Substituierbarkeit der in der Nutzenergieanalyse ausgewiesenen fossilen Energieträger durch alternative Energieträger.

³ Es ist zu beachten, dass mit der Nutzenergieanalyse 2019, die im Dezember 2020 veröffentlicht wurde, die Struktur der Nutzenergiekategorien geändert wurde. Die gegenständliche Studie beruht auf der Nutzenergieanalyse 2018.

Tabelle 2: Einteilung der IEA-Kategorien nach Öfen- und Dampfanwendungen

Kategorie	Zugehörige IEA-Industriesektoren
Hochtemperatur-Industrieöfen keine Dampferzeugung	NE-Metallurgie; Fahrzeugbau; Maschinenbau
Hochtemperatur-Industrieöfen Dampferzeugung	Steine & Erden, Glas; Bergbau; Bau; Eisen & Stahl
Strahlungswärme-/Niedertemperaturanwendungen- Industrieöfen Dampferzeugung	Nahrungsmittel; Papier
Teilw. umstellbare Industrieöfen Dampferzeugung	Sonst. produzierender Bereich; Textil & Leder; Holz & Holzprodukte
Hochtemperatur-Dampferzeugung	Chemie & Petrochemie

Sämtliche Annahmen und Berechnungen in vorliegender Studie wurden auf Basis der obenstehenden IEA-Sektoren getroffen und durchgeführt. Um aus den IEA-Sektoren die ÖNACE-Sektoren für diesen Bericht gemäß (Statistik Austria 2013) abzuleiten, wurde für jeden ausgewiesenen Energieträger mithilfe der österreichischen Energiegesamtrechnung ein Faktor errechnet, welcher sich aus der Summe des Verbrauchs 2013–2018 eines NACE-Sektors durch die Summe des Verbrauchs 2013–2018 des zugehörigen IEA-Sektors bildet (Statistik Austria 2020a). Die IEA-Sektoren Nicht-Eisen-Metallurgie und Eisen & Stahl bleiben zum Zwecke einer übersichtlichen Zuordenbarkeit der Bedarfe in ihrer ursprünglichen Form bestehen und werden nicht in die gemeinsame ÖNACE-Kategorie 24 überführt. Die Aufteilung der IEA-Sektoren in ÖNACE-Kategorien ist Tabelle 18 in Abschnitt 6.3 zu entnehmen.

2.2.4 Güterverkehr

In diesem Abschnitt der vorliegenden Studie findet eine Bottom-up-Abschätzung der potentiellen Gasnachfrage des Güterverkehrs in Österreich ohne Berücksichtigung angebotsseitiger Aspekte (z. B. Kostenstrukturen, Verfügbarkeiten von Technologien, Ausbaugrade der Erzeugung erneuerbarer Gase etc.) statt. Aufgrund dieser methodischen Vorgehensweise der vorliegenden Studie ist die Vergleichbarkeit der Ergebnisse mit anderen Studien, die eine Quantifizierung der Energienachfrage im Verkehr unter Berücksichtigung von Energieträgerimporten zum Ziel haben, nur eingeschränkt gegeben.

Zur Abschätzung des Gasbedarfs im Güterverkehr wird 2040 von einer Transportleistung i. H. v. 81 Mrd. tkm ausgegangen. Dies entspricht der jüngsten Annahme des Umweltbundesamtes (UBA) zur Erstellung von zukünftigen Verkehrsszenarien⁴. Insgesamt entspricht die Annahme einer gesamten Transportleistung im Jahr 2040 von rund 81 Mrd. tkm einer Abnahme gegenüber dem WEM-Szenario i. H. v. 14 % und gegenüber dem Szenario „Transition“ i. H. v. rund 10 % (Umweltbundesamt 2017a).

⁴ Gemäß telefonischem Abstimmungsgespräch mit BMK vom 11.12.2020

Der angenommene Modal Split für die Aufteilung des Transportaufkommens im Jahr 2040 wird in Tabelle 3 dargestellt. Es wird deutlich, dass die angenommene Änderung im Modal Split ein ambitioniertes Ziel darstellt.

Tabelle 3: Modal Split im Güterverkehr 2040

Verkehrsträger	2018	2040
Straße	84 %	64 %
Schiene	14 %	34 %
Schiff	1 %	2 %

Quelle: Kommunikation BMK 11.12.2020 bzw. (Statistik Austria 2020b)

Daraus ergibt sich folgende Aufteilung der Transportleistung auf Verkehrsträger im Jahr 2040: ca. 51,8 Mrd. tkm Straße, 1,6 Mrd. tkm Binnengewässer und 27,5 Mrd. tkm Schiene. Diese Transportleistungen werden in weiterer Folge für die Berechnung des Gasbedarfs im Güterverkehr angesetzt.

Straßengüterverkehr

Entsprechend der im Rahmen der vorliegenden Studie angenommenen Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ werden auch für den Straßengüterverkehr zwei Varianten entwickelt, die sich im Wesentlichen durch den Anteil der infrage kommenden Antriebstechnologien für den Straßengüterverkehr unterscheiden. Die Annahmen in den Szenarien wurden durch Konsultation von Experten und Sichtung von einschlägigen Studien, insbesondere aus dem DACH-Raum, generiert. Beide Szenarien haben eine vollständige Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs 2040 zum Ziel.

Annahmen im Szenario „Infrastrukturnutzung“

Eine verstärkte Nutzung bestehender Infrastruktur in Hinblick auf Betankung und Antriebstechnologien bedeutet in diesem Szenario für den Straßengüterverkehr einen verstärkten Einsatz – im Vergleich zum Szenario „Exergieeffizienz“ – von Verbrennungskraftmaschinen (VKM). Dekarbonisierung bedeutet in diesem Fall einen Fuel Switch von Diesel zu CO₂-neutralen Kraftstoffen. In Anlehnung an die F&E-Dienstleistung „CLEARER – CLimate nEutrAl fREight tRansport“⁵ und ein Expertengespräch mit Herry Consult werden folgende Annahmen zu den 2040 im Einsatz befindlichen Antriebstechnologien im Straßengüterverkehr getroffen:

⁵ <https://projekte.ffg.at>

Tabelle 4: Anteile der Antriebstechnologien 2040

Antriebstechnologie	Anteil 2040
VKM E-Fuels	20 %
VKM Bio-/syn. CNG	10 %
Elektroantrieb (BEV)	60 %
Brennstoffzelle (FCEV)	10 %

Quelle: Energieinstitut an der JKU auf Basis von Experten⁶ und (Zimmer 2016)

Auffällig ist hier der relative hohe Anteil an Verbrennungskraftmaschinen von 30 % und davon 20 % betrieben mit strombasierten E-Fuels. Angesichts verschiedener Studien für Deutschland⁷ ist jedoch auch für Österreich die Annahme berechtigt, dass der Einsatz von E-Fuels im Straßengüterverkehr im Jahr 2040 nicht ausgeschlossen werden kann.

Annahmen im Szenario „Exergieeffizienz“

Im Szenario „Exergieeffizienz“ wird von einer verstärkten Elektrifizierung des Güterverkehrs ausgegangen – das Transportaufkommen wird nicht geändert. Das entspricht am ehesten den Annahmen für eine Umstellung im Transition-Szenario des Umweltbundesamtes (Umweltbundesamt 2017a).

Anders als im Szenario „Infrastrukturnutzung“ ist gemäß der Annahme im Jahr 2040 nur mehr ein sehr geringer Anteil an Verbrennungskraftmaschinen im Straßengüterverkehr im Einsatz. Es wird ein hoher Elektrifizierungsgrad angenommen: 100 % der leichten Nutzfahrzeuge (LNF) bis 9,5 t und 85 % aller übrigen Nutzfahrzeugen werden gemäß dieser Annahme mit elektrischen Antrieben betrieben, 10 % mit Brennstoffzellenantrieb. Per Annahme sind keine VKMs im Jahr 2040 im Szenario „Exergieeffizienz“ vorgesehen.

⁶ Expertengespräch, Herry Consult, bezugnehmend auf die F&E-Dienstleistung „CLEARER – Climate nEutral fREight tRansport“

⁷ Die Studie des Deutschen Umweltbundesamtes zum Klimaschutzbeitrag des Verkehrs geht von einem Anteil an E-Fuels am Endenergieverbrauch im Verkehr 2050 i. H. v. rund 80 % aus (Bergk 2016). Auch in (Zimmer 2016) wird je nach Szenario ein Einsatz von bis zu 95 % strombasierter Kraftstoffe (PtX) im Verkehrssektor angenommen. In einer neueren Arbeit des Fraunhofer ISE schwankt der Anteil an Verbrennungsmotoren im straßengebundenen Güterverkehr (ohne Spezifikation des eingesetzten Treibstoffs) an der Fahrleistung je nach Szenario zwischen ca. 20 % und 60 % (Fraunhofer ISE 2020).

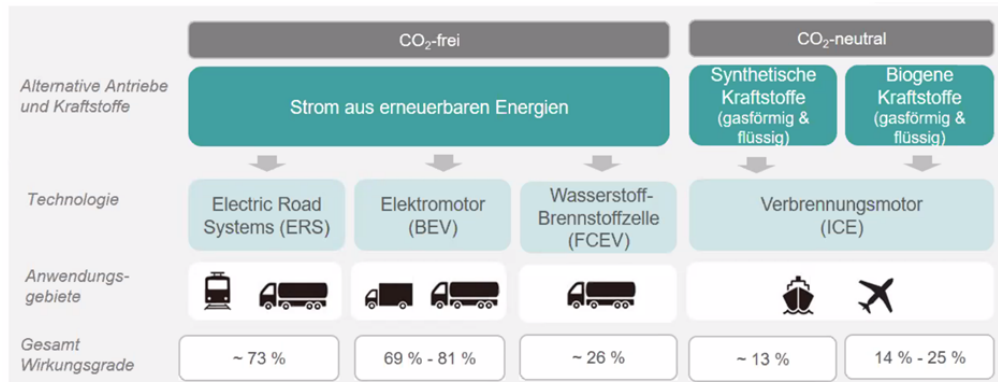


Abbildung 2: Zukünftige Einsatzgebiete alternativer Antriebe; Quelle: VCÖ-Veranstaltung „Güterverkehr auf Klimakurs bringen“ vom 13.11.2020, Vortrag UBA

Abbildung 3 verdeutlicht die zukünftigen Einsatzgebiete alternativer Antriebe, wobei die Richtung im Straßen- und Schienengüterverkehr sehr stark in Richtung Elektrifizierung und Brennstoffzelle geht und der Verbrennungsmotor unter dem Einsatz von synthetischen Kraftstoffen und biogenen Treibstoffen in der Schifffahrt und im Flugverkehr Einsatz finden wird. Dieser Vision im Bereich des Güterverkehrs entspricht in seinen Annahmen am ehesten das Szenario „Exergieeffizienz“. Details zur Ermittlung der spezifischen Verbräuche bezogen auf die Transportleistung im Straßengüterverkehr können im Anhang in Abschnitt 6.7 nachgelesen werden.

Schienengüterverkehr

Im Jahr 2019 betrug die Transportleistung auf Schiene rund 21,7 Mrd. tkm (Statistik Austria 2020c). Für 2040 wird eine Transportleistung i. H. v. rund 27,5 Mrd. tkm angesetzt – dies entspricht einer Steigerung um 21 % im Vergleich zu 2019. Gemäß dem Nachhaltigkeitsbericht der Österreichischen Bundesbahnen (ÖBB) sind heute 73 % der Strecken elektrifiziert und bis 2035 sollen insgesamt 89 % der Strecken elektrifiziert sein. Bereits heute werden 90 % der Verkehrsleistung durch Elektrotraktion bereitgestellt. Neben einer verstärkten Elektrifizierung wird der Einsatz von alternativen Antrieben als Lösung für einen klimaneutralen Betrieb gesehen, wobei die alternativen Antriebe auf Strecken zum Einsatz kommen sollen, auf denen eine Elektrifizierung nicht wirtschaftlich ist, beispielsweise auf Nebenstrecken (ÖBB 2019). Die Transportleistung im Schienengüterverkehr wird zu mehr als 90 % auf der Brennerachse, Westachse und auf sonstigen internationalen Achsen, die bereits elektrifiziert sind, abgedeckt. Der Anteil der Nebenstrecken am Schienengüterverkehr ist damit als gering einzustufen (Schienen Control GmbH 2019).

Daher wird angenommen, dass im Jahr 2040 der Anteil alternativer Antriebe im Schienengüterverkehr vergleichsweise gering ist und der Großteil der Transportleistung mit Elektrotraktion bereitgestellt wird. Konkret wird in der gegenständlichen Studie von 98 % elektrisch bereitgestellter Transportleistung ausgegangen. Die verbleibenden 2 % werden durch Brennstoffzellenantriebe (H₂) geleistet. Die Annahmen für den Schienengüterverkehr sind für die Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ gleich. Der spezifische elektrische Energiebedarf wird mit 0,04 kWh/tkm angenommen (Umweltbundesamt 2020). Der spezifische Energiebedarf in Form von H₂ wird exemplarisch für Nebenstrecken mit 0,18 kWh/tkm abgeschätzt (Pertl 2019).

Binnenschifffahrt

Der Gütertransport mittels Binnenschiffen spielt in Österreich eine eher untergeordnete Rolle, mit einem Anteil von rund 1 % am gesamten Transportaufkommen (Statistik Austria 2020b), in der gegenständlichen Studie 2 %.

Daher kann die direkte Nachfrage der Binnenschifffahrt nach gasförmigen Energieträgern als nachrangig betrachtet werden. Die Optionen zum Einsatz alternativer Antriebe und Kraftstoffe in der Binnenschifffahrt ist unter anderem von Leistungs- und Energiebedarfen, dem Einsatzprofil des Schiffes sowie Bunkerfrequenzen oder der Verfügbarkeit von strombasierten Kraftstoffen entlang der Route abhängig (Zerta 2019).

Während für Brennstoffzellenantriebe für Pkw und Busse bereits heute ein Technologiereifegrad (Technology Readiness Level – TRL) von 8 bis 9, bei Lkw und Schiene von 7 bis 8, geschätzt werden kann, liegt dieser für Schiffe derzeit bei 4 bis 6. Aus diesem Grund – und aufgrund der höheren Energiedichte – ist von einer großen Bedeutung von flüssigen alternativen Kraftstoffen in der Binnenschifffahrt auszugehen (Hebling 2019). Daraus abgeleitet wird für die vorliegende Studie angenommen, dass im Jahr 2040 H₂-betriebene Brennstoffzellenantriebe in der Binnenschifffahrt (noch) eine Ausnahmeerscheinung sein werden. In Anlehnung an (Wurster 2011) wird im Jahr 2040 ein Anteil von 14 % bio/syn.-LNG Antrieben und 86 % Dieselantrieben an der Transportleistung in der Binnenschifffahrt angenommen, wobei die Dieselantriebe, um der Maßgabe der Dekarbonisierung zu entsprechen, mit E-Fuels betrieben werden. Diese Annahme wird sowohl für das Szenario „Infrastrukturnutzung“ als auch das Szenario „Exergieeffizienz“ getroffen.

Die Transportleistung in der Binnenschifffahrt wird gemäß den Annahmen zum Modal Split mit 1,6 Mrd. tkm (Statistik Austria 2020d) und bis 2040 als konstant angenommen. Für die Ermittlung des Endenergieverbrauchs wird ein durchschnittlicher spezifischer Verbrauch von Binnenschiffen i. H. v. 0,098 kWh/tkm angesetzt (Wurster 2011). Auf Basis dieser Annahme ergibt sich ein Endenergieverbrauch i. H. v. rund 830 GWh, wobei 137,44 GWh auf E-Fuels und ca. 22,7 GWh auf biogenes bzw. synthetisches LNG entfallen.

2.2.5 Öffentlicher Verkehr

Der Gasbedarf im öffentlichen Verkehr wird im Wesentlichen durch zwei Verkehrsträger bzw. Fahrzeugarten bestimmt: Linienbusse und Bahn.

Linienbusse

Langfristiges Ziel der Unternehmen ist die Umstellung auf alternative Antriebe, wobei je nach Einsatzzweck ein Mix aus Brennstoffzellen- und batterieelektrischem Antrieb infrage kommt (Postbus GmbH 2020a, Postbus GmbH 2020b, Kocina 2019). Da die vorhandene Literatur keine Auskunft über mögliche zukünftige Anteile der einzelnen Antriebstechnologien im Linienbusverkehr gibt, wird nachfolgend basierend auf einer Marktprognose für die Verfügbarkeit von H₂-Bussen, der mögliche Anteil für Österreich abgeschätzt.

Ausgehend von den potentiell in Österreich vorhandenen Bussen 2040 i. H. v. 10.974 – entspricht einer Zunahme von rd. 9 % im Zeitraum von 2018 bis 2040 (Eurostat 2020a) – werden die Kilometerleistungen, untergliedert in Reise- und Linienbusse, ermittelt, wobei rund 84 % der Kilometerleistung auf Reisebusse, 16 % auf Linienbusse und 1 % E-Linienbusse entfallen.⁸ Demnach werden im Jahr 2040 rund 97,3 Mio. Fzghm (Fahrzeugkilometer) mit Linienbussen und 3,3 Mio. Fzghm mit E-Linienbussen zurückgelegt.

Unter Fortschreibung des in (Berger 2015) angegebenen Trends zur Marktverfügbarkeit von H₂-Bussen in der Europäischen Union stehen im Jahr 2040 84.375 Busse zur Verfügung. Da Österreich einen Anteil von 1 % an der Busflotte in der EU hat, wird angenommen, dass auf 1 % der verfügbaren Busse – 844 Stück⁹ – zurückgegriffen

⁸ Angenommen gemäß Angaben des Instituts für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik an der TU Graz, Prof. Hausberger

⁹ Zum Vergleich: Die Busflotte der Postbus GmbH beträgt aktuell 2.335 Busse (Postbus GmbH 2020a).

werden kann. Damit kann eine Kilometerleistung von rund 46,9 Mio. Fzgkm mit H₂-Bussen abgedeckt werden. Die weiteren rund 53,7 Mio. Fzgkm werden mit elektrisch betriebenen Antrieben gedeckt.

Der durchschnittliche Verbrauch eines H₂-Busses wird mit 3,16 kWh/km (NOW GmbH 2018) angesetzt, der eines E-Busses mit 1,7 kWh/km (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt 2015). Auf Basis dieser Annahmen ergibt sich ein Endenergieverbrauch von rund 240 GWh, wobei davon 150 GWh Wasserstoff und 91 GWh Strom für den Betrieb von Linienbussen sind.

Bahn

Analog zum Schienengüterverkehr wird auch im Bereich des Personenverkehrs auf Schiene von einer zunehmenden Elektrifizierung ausgegangen. Laut dem Nachhaltigkeitsbericht der ÖBB sollen 2035 89 % der Strecken elektrifiziert sein und bereits heute sind 90 % der Verkehrsleistung elektrifiziert (ÖBB 2019). Daher wird auch im Personenverkehr angenommen, dass im Jahr 2040 98 % der Personentransportleistung elektrifiziert erbracht werden und 2 % durch den Einsatz von H₂-betriebenen Brennstoffzellenantrieben. Gemäß Eurostat (Eurostat 2020b) fand zwischen 2011 und 2019 eine durchschnittliche jährliche Steigerung der Personenverkehrsleistung auf Schiene i. H. v. 3 % in Österreich statt. Wenn diese Entwicklung bis 2040 fortgeschrieben wird, ergibt sich im Jahr 2040 eine Personenverkehrsleistung i. H. v. rund 24 Mrd. Pkm. Der Verbrauch wird mit 0,04 kWh/Pkm angenommen (Umweltbundesamt 2020).

2.2.6 Flugverkehr

Im Unterschied zu den Abschätzungen für den Güterverkehr und den öffentlichen Verkehr geht die Abschätzung für den Flugverkehr nicht von der Transportleistung oder Personenverkehrsleistung aus, sondern von den in Österreich im Jahr 2018 getankten Flugzeugkraftstoffen, da eine klare Trennung zwischen Personenverkehr und Güterverkehr mit den verfügbaren Statistiken nicht nachvollziehbar darstellbar ist. Nach einer Publikation des VCÖ betrug die Menge an getanktem Flugzeugtreibstoff 831.016 t im Jahr 2018 (VCÖ 2019). In Anlehnung an die „Roadmap to decarbonising European aviation“ wird eine Abnahme der Kerosinnachfrage bis 2040 um 6 % durch gesteigerte Flotteneffizienz und technologischen Fortschritt angenommen. Eine Abnahme des Flugverkehrs ist hier nicht angenommen, wobei gemäß der „Roadmap to decarbonising European aviation“ sich das Wachstum dieses Sektors verlangsamt, aber von keiner Abnahme der Verkehrsleistung ausgegangen wird (Transport & Environment 2018). Damit ergibt sich für 2040 in Österreich eine Nachfrage nach Flugzeugtreibstoff i. H. v. rund 780.917 t, wobei gemäß der angesprochenen Roadmap ca. 89 % durch E-Fuels gedeckt werden und 11 % durch biogene Kraftstoffe (Transport & Environment 2018). Aufgrund der vorhandenen Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung von Brennstoffzellenantrieben und batterieelektrischen Antrieben für Flugzeuge (unter anderem auch aufgrund des derzeit noch vergleichsweise geringen TRLs von 4 bis 6 (Hebling 2019)) wird im Rahmen der vorliegenden Studie davon ausgegangen, dass diese 2040 noch keinen breiten Einsatz im Flugbetrieb finden, wenngleich auch im Jahr 2040 bereits das eine oder andere H₂-Flugzeug in Betrieb sein kann (Augsburger Allgemeine 2019, DW 2020, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt o.J.).

2.2.7 Fernwärme- und Stromerzeugung

Die Abschätzung der Nachfrage nach Gas durch KWK-Anlagen und Heizwerke setzt sich aus zwei Beiträgen zusammen: der Nachfrage nach Gas aufgrund (1) der Erzeugung von Fernwärme und (2) der Erzeugung von Strom.

Die Nachfrage nach Gas zur Fernwärmeerzeugung ist im Wesentlichen von drei Hauptaspekten abhängig: der Entwicklung der Nachfrage nach Raumwärme, dem daraus resultierenden Bedarf an Fernwärme sowie dem Anlagenbestand, der zur Erfüllung dieses Bedarfs eingesetzt wird. Diese Aspekte sind von einer Vielzahl von technischen Entwicklungen wie denen des Gebäudebestandes, der Heiztechnologien und der Fernwärmenetze mit den damit verbundenen Erzeugungsanlagen sowie von existierenden räumlichen Strukturen abhängig.

Die Nachfrage nach Gas zur Stromerzeugung ist ebenfalls von weiteren Aspekten abhängig, wie z. B. der Stromnachfrage aller Sektoren, dem Stromverbrauch des Sektors Energie und den Übertragungs- und Speicherverlusten sowie der technologischen Struktur der Stromaufbringung und möglichen Import-Export-Salden.

Eine detaillierte Abschätzung dieser Aspekte der Fernwärme- und Stromerzeugung geht über den Bereich dieser Studie hinaus. Daher wird zur Abschätzung des Gasbedarfs dieses Bereichs im Jahr 2040 auf existierende Studien zurückgegriffen.

Die Anzahl der Fernwärme-Szenarien, die in den letzten Jahren für Österreich erstellt und veröffentlicht wurden und die detaillierte und quantifizierte Ergebnisse für die Fernwärmeerzeugung im Jahr 2040 enthalten, ist gering und umfassen im Wesentlichen die Arbeiten, die zur Erfüllung der Berichtspflicht im Rahmen des Monitoring Mechanism (MonMech) durchgeführt wurden. In (Umweltbundesamt 2015) wurde mit dem Szenario WAM+ ein Gesamtszenario für Österreich bis 2050 entwickelt, das eine forcierte – jedoch nicht vollständige – Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050 beschreibt. Aufbauend auf diesen Ergebnissen erfolgte in (Umweltbundesamt 2016) eine Abschätzung einer vollständigen Dekarbonisierung bis 2050 ebenso wie das Szenario Transition in (Umweltbundesamt 2017a). Auf den beiden letzten Arbeiten baute die Abschätzung der Fernwärmeerzeugung in (TU Wien 2018), das ein Szenario mit dem Fokus auf den Gebäudesektor beschreibt. Die jüngsten Arbeiten, die im Rahmen des MonMech durchgeführt wurden, bildeten die Datengrundlage für den Nationalen Energie- und Klimaplan Österreichs (BMNT 2019), der Ende 2019 an die EU berichtet wurde. Die jüngste Studie, die die Entwicklung einer Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung beschreibt, ist die „Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich“ (Österreichische Energieagentur 2020a) des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen.

Diese Arbeiten unterscheiden sich in vielen Aspekten. Für die Verwendung der Ergebnisse in dieser Abschätzung des Gasbedarfs der KWK-Anlagen und Heizwerke im Jahr 2040 wurde im Speziellen auf drei Kriterien Wert gelegt: die Aktualität der Datengrundlagen der jeweiligen Studie, die Abbildung einer Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich bis 2040 sowie die Berücksichtigung der räumlichen und technologischen Struktur der österreichischen Fernwärmenetze. Die Fernwärme-Roadmap des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (FGW) (Österreichische Energieagentur 2020a) wurde nach diesen Kriterien aufgrund der Aktualität der verwendeten Daten sowie der Berücksichtigung der existierenden räumlichen und technologischen Struktur durch die Einbindung der größten Fernwärmenetz-Betreiber als am besten geeignet erachtet. Die Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung bis 2040 ist – wenngleich nur sehr grob – ebenfalls bereits berücksichtigt, während in den anderen Studien dies erst im Jahr 2050 erreicht wird. Der Hauptunterschied dieser zu den anderen nichtbetrachteten Studien ist die Höhe der Fernwärmeerzeugung im Jahr 2040, die in diesen Studien aufgrund der Annahmen einer stärkeren Wirkung der Gebäudesanierung sowie eines geringeren Zuwachses an Neuanschlüssen niedriger ist.

Zur Abschätzung des Gasbedarfs zur Stromerzeugung wird angenommen, dass zur effizienten Nutzung der eingesetzten Brennstoffe die Erzeugung von Strom aus Gas an die gleichzeitige Erzeugung von Fernwärme gekoppelt ist. Nicht berücksichtigt wird dabei der Betrieb der Anlagen zur Bereitstellung von Regelernergie oder

Netzreserve. Dies kann aufgrund der fehlenden Daten über die Stromversorgungsstruktur (d. h. Angebot und Nachfrage) weder qualitativ noch quantitativ abgeschätzt werden. Es wird jedoch erwartet, dass bereits existierende Anlagen wie Pumpspeicher (für Regelenergie) oder Biomasse als Netzreserve hier zum Einsatz kommen können.

2.2.8 Potentiale erneuerbarer Gase

2.2.8.1 Umfang der Potentialerhebung

Im Zentrum der Analyse steht das in Österreich realistisch verfügbare Biomethanpotential aus der anaeroben Vergärung und Biomasse-Gasification¹⁰. Das realisierbare Potential ergibt sich aus dem theoretischen Potential, welches durch technische und wirtschaftliche Einschränkungen reduziert wird.

Das theoretische Potential umfasst per Definition die maximale theoretisch verfügbare Substratmenge, auf Basis derer mittels substratspezifischer Faktoren zu Biogasertrag und Methananteil im Biogas bzw. zum Energieinhalt des Holzes ein theoretisches erneuerbares Methanpotential ermittelt wird. Das theoretische Potential umfasst demnach keine Einschränkungen bzgl. Ökologie, Logistik, Wirtschaftlichkeit, Konkurrenznutzungen etc. Die Berücksichtigung dieser Einschränkungen ist in der Ermittlung des technischen bzw. in weiterer Folge des realisierbaren Potentials zu berücksichtigen.

Das theoretische Potential wird über das physikalische Angebot beschrieben. Es stellt somit eine absolute Obergrenze dar und wird nur durch zwingende physikalische Nutzungsgrenzen bestimmt. Es gibt daher Auskunft über das maximal verfügbare Produkt, den maximal verfügbaren Rohstoff, wobei hierbei schon dahingehend Einschränkungen getroffen werden, dass gewisse anfallende Substratmengen selbst bei signifikant verbesserten technischen Möglichkeiten nicht als Potential gewertet werden können. Dazu gehören unter anderem die Einschränkungen, dass Wirtschaftsdünger nur während der Stallhaltung anfällt oder dass lediglich 40 % des anfallenden Stroh verwendet wird, da der restliche Teil zum Erhalt der Fruchtbarkeit des Bodens eingeackert wird. Auf Basis dieser Einschränkungen kann für die wesentlichsten biogenen Reststoffe beim ausgewiesenen Potential auch von einem technischen Potential gesprochen werden.

Eine Erhebung von Biomethanpotentialen (ausgehend von biogenen Reststoffen und Grünlandbiomasse) des DVGW für Deutschland zeigt, dass das technische und das wirtschaftliche/realisierbare Potential geringer als das theoretische sind. Gemäß dieser Studie beträgt das technische Biomethanpotential in etwa 60 %, das wirtschaftliche/realisierbare Potential in etwa 40 % des theoretischen Potentials (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013). Abbildung 4 verdeutlicht diesen Zusammenhang.

¹⁰ D. h. die thermochemische Umwandlung von fester Biomasse

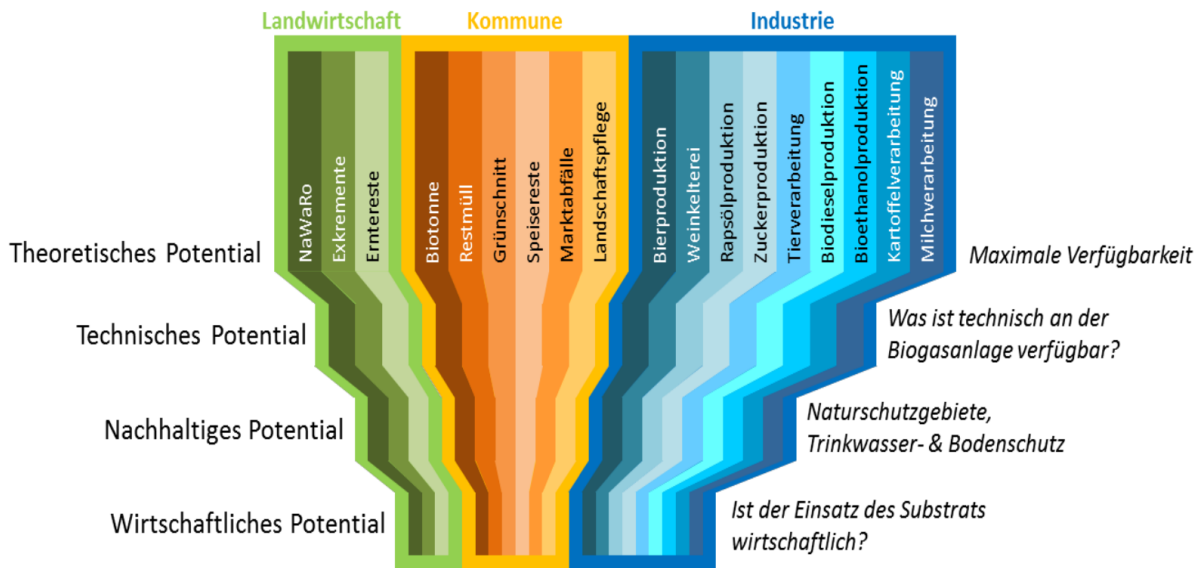


Abbildung 3: Potentialunterschiede – theoretisches, technisches, nachhaltiges und wirtschaftliches Potential (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013)

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Potentialeinschränkungen den Status quo, sowohl was die technologische Entwicklung als auch die legislativen und regulatorischen Rahmen anbelangt, widerspiegeln. Die gegenständliche Potentialerhebung jedoch geht, sowohl was die technische Entwicklung als auch die Änderungen der Rahmenbedingungen betrifft, von Weiterentwicklungen im Bereich der technisch und wirtschaftlich umsetzbaren Sammelquoten in der Landwirtschaft und des Anschlussgrades der Biotonne aus, da ein vermehrter Einsatz von biogenen Reststoffen politisch und gesellschaftlich gewünscht wird, um den potentiellen Beitrag zu gegenständlichen Zielsetzungen abrufen zu können. Auch in Zukunft wird es zu Einschränkungen des Potentials kommen, z. B. durch Änderungen in der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP), Auswirkungen der Bioökonomiestrategie, verstärkte Nutzung lignocellulosehaltiger Reststoffe für die Erzeugung von fortschrittlichen Biokraftstoffen. Die konkreten Auswirkungen können im Rahmen der vorliegenden Studie nicht quantifiziert werden. Aufgrund dieser Unsicherheiten kann sich das tatsächlich realisierbare Potential im Jahr 2040 in einem anderen Ausmaß (eher geringeren) darstellen. Dennoch ist auf Basis der Höhe des ermittelten Potentials von der entsprechenden Signifikanz tatsächlich möglicher Erzeugungspotentiale von biogenem Gas im Jahr 2040 auszugehen. Um dazu eine Aussage zu treffen, bedarf es zunächst einer umfassenden Erhebung der für eine Vergärung oder Gasification zur Verfügung stehenden Rohstoffe bzw. Ressourcenpotentiale.

Im Sinne einer nachhaltigen Produktion von erneuerbarem Methan werden in der gegenständlichen Studie ausschließlich biogene Reststoffe in die Potentialerhebung miteinbezogen. Neben den Potentialen für Vergärung wurden weitere Biomethanpotentiale aus der Gasification von Biomasse für Gesamtösterreich abgeschätzt und auf Basis von Daten aus anderen Studien auf Plausibilität geprüft, deren Erschließung jedoch zum Teil weitreichende systemische Änderungen im Vorfeld bedingen bzw. bei denen heute stoffliche sowie energetische Konkurrenznutzungen potentiell gegeben sind, die 2040 durch eine Neuausrichtung der Wertschöpfungsketten (z. B. verstärkte Kreislaufführung) vermieden werden.

Die quantifizierten Reststoffströme wurden mittels Faktoren zur demografischen Entwicklung (prognostiziertes Bevölkerungswachstum) und wirtschaftlichen Entwicklungen (z. B. prognostizierte Entwicklung des Viehbestandes, der landwirtschaftlichen Flächen etc.) bis zum Jahr 2040 extrapoliert bzw. fortgeschrieben auf Basis der Entwicklung in den Jahren 2010–2015. Unsicherheiten bestehen hier insbesondere in Zusammenhang

mit der Auswirkung unterschiedlicher Politiken auf die 2040 tatsächlich verfügbaren Reststoffpotentiale, die im Rahmen der vorliegenden Studie nicht in die Abschätzung mit einfließen können, da dazu umfangreichere Überlegungen notwendig sind. Insbesondere die Umsetzung der österreichischen Bioökonomiestrategie (BMNT, BMBWF, BMVIT 2019), der derzeit in Erarbeitung befindliche nationale GAP-Strategieplan für die Periode 2021 bis 2027 (BMLRT 2021) sowie Umsetzung der Bioabfallstrategie (Umweltbundesamt 2014a) beeinflussen die Verfügbarkeit der biogenen Reststoffe. Zusätzlich wird auch die Ausgestaltung zukünftiger (Anreiz-)Systeme z. B. zur Hebung des Potentials aus der Hausgartenkompostierung (siehe auch Kapitel 4) ausschlaggebend für die Realisierbarkeit des Potentials sein. Auf Basis der sich auf diese Weise ergebenden Zeitreihe wurde das theoretische Biomethanpotential für Österreich im Jahr 2040 quantifiziert. Als Referenzjahr dient das Jahr 2020. Auf älteres Datenmaterial als Bezugspunkt musste zurückgegriffen werden, wo keine aktuellen Daten vorlagen – dies war insbesondere für Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie der Fall.

2.2.8.2 Potentialeinschränkungen

Wenn möglich wird für die Ermittlung des technischen bzw. realisierbaren Potentials ein substratspezifischer Faktor verwendet. Zur Ermittlung der Faktoren werden die Ergebnisse aus (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013) herangezogen. Das technische Potential wird in der vorliegenden Untersuchung als prozentueller Anteil am theoretischen Potential ermittelt. Die dazu verwendeten Faktoren werden in Tabelle 5 gezeigt.

Tabelle 5: Faktoren für die Ermittlung des technischen Potentials als Anteil des theoretischen

Substrat	Technisches Potential als Anteil am theoretischen Potential
Wirtschaftsdünger	70 %
Getreide- und Rapsstroh	30 %
Rübenblatt	20 %
Biogene Abfälle	90 %
Grünschnitt	60 %

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013)

Jene Mengen, die derzeit der Kompostierung zugeführt werden, werden nicht vom theoretischen Potential abgezogen, da die Verwertung der biogenen Abfälle in einer Biogasanlage als ein Zwischenschritt vor der Kompostierung gesehen werden kann. Es wird nunmehr der Gärrest als Reststoff der Biogasanlagen anstatt der „rohen“ biogenen Abfällen den Kompostieranlagen zugeführt bzw. kann der flüssige Gärrest, der vorwiegend schnell verfügbare Nährstoffe enthält, direkt in der Landwirtschaft genutzt werden, um Nährstoffkreisläufe zu schließen (Umweltbundesamt 2017b). Diese Annahme folgt dem Ansatz, dass Nährstoffkreisläufe weitestgehend geschlossen werden müssen, um eine nachhaltige Biomassenutzung zu gewährleisten. Anschließend steht der Kompost für den Einsatz in Landwirtschaft, Gartenbau, Privatgärten etc. zur Verfügung. Weitere Details zu den Annahmen hinsichtlich der Potentialeinschränkungen können im Anhang in Abschnitt 6.6 nachgelesen werden. Soll auch eine Gasification des Gärrests stattfinden, wie von (Sejkora, Ch. et al 2018) vorgeschlagen wird, sind die Nährstoffkreisläufe zu prüfen.

Für die Ermittlung des realisierbaren Potentials im Rahmen der vorliegenden Studie wurde das technische Potential anhand von Wirtschaftlichkeitsfaktoren des DVGW, welche in nachfolgender Tabelle dargestellt sind (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013), weiter reduziert. Diese Faktoren beziehen Überlegungen hinsichtlich Bezugskosten und Methanerträge für die einzelnen Substrate mit ein (DVGW

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V., 2013). Dies stellt zwar eine Vereinfachung dar, da die Substratkosten nicht zuletzt regionalen bzw. im Falle der landwirtschaftlichen Reststoffe auch saisonalen Schwankungen unterliegen, dennoch kann diese Abschätzung über die angegebenen Faktoren als „Best Guess“ gewertet werden. Weitere Aspekte, die Berücksichtigung finden könnten, sind z. B. der Ansatz etwaiger Erlöse aus der Übernahme spezifischer biogenen Reststoffe analog zu den Entsorgungskosten. Es fließen keine Überlegungen zu nachfrageseitigen Gegebenheiten in die Abschätzung der Potentiale mit ein.

Tabelle 6: Anteil des realisierbaren Potentials am technischem Potential

Substratkategorie	Anteil des realisierbaren Potentials am technischem Potential
Biertreber	81 %
Biotonnenmaterial	100 %
Dauergrünland	73 %
Erntereste (Rübenblatt)	100 %
Erntereste (Getreide-, Rapsstroh)	86 %
Getreideschlempe	76 %
Glycerin	0 %
Grassilage	73 %
Kartoffelschalen	94 %
Maissilage	73 %
Marktabfälle	89 %
Melasse	0 %
Molke	75 %
Rapskuchen	0 %
Biogene Reststoffe im Restmüll	100 %
Rübenschrot	98 %
Schlachtreste	100 %
Speisereste	89 %
Straßenbegleitgrün	100 %
Weintrester	85 %
Wirtschaftsdünger	100 %

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013)

Da Klärschlamm nur in speziellen Aufbereitungsanlagen anfällt und aktuell beispielsweise schon für die Müllverbrennung gesammelt wird, kann davon ausgegangen werden, dass ein Logistikverfahren zur Sammlung des Klärschlammes schon vorhanden ist. Aufgrund dessen wurde für die Kategorie Klärschlamm eine realisierbare Quote von 100 % gegenüber dem technischen Potential angenommen (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013).

Im Bereich der thermochemischen Umwandlung von Biomasse (Gasification) wurden vor allem Reststoffe aus den Kategorien Brennholz, Rinde, Sägenebenprodukte und Hackgut für die Verwertung berücksichtigt. Hierbei umfasst das theoretische Potential in den Kategorien Brennholz, Hackgut und Rinde die gesamte jährlich in Österreich nachwachsende Menge an Biomasse (Dißauer, Rehling und Strasser 2019). Das theoretische Potential in der Kategorie Sägenebenprodukte umfasst 100 % des in den Sägewerken anfallenden Reststoffbiomassestroms (Dißauer, Rehling und Strasser 2019). Die Verwertungspfade für Holz sind in Österreich sehr gut etabliert, wie auch das aktuelle Holzflussdiagramm in Abbildung 5 zeigt (Österreichische Energieagentur

2020b). Daher geht es bei der Abschätzung eines realisierbaren Potentials an verfügbarem Holz für die Biomasse-Gasification zentral um die Vermeidung von Konkurrenznutzungen.

 Bundesministerium
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie

klimaaktiv


Holzströme in Österreich

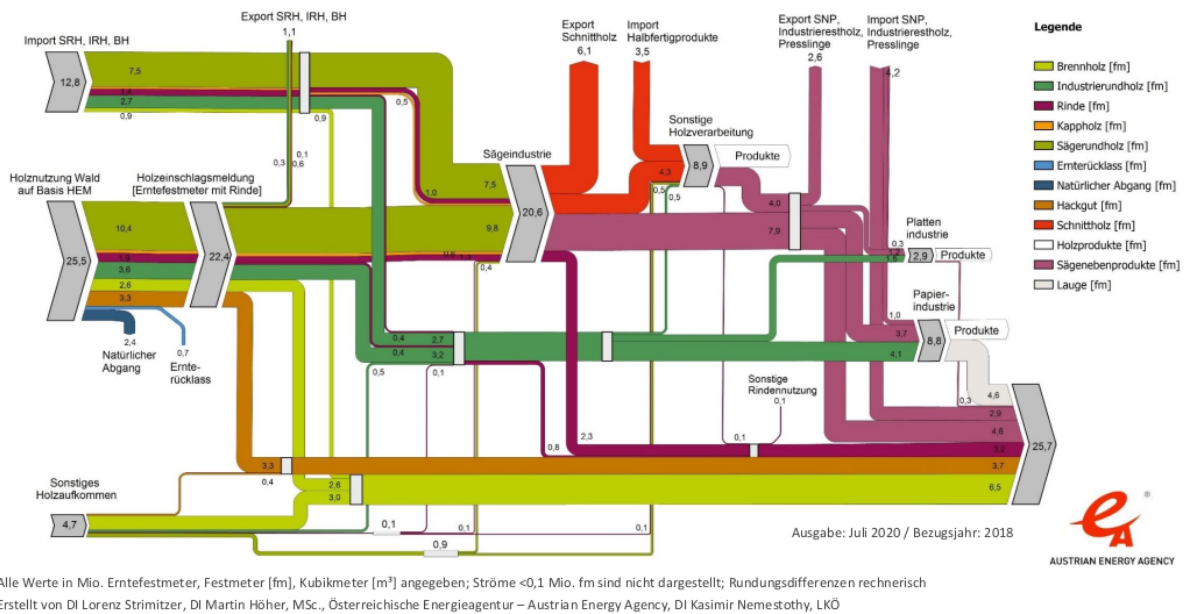


Abbildung 4: Holzströme in Österreich laut (Österreichische Energieagentur 2020b)

Bei der Ermittlung des realisierbaren Potentials orientiert sich die vorliegende Studie an den Annahmen aus (Dißbauer, Rehling und Strasser 2019): Die Autoren gehen davon aus, dass 50 % des ungenutzten Zuwachses für die Gasification zur Verfügung stehen, unter der Annahme, dass die Struktur der Holznutzung in den Industriesektoren zukünftig konstant bleiben. Grund für die Reduktion um 50 % ist neben technischen Restriktionen, die sich bei der vollständigen Nutzung der nachwachsenden Menge ergeben würden und dadurch schon zu einer Reduktion führen würden, der Gedanke der Nachhaltigkeit und etwaiger weiterer Konkurrenznutzungen. Speziell in puncto Nachhaltigkeit gilt es, nicht den gesamten Zuwachs zu nutzen, um damit beispielsweise Waldflächen als Kohlenstoffsенke zu erhalten (Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft 2017). Gleichzeitig wird bei erwartetem höherem Schadholzaufkommen durch Borkenkäferbefall und Wetterextreme zukünftig von einer Steigung der Nachfrage nach Sägenebenprodukten für Pellets und einer Dämpfung der Nachfrage durch Holzheizungen ausgegangen. Insgesamt sind damit auf Basis des approximativen Ansatzes rund 1,6 Mio. t-atro forstlicher Biomasse (Brennholz und Hackgut) für die thermochemische Umwandlung realistisch verfügbar. Im Bereich der Sägenebenprodukte (inkl. Rinde) kann davon ausgegangen werden, dass rund 50 % der Sägenebenprodukte zukünftig für die Gasification genutzt werden kann – auch wenn dadurch eine Umlenkung der Holzströme notwendig werden wird. Damit stehen in etwa 1 Mio. t-atro Sägenebenprodukte (inkl. Rinde) zur Verfügung (Dißbauer, Rehling und Strasser 2019).

Bei der Berechnung wurden die Kategorien Holz aus Kurzumtrieben¹¹ und Miscanthus¹² nicht berücksichtigt, da diese eigene Anbauflächen benötigen würden und somit nicht als Reststoffe gesehen werden können (Dißauer, Rehling und Strasser 2019), vor allem da diese Landnutzungsänderung in Studien oft zu Lasten der Lebensmittelproduktion erfolgen würde (Xie, et al. 2019).

Substratspezifische Biogas- und Biomethanerträge

Auf die Erhebung des realisierbaren Substratpotentials folgt die Ermittlung des Biomethanpotentials. Dazu werden spezifische Biogas- bzw. Methanerträge für die Substrate aus der Literatur herangezogen. Diese spezifischen Werte sind in Tabelle 24 im Anhang angegeben.

¹¹ Theoretisches Potential 5,7 TWh/a (511 Mio. Nm³/a) und realisierbares Potential 4,5 TWh/a (409 Mio. Nm³/a) (Dißauer, Rehling und Strasser 2019)

¹² Theoretisches Potential 16 TWh/a (1.468 Mio. Nm³/a) und realisierbares Potential 8,1 TWh/a (734 Mio. Nm³/a) (Dißauer, Rehling und Strasser 2019)

3 Nachfrage nach Gas

Im Folgenden wird die Ermittlung der Nachfrage nach Gas im Jahr 2040 durch die Ermittlung des Bedarfs dreier Bereiche durchgeführt: Industrie, Verkehr sowie KWK-Anlagen und Heizwerke.

3.1 Industrie

Die Berechnungen zum industriellen Sektor beruhen auf einer Kombination aus einem Top-down- und Bottom-up-Ansatz. Für den Top-down-Ansatz verwendet die vorliegende Studie die Verbrauchsdaten der auf Basis der eingangs beschriebenen Wirtschaftsentwicklung fortgeschriebenen Nutzenergieanalyse der Statistik Austria. Unter Zugrundelegung szenarienspezifischer Annahmen bilden diese Verbräuche in der Folge die Grundlage für die Aussagen zum Bedarf an Gas im Jahr 2040 (siehe Abschnitte 3.1.2 und 3.1.3). Dieser Top-down-Ansatz wurde für jene Industriesektoren gewählt, in denen keine tiefgreifenden technologischen Änderungen der Produktionsprozesse erwartet werden. Eine aggregierte Gegenüberstellung der Entwicklungen für jede der vier betrachteten Nutzenergiekategorien (Raumwärme, Dampferzeugung, Industrieöfen, Standmotoren) in den beiden Szenarien kann Tabelle 17 in Kapitel 6.2 entnommen werden.

In den Industriesektoren Eisen & Stahl, Steine & Erden, Glas sowie Chemie & Petrochemie muss mit hoher Wahrscheinlichkeit von gravierenden prozesstechnischen Änderungen ausgegangen werden, was eine Modellierung des Energiebedarfs auf Prozessebene notwendig macht. Dieser Lösungsweg wird als Bottom-up-Ansatz bezeichnet. Tabelle 7 gibt Aufschluss über die in den jeweiligen Industriesektoren unter Einbeziehung des Bottom-up-Ansatzes betrachteten Prozesse. Der für die Bottom-up-Betrachtung relevante, jedoch bereits im Top-down-Ansatz der Nutzenergieanalyse ausgewiesene Energiebedarf wird dabei zunächst herausgerechnet. Anschließend findet eine Neuberechnung des durch die Prozessumstellung neu benötigten Energiebedarfs in Form von Gas auf Basis der Parameter des Alternativprozesses statt. Dies ist wichtig, um eine Doppelbilanzierung aufgrund der Kombination beider Ansätze zu vermeiden.

Die Identifizierung der für den zukünftigen Gasbedarf in der chemischen Industrie relevanten Prozesse, welche nach einem Bottom-up-Ansatz berechnet wurden, wurde anhand der Ausführungen in (Windsperger, Schick und Windsperger 2018) durchgeführt. Im Fall der chemischen Industrie wurden die benötigten Energiemengen, dem Prozessfluss entsprechend, stöchiometrisch berechnet. Für die ebenfalls mittels Bottom-up-Ansatz betrachtete Rohstahlherstellung durch Direktreduktion wurden die in (Rechberger, et al. 2020) dokumentierten Werte übernommen. Energiebedarfe in den in Tabelle 7 genannten Industriesektoren, die nicht auf die dort angeführten bottom-up betrachteten Prozesse zurückzuführen sind, wurden auch hier mittels Top-down-Betrachtung errechnet.

Tabelle 7: Übersicht über die Bottom-up-Industrien und deren berücksichtigte Prozesse

IEA-Sektoren	Über Bottom-up-Ansatz betrachtete Prozesse	Details des Alternativprozesses
Eisen & Stahl	Rohstahlherstellung mittels Direktreduktion und Elektrolichtbogenofen (DRI/EAF)	Herstellung von ~7 Mt/a Roheisen voestalpine
Chemie & Petrochemie	Ammoniak- und Harnstoffherstellung, Methanol- und Olefinherstellung	Vollständige Umstellung der Produktion auf Synthese aus Gas
Steine & Erden, Glas	Glasproduktion	Steigender Stromanteil bei der Schmelzwannenbeheizung

3.1.1 Das Szenario „Infrastrukturnutzung“ in der Industrie

Im Szenario „Infrastrukturnutzung“ bleibt die Verwendung von Gasen für Nutzenergiekategorien, die bisher durch Naturgas versorgt wurden, in den mittels Top-down-Ansatz betrachteten Bereichen aufrecht. Die Versorgung von Industrieöfen sowie von Anlagen zur Raumheizung bzw. Warmwassererzeugung und Dampferzeugung wird nur dahingehend verändert, dass nun alle erdölbasierenden und andere fossile Energieträger durch gasförmige Energieträger ersetzt werden. In der Kategorie Standmotoren wurde ein Ersatz der fossilen Energieträger durch den Einsatz von synthetischen Kraftstoffen (E-Fuels) angenommen und der für deren Herstellung benötigte H₂-Bedarf ausgewiesen. Für die Umwandlung des Wasserstoffs zu E-Fuels wurde dabei ein maximaler Wirkungsgrad von 0,85 und ein minimaler Wirkungsgrad von 0,72 definiert (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2019). In den Top-down-Betrachtungen stellt das Szenario „Infrastrukturnutzung“ daher ein weitestgehendes Fortschreiben der heutigen Gasnutzung dar.

In den Bottom-up-Betrachtungen des Szenarios werden ebenfalls erdölbasierende Energieträger und Kohle durch Gas ersetzt. In der Glaserzeugung wurde im Szenario „Infrastrukturnutzung“ eine Umstellung der Schmelzwannenbeheizung auf einen Stromanteil von 50 % angenommen (vgl. mit 80 % im Szenario „Exergieeffizienz“). Für die Stahlherstellung wurde eine vollständige Umstellung der Rohstahlerzeugung auf eine Direktreduktion mit Methan berechnet. Die Herstellung der energieintensiven chemischen Grundstoffe Ammoniak und Methanol und deren primäre Folgeprodukte (Harnstoff bzw. Olefine) erfolgt ausschließlich mittels Dampfreformierung von CH₄. Dieser explizite Vorzug von CH₄ gegenüber H₂-basierten Prozessen in der chemischen Industrie und der Roheisenherstellung ist dem Umstand geschuldet, dass im Szenario „Infrastrukturnutzung“ konservativere Technologien mit hohem Technologiereifegrad eingesetzt werden.

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Industrie im Szenario „Infrastrukturnutzung“ durch eine Fortschreibung des heutigen Gaseinsatzes zu beschreiben. Fossile Energieträger werden darin im Jahr 2040 durch Gas ersetzt. Zusätzliche Produktionskapazitäten und neue Prozesse sowie Anlagenneuerrichtungen im Rahmen des normalen Anlagenlebenszyklus folgen dem derzeit bekannten Technologiereifegrad bzw. den derzeitigen Einsatzstrukturen.

3.1.2 Ergebnisse des Szenarios „Infrastrukturnutzung“ in der Industrie

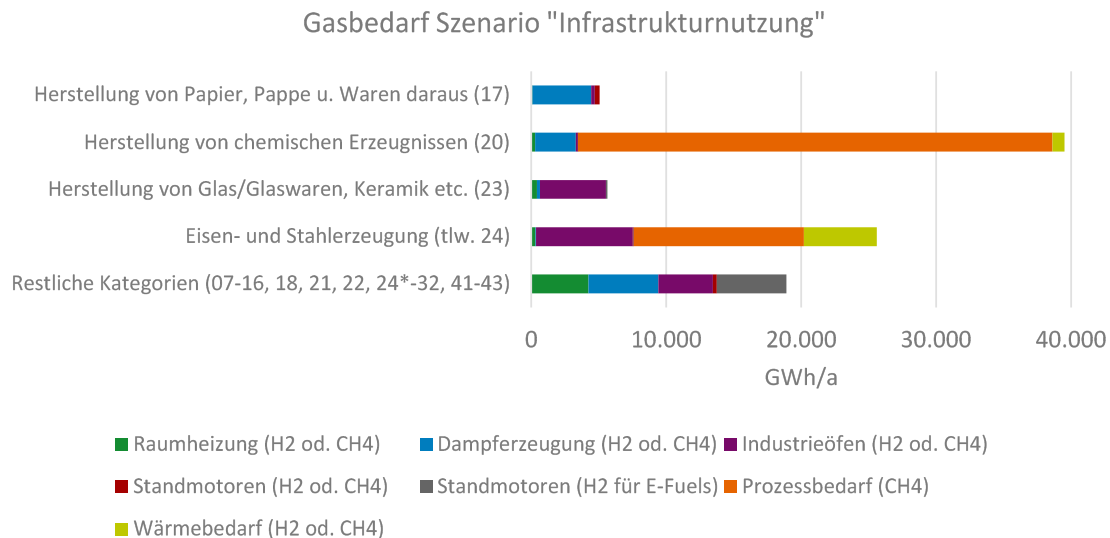


Abbildung 5: Gasbedarf der industriellen ÖNACE-Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern) im Szenario „Infrastrukturnutzung“ nach Nutzenergiekategorien, mit Aggregation der nicht-energieintensiven Industrie

* „Restliche Kategorien“ beinhalten in ÖNACE-Kategorie 24 nur die Nicht-Eisen-Metallurgie

Abbildung 6 und Abbildung 7 geben einen Überblick über die in den ausgewiesenen ÖNACE-Sektoren benötigten Mengen an Gas nach Nutzenergiekategorie bzw. Prozessanwendung. Aufgrund der großen Energiemengen, die in den energieintensiven Industriesektoren benötigt werden, stellt Abbildung 6 zur besseren Übersicht den Energiebedarf dieser Sektoren der Summe des Energiebedarfs aller sonstigen Industriesektoren gegenüber.

Die größten Bedarfe an Gas entstehen durch die Umstellung der Prozesse in der chemischen Industrie und der Stahlerzeugung. Detailergebnisse zu den betrachteten Bottom-up-Prozessen sind Abbildung 8 zu entnehmen. Die Ergebnisse für die Sektoren „Glas- und Keramikherstellung“ bzw. „Papierindustrie“ zeichnen im Szenario „Infrastrukturnutzung“ in Bezug auf ihre nachfragestärksten Nutzenergiekategorien das aus der Gegenwart bekannte Bild. Der Industrieöfen-Gasbedarf von 4.900 GWh/a im Sektor Glas- und Keramikherstellung, welcher gut 85 % des angeführten sektoralen Gasbedarfs ausmacht, lässt sich auf die energieintensiven Prozesse in der Zement-, Feuerfest- und Glasherstellung zurückführen. Ebenso macht der Anteil der Dampferzeugung in der Papierindustrie (4.370 GWh) etwas über 85 % des dortigen Jahresgasbedarfs aus.

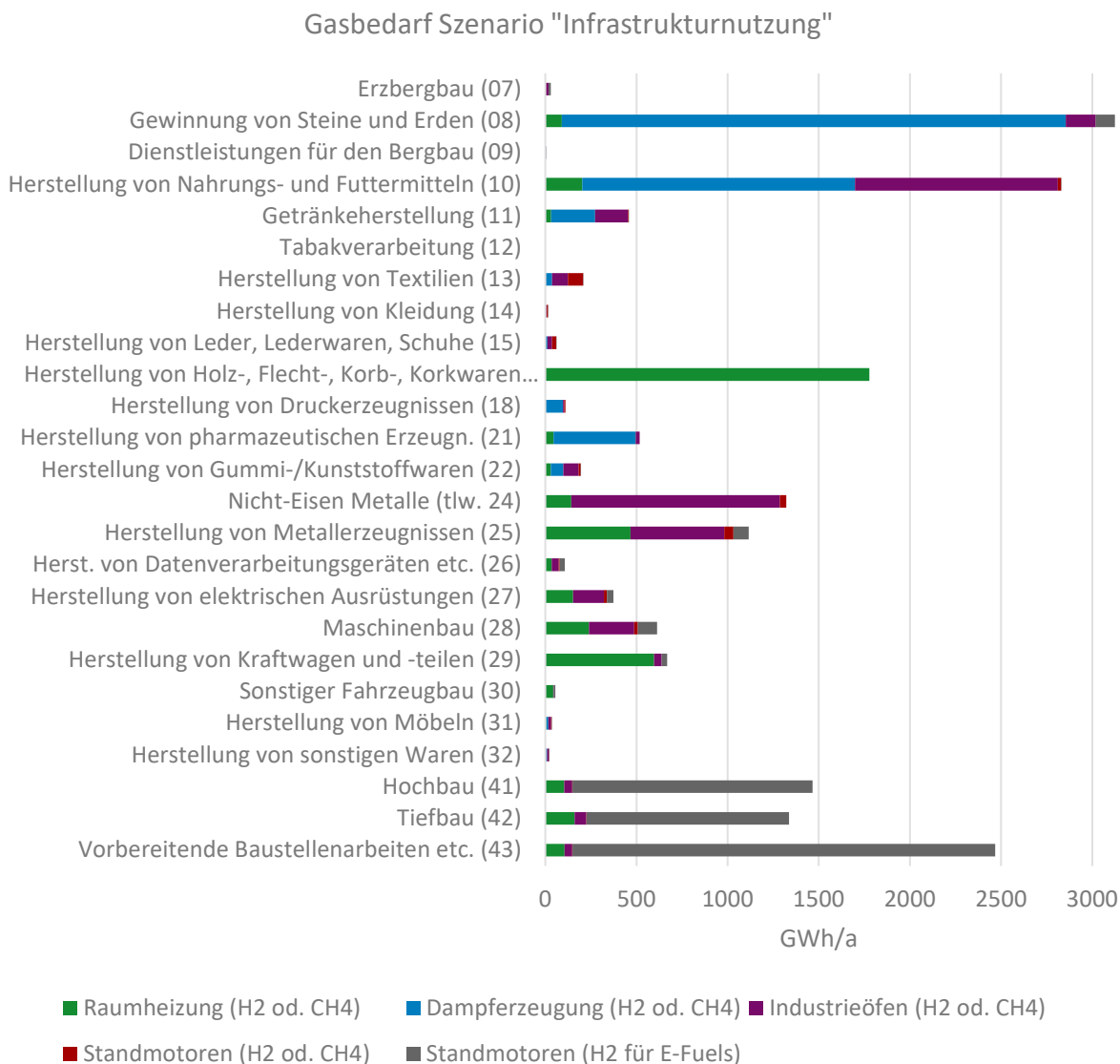


Abbildung 6: Gasbedarf der nicht-energieintensiven industriellen ÖNACE-Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern) nach Nutzenergiekategorien im Szenario „Infrastrukturnutzung“

Abbildung 7 schlüsselt die Energiebedarfe der in Abbildung 6 aggregierten restlichen ÖNACE-Kategorien nach Nutzenergiekategorie auf, welche auf Basis der fortgeschriebenen Nutzenergieanalyse berechnet wurden. Nur wenige Sektoren weisen einen erhöhten Bedarf an Gas für die Anwendung in Industrieöfen aus. In sehr vielen Sektoren gibt es jedoch erheblichen Bedarf für Raumheizung oder Dampferzeugung. In der Bauindustrie spielt der Bedarf an Wasserstoff für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe eine besonders gewichtige Rolle, um neben den Standmotoren die dort vermehrt zum Einsatz kommende Offroad-Traktion versorgen zu können. Je nach zugrunde gelegtem Wirkungsgrad liegt der jährliche Wasserstoffbedarf für die Herstellung industriell benötigter synthetischer Kraftstoffe zwischen 4.470 GWh und 5.280 GWh. In obenstehendem Diagramm und den weiteren Gesamtbetrachtungen wird der berechnete Maximalwert herangezogen.

Abbildung 8 stellt die benötigten Mengen an CH₄ dar, die für die mittels Bottom-up-Ansatz betrachteten Prozesse im Sektor Eisen & Stahl bzw. in der chemischen Industrie benötigt werden. Für die Stahlerzeugung mittels CH₄-Direktreduktion werden 17.990 GWh/a benötigt. Dies inkludiert den thermischen Energiebedarf ebenso wie den

Bedarf an CH_4 als Reduktionsmittel. Von der benötigten Gesamtenergiemenge können bis zu 30 % (5.400 GWh) ohne technische Veränderungen auch durch H_2 bereitgestellt werden (Rechberger, et al. 2020). Die Ammoniakherstellung folgt im Szenario „Infrastrukturnutzung“ der bereits vorhandenen Produktionsroute, was einem CH_4 -Bedarf von etwa 7.720 GWh/a bei einem Nettowärmebedarf von 210 GWh/a entspricht. Ein gravierender Mehrbedarf im Vergleich zu derzeit benötigten Mengen zeigt sich für die Methanolherstellung: Werden die als wichtiger Grundstoff für die Kunststoffindustrie geltenden Olefine nicht mehr wie bisher in der Erdölraffinerie gewonnen, sondern aus Methanol hergestellt, steigen die benötigten Methanolmengen in etwa um den Faktor 100 an, was einen CH_4 -Bedarf von 27.420 GWh/a zur Folge hat (Windsperger, Schick und Windsperger 2018). Der für die Dampfreformierung zusätzlich entstehende Wärmebedarf entspricht dabei 730 GWh/a.

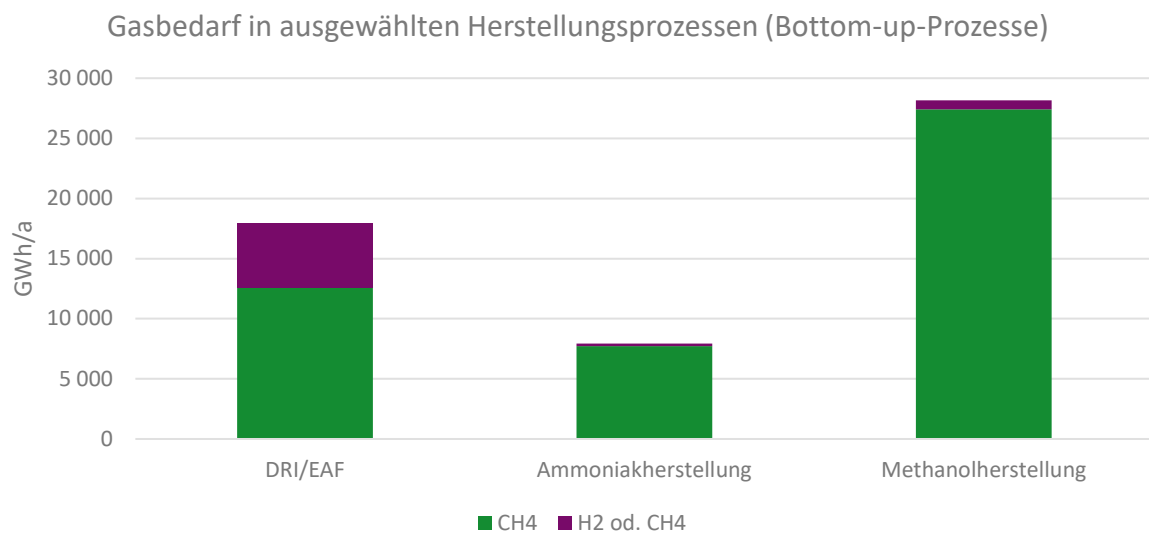


Abbildung 7: Bedarf an CH_4 für die Stahlherstellung via CH_4 -Direktreduktion und die Ammoniak- bzw. Methanolherstellung (inkl. der benötigten Mengen für die Produktion von Harnstoff bzw. Olefinen)

Tabelle 8 gibt einen Überblick über die vollständigen, in der Industrie notwendigen Mengen an Gas im Szenario „Infrastrukturnutzung“. Zusammen überschreiten die Bedarfe an Gas für die Raumheizung und Dampferzeugung mit rund 18.200 GWh/a den Bedarf durch Industrieöfen um 1.680 GWh/a. Mit über 54.000 GWh/a kann der Großteil des Gasbedarfs im vorliegenden Szenario in der Eisen- und Stahlerzeugung sowie chemischen Industrie verortet werden.

Tabelle 8: Gasbedarf der Industrie nach Nutzenergiekategorien im Szenario "Infrastrukturnutzung"

GWh/a	Erneuerbares Gas (energetischer Inhalt)	Dezidiert H ₂ -Bedarf	Dezidiert CH ₄ -Bedarf	Summe Σ
Raumheizung	5.350			5.350
Dampferzeugung	12.850			12.850
Industrieöfen	16.520			16.520
Standmotoren	700			700
Herstellung Synthetische Treibstoffe		5.280		5.280
Prozessbedarf (DRI/EAF, Ammoniak-, Methanolherstellung)	6.340		47.730	54.070
Summe	41.760	5.280	47.730	94.770

3.1.3 Das Szenario „Exergieeffizienz“ in der Industrie

Im Szenario „Exergieeffizienz“ wird in den Top-down-Betrachtungen die Verwendung von im Jahr 2040 verfügbaren Technologien den in den jeweiligen Branchen vorherrschenden Temperaturbereichen und Prozessrouten bestmöglich angepasst. Die qualitative Beurteilung der einzelnen IEA-Sektoren wurde in Tabelle 2 dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass für die Raumheizung bzw. Warmwassererzeugung sowie für Prozessdampfbedarfe bis 200 °C eine exergieeffiziente Wärmepumpentechnologie eingesetzt werden kann. Diese ersetzt die Anwendung fossiler Energieträger in diesen Nutzenergiekategorien vollständig. In der Kategorie der Standmotoren, zu welcher auch Fahrzeuge der Offroad-Traktion zählen, werden die in der fortgeschriebenen Nutzenergieanalyse ausgewiesenen fossilen Energieträger durch batteriebetriebene Fahrzeuge und Maschinen ersetzt. Lediglich in den Sektoren Bau und Bergbau wird angenommen, dass die Hälfte dieser Maschinen im Jahr 2040 mittels Wasserstoff-Brennstoffzellen betrieben wird. Für deren Berechnung wurde auf Seiten der batteriebetriebenen Motoren eine Effizienzverbesserung gegenüber derzeitigen Technologien von 200 % und auf Seiten der Brennstoffzellen von 150 % angesetzt. Für gasbetriebene oder durch andere fossile Energieträger betriebene Industrieöfen wurde über deren Substituierbarkeit auf Basis der qualitativen Beschreibung in Tabelle 2 branchenspezifisch anhand des im Anhang (Abschnitt 6.4) ersichtlichen Rechenkonzepts entschieden. Relevant ist in diesem Zusammenhang sowohl die benötigte Temperatur als auch die tatsächliche Prozessführung. Wird beispielsweise zur Sicherstellung der Produktqualität direkte Strahlungsenergie benötigt, kann, unabhängig vom Temperaturniveau, keine Substitution mittels Wärmepumpe erfolgen.

In den Bottom-up-Betrachtungen des Szenarios „Exergieeffizienz“ wird dieser auf Zukunftstechnologien basierende Ansatz fortgeführt. Da sich innerhalb des betrachteten Bilanzraums (vgl. Abbildung 2) für die Bottom-up-Produktionsprozesse in der Eisen- & Stahlindustrie und der chemischen Industrie kein exergetischer Vorteil in der Nutzung von CH₄ oder H₂ ergibt, wird aus Konsistenzgründen der jeweilige Bedarf beider Energieträger ausgewiesen. Für die energetisch weniger bedeutende Ammoniakherstellung wurde eine Kombination der beiden Routen als sinnvoll erachtet, bei der die CH₄-Reformierung das benötigte Kohlendioxid für die

Harnstoffsynthese liefert. In der Glasherstellung wird in Anlehnung an das Pilotprojekt des Europäischen Behälterglasverbands FEVE im Szenario „Exergieeffizienz“ von einem Stromanteil von 80 % ausgegangen (FEVE The European Container Glass Federation o.J.).

Zusammenfassend ist die Entwicklung der Industrie im Szenario „Exergieeffizienz“ durch einen ambitionierten technologischen Fortschritt und den konsequenten Einsatz neuer exergieeffizienter Technologien zu beschreiben, die bestmöglich auf die benötigten Temperatur- und Prozessparameter in den jeweiligen Branchen abgestimmt sind. Wo sich auf Energieträgerebene im Rahmen der Bilanzgrenzen zwei exergetisch gleichwertige Ergebnisse ergeben, werden untenstehend beide Möglichkeiten der Bedarfsdeckung transparent ausgewiesen.

3.1.4 Ergebnisse des Szenarios „Exergieeffizienz“ in der Industrie

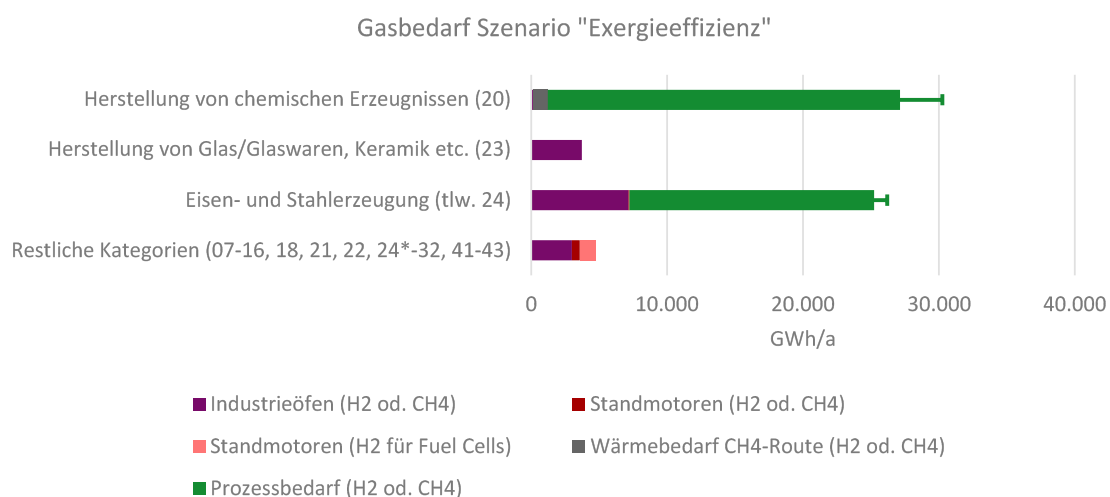


Abbildung 8: Gasbedarf der industriellen ÖNACE-Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern) im Szenario „Exergieeffizienz“ nach Nutzenergiekategorien, mit Aggregation der nicht bzw. moderat energieintensiven Industrie

* „Restliche Kategorien“ beinhalten in ÖNACE-Kategorie 24 nur die Nicht-Eisen-Metallurgie.

Abbildung 9 und Abbildung 10 geben einen Überblick über die in den ausgewiesenen ÖNACE-Sektoren benötigten Mengen an Gas nach Nutzenergiekategorie bzw. Prozessanwendung. Aufgrund der großen Energiemengen, die in den energieintensiven Industriesektoren benötigt werden, Abbildung 9 zur besseren Übersicht den Energiebedarf dieser Sektoren der Summe des Energiebedarfs aller sonstigen Industriesektoren gegenüber. Durch die Maximierung der Exergieeffizienz fallen, im Vergleich zu Abbildung 6 und Abbildung 7, die Energiebedarfe der Kategorien „Dampferzeugung“ und „Raumheizung“ weg. Sie werden im Szenario „Exergieeffizienz“ vollständig durch andere Energieträger substituiert.

Bei der Herstellung chemischer Erzeugnisse und in der Stahlerzeugung verändert sich der Prozessbedarf an Gas mit der gewählten Herstellungsrouten. Während der Gasbedarf in der chemischen Industrie beinahe ausschließlich auf den Prozessbedarf für die Herstellung der beiden wichtigen Grundstoffe Ammoniak bzw. Harnstoff und Methanol zurückzuführen ist, benötigt der Sektor der Eisen- & Stahlerzeugung auch in der Betrachtung ohne den Prozessgasbedarf für die Direktreduktion über 7.000 GWh/a für den Bedarf sonstiger Industrieöfen. Detailbetrachtungen zu den beiden Sektoren sind in der Folge der Diskussion zu Abbildung 11 und Abbildung 12 zu entnehmen. Aufgrund des exergetisch günstigeren Verzichts auf die Raumwärmeaufbringung mithilfe gasförmiger Energieträger und der Umstellung der Dampferzeugung auf Wärmepumpen reduziert sich der Gasbedarf in dem die Zement-, Feuerfest- und Glasindustrie umfassenden Sektor auf die für den Betrieb der

Industrieöfen benötigen 3.720 GWh/a. In der Aggregation der übrigen Sektoren teilt sich der Bedarf an Gasen in Industrieöfen und Standmotoren mit 2.990 bzw. 1.750 GWh/a auf.

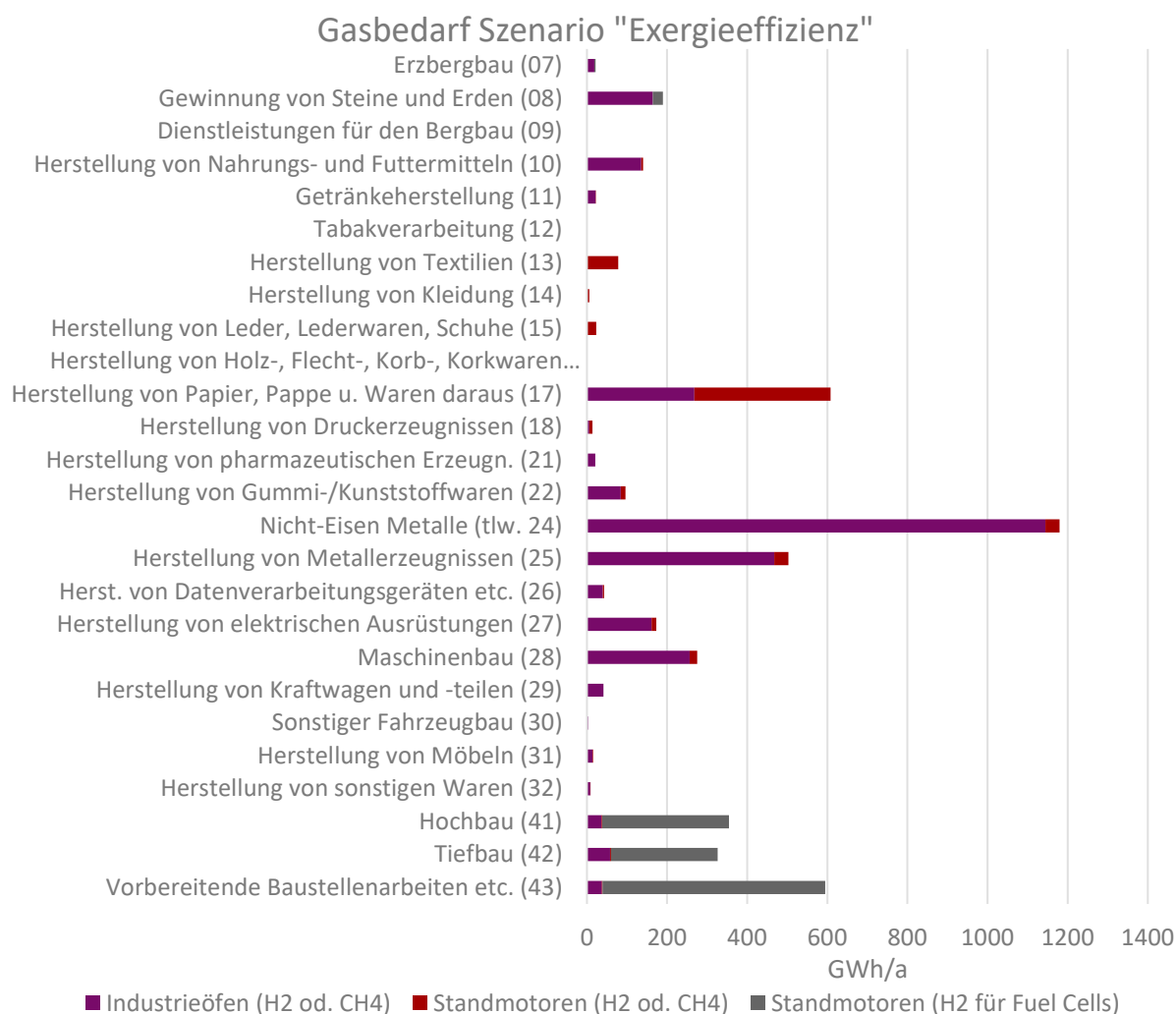


Abbildung 9: Gasbedarf der nicht bzw. moderat energieintensiven industriellen ÖNACE-Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern) nach Nutzenergiekategorien im Szenario „Exergieeffizienz“

Abbildung 10 schlüsselt die Energiebedarfe der in Abbildung 9 aggregierten restlichen ÖNACE-Kategorien nach Nutzenergiekategorie auf, welche auf Basis der fortgeschriebenen Nutzenergieanalyse berechnet wurden. Der Bedarf an Wasserstoff für den Betrieb von Brennstoffzellen in Höhe von 1.170 GWh/a stammt aus vier ÖNACE-Kategorien der Bergbau- und Bauindustrie, wo schwere Arbeitsmaschinen als Standmotoren und in der Offroad-Traktion eingesetzt werden. Bei der Herstellung von Textilien bzw. Kleidung sowie in der Papierindustrie dominiert im Szenario „Exergieeffizienz“ der Bedarf an Gas für Standmotoren. In den restlichen Sektoren überwiegt der Anteil von Industrieöfen klar. Mit 1.140 GWh/a kann der bei weitem bedarfsstärkste Sektor für diese Nutzenergiekategorie in der Nicht-Eisen-Metallurgie verortet werden.

In der Rohstahlerzeugung mittels Direktreduktion können, unabhängig vom prozessbedingt vorgegebenen konstanten Exergiebedarf, CH₄- bzw. H₂-basierte Prozessrouten beschriftet werden. Bei der Direktreduktion mit Methan können wie im Szenario „Infrastrukturnutzung“ ohne technische Veränderungen bis zu 30 % des Energieeinsatzes durch H₂ gedeckt werden. Insgesamt liegt der Gesamtenergieverbrauch bei dieser Route mit

17.990 GWh/a etwas unter dem Wert für die H₂-basierte Route von 18.960 GWh/a, bei der etwas größere Wärmeverluste zu erwarten sind. Wird Wasserstoff als Reduktionsmittel gewählt, werden 3.260 GWh/a CH₄ für die Bereitstellung des benötigten Kohlenstoffgehalts und zusätzlicher Prozessenergie benötigt. Bis zu 4.910 GWh können nach Verfügbarkeit sowohl durch H₂ als auch durch CH₄ bereitgestellt werden (Rechberger, et al. 2020).

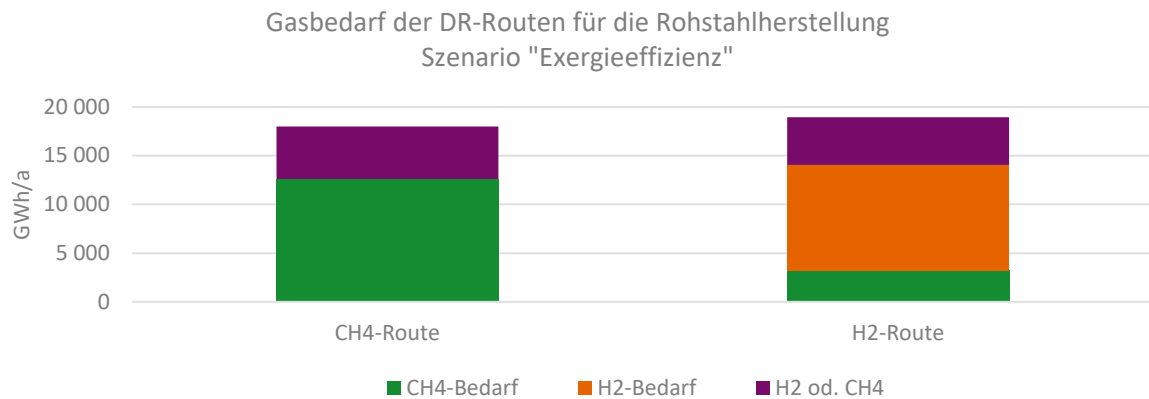


Abbildung 10: Gegenüberstellung des Gasbedarfs der Prozessrouten für die Stahlerzeugung mittels Direktreduktion (DR)

Der Bedarf an CH₄ bzw. H₂ in der chemischen Industrie wird beinahe zu 100 % durch die Herstellung der beiden wichtigen chemischen Grundstoffe Ammoniak und Methanol ausgelöst. Abbildung 12 ist zu entnehmen, dass die oben beschriebene Ammoniakherstellung aus einer Kombination von CH₄ und H₂ jährlich 1.170 GWh CH₄, 2.690 GWh H₂ und zusätzlich 380 GWh eines der beiden Energieträger in Form thermischer Energie für die Dampfreformierung benötigt. Demgegenüber benötigt die Methanolherstellung, basierend auf CH₄, 730 GWh/a Wärmeenergie für die Dampfreformierung von 27.420 GWh/a CH₄. Wärmebedarfe für die Dampfreformierung fallen bei der H₂-Route nicht an, da ohnedies H₂ als Energieträger eingesetzt wird. Dadurch erklärt sich der etwas geringere Energiebedarf der H₂-Route. Wird die Methanolherstellung mit Wasserstoff durchgeführt, wird eine externe CO₂-Quelle benötigt, welche jährlich 5,4 Mt CO₂ für die Synthese mit 24.750 GWh/a Wasserstoff bereitstellen muss. Deren etwaiger Energiebedarf für die Abscheidung des CO₂ wurde dabei nicht berücksichtigt.

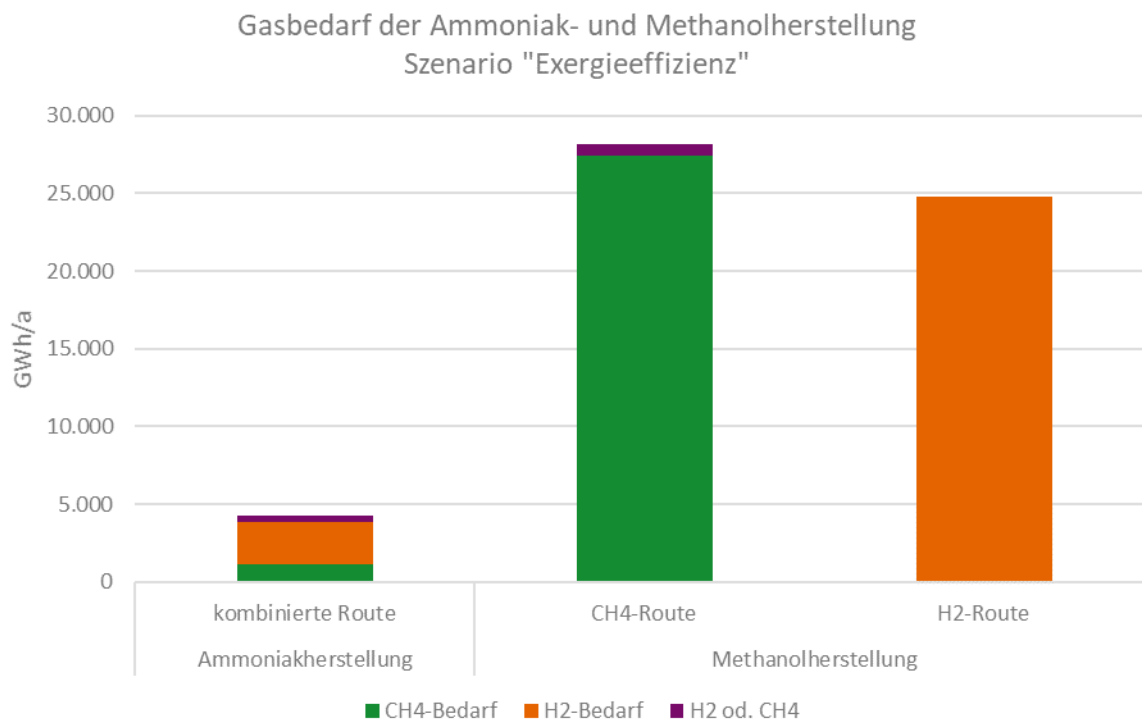


Abbildung 11: Gasbedarf der chemischen Industrie für die Ammoniak- und Methanolherstellung (inkl. der Mengen, die für die Harnstoff- und Olefinherstellung benötigt werden)

Ein Überblick über die Gas-Gesamtenergiebedarfe nach Nutzenergiekategorie bzw. Einsatzprozess kann Tabelle 9 entnommen werden. Raumheizung und Dampferzeugung, deren Temperaturniveaus mit Ausnahme der Dampfreformierung von CH₄ unter den erwarteten Bereitstellungstemperaturen von Wärmepumpen im Jahr 2040 liegen, benötigen im Szenario „Exergieeffizienz“ keinen gasförmigen Energieträger mehr. Der verbleibende Bedarf von 15.840 GWh/a wird zum überwiegenden Anteil durch Industrieöfen ausgelöst, wobei die Eisen- und Stahlherstellung (7.170 GWh), die Nicht-Eisen-Metallurgie (1.140 GWh) und die Zement-, Feuerfest- und Glasindustrie (3.720 GWh) mehr als 85 % daraus nachfragen.

Tabelle 9: Gasbedarf der Industrie nach Nutzenergiekategorien im Szenario "Exergieeffizienz"

GWh/a	Gas (energetischer Inhalt)	Dezidiertes H ₂ - Bedarf	Dezidiertes CH ₄ - Bedarf	Summe Σ
Raumheizung	0	-	-	0
Dampferzeugung	0	-	-	0
Industrieöfen	14.020	-	-	14.020
Standmotoren	650	-	-	650
Fuel Cells	-	1.170	-	1.170
Prozessbedarf DRI/EDF (CH ₄ - oder H ₂ -Route)*	CH ₄ -R.: 5.400 H ₂ -R.: 4.910	H ₂ -R.: 10.790	CH ₄ -R.: 12.590 H ₂ -R.: 3.260	CH ₄ -R.: 17.990 H ₂ -R.: 18.960
Prozessbedarf Ammoniakherstellung (kombinierte Route)	380	2.690	1.170	4.240
Prozessbedarf Methanolherstellung (CH ₄ - oder H ₂ -Route)*	CH ₄ -R.: 730	H ₂ -R.: 24.750	CH ₄ -R.: 27.420	CH ₄ -R.: 28.150 H ₂ -R.: 24.750
Summe	CH ₄ -R.: 21.180 H ₂ -R.: 19.960	exkl. H ₂ -R.: 3.860 inkl. H ₂ -R.: 39.400	CH ₄ -R.: 41.180 H ₂ -R.: 4.430	CH ₄ -R.: 66.220 H ₂ -R.: 63.790

* CH₄-R. zeigt den jeweiligen Gasbedarf für die CH₄-Route an; H₂-R. zeigt den Gasbedarf für die H₂-Route an

3.2 Verkehr

Der im folgenden Abschnitt abgeschätzte Endenergiebedarf für den Verkehr umfasst folgende Verkehrsträger: Straßen- und Schienengüterverkehr, Schiffsgüterverkehr (Binnenschifffahrt) sowie Bahn- und Linienbusverkehr im Bereich des öffentlichen Verkehrs und den Flugverkehr. Die den nachfolgend dargestellten Ergebnissen zugrundeliegenden Annahmen sind in Abschnitt 2.2 erläutert. Ausgangspunkt für die Abschätzung des Gasbedarfs im Güterverkehr sowie öffentlichen Verkehr und Flugverkehr ist die mögliche Nachfrage nach Endenergie in diesen Sektoren im Jahr 2040. Es wird ein Bottom-up-Ansatz verfolgt. Gemäß der Zielsetzung der vorliegenden Studie werden keine Aussagen bezüglich der Herkunft der nachgefragten Energie im Verkehrssektor getroffen.

Wie bereits ausgeführt werden zwei Szenarien für den Güterverkehr betrachtet, wobei sich diese beiden Szenarien durch den angenommenen Technologiemark in Hinblick auf die im Straßengüterverkehr eingesetzten Antriebstechnologien unterscheiden. Im Bereich des Schienengüterverkehrs, der Binnenschifffahrt, des öffentlichen Verkehrs (Schiene und Linienbusse) werden keine Unterschiede zwischen Szenario „Infrastrukturnutzung“ und Szenario „Exergieeffizienz“ angenommen, da diese Sektoren eher geringe Auswirkungen auf den Gasbedarf im Verkehr haben. Ebenso werden im Flugverkehr keine abweichenden Annahmen getroffen. Es zeigt sich, dass der Straßengüterverkehr in den Szenarien mit einem Anteil von rund

77 % bzw. 73 % am ermittelten Endenergieverbrauch in den betrachteten Verkehrssektoren ausschlaggebend für das Endergebnis ist.

Im Szenario „Infrastrukturnutzung“ finden sich gemäß der Annahme (Details dazu siehe Abschnitt 2.1.3) 30 % Verbrennungskraftmaschinen im Einsatz im Straßengüterverkehr, wobei davon 20 % mit synthetischen Kraftstoffen und 10 % mit Bio-CNG bzw. synthetischem CNG betrieben werden. Weitere 60 % sind elektrische Antriebe und die verbleibenden 10 % Brennstoffzellenantriebe.

Abbildung 13 zeigt den ermittelten Endenergiebedarf für die betrachteten Verkehrssektoren. Dieser beträgt 2040 rund 28.100 GWh (inkl. Flugverkehr) im Szenario „Infrastrukturnutzung“.

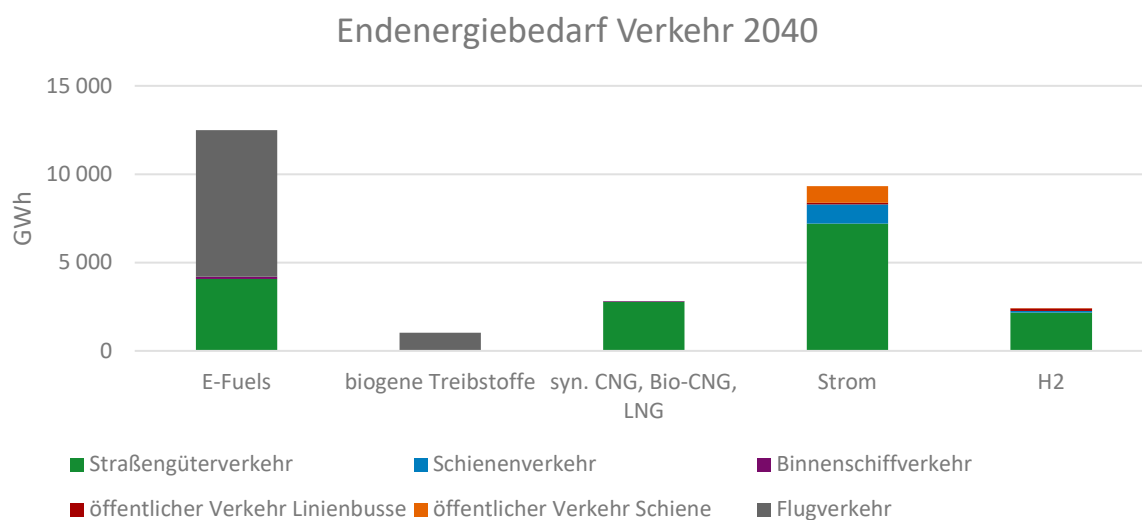


Abbildung 12: Endenergiebedarf Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) – Szenario „Infrastrukturnutzung“; Quelle: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (JKU)

E-Fuels machen dabei einen Anteil von rund 44 % aus, gefolgt von Strom mit rund 33 % (siehe auch Abbildung 14). Der Bedarf an gasförmigen Energieträgern beläuft sich auf rund 19 %. Ausschlaggebend für den relativ hohen Anteil an E-Fuels ist die Annahme, dass im Straßengüterverkehr 2040 rund 20 % der Verbrennungskraftmaschinen mit E-Fuels betrieben werden, und auch die Annahme eines Anteils von rund 89 % an E-Fuels im Flugverkehr im Jahr 2040. Der geringe Anteil an biogenen Treibstoffen (zweite Generation) entfällt gänzlich auf den Flugverkehr (siehe auch Abschnitt 2.2.6 bzw. 2.2.4).

Endenergiebedarf Verkehr 2040 GWh

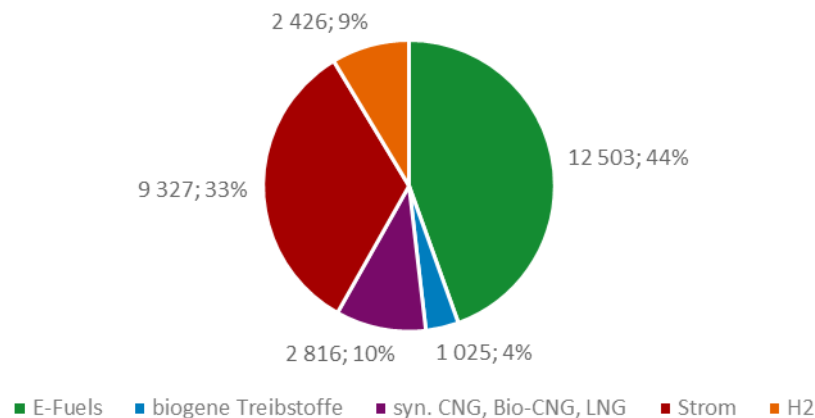


Abbildung 13: Energieträger anteilmäßig am Endenergiebedarf Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) – Szenario „Infrastrukturnutzung“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Insgesamt beläuft sich der Endenergieverbrauch in den betrachteten Verkehrssektoren auf rund 17.570 GWh. Wie Abbildung 15 zeigt, nimmt der Straßengüterverkehr im Jahr 2040 den größten Anteil am in der vorliegenden Studie ermittelten Endenergieverbrauch ein, nämlich rund 56 %. Gefolgt vom Endenergieverbrauch im Flugverkehr, wobei angemerkt werden muss, dass der Energieverbrauch hier auf Basis der in Österreich abgegebenen Kerosinmenge berechnet wurde und daher nicht rein den Gütertransport im Flugzeug betrifft, sondern auch anteilig Personenverkehr beinhaltet.

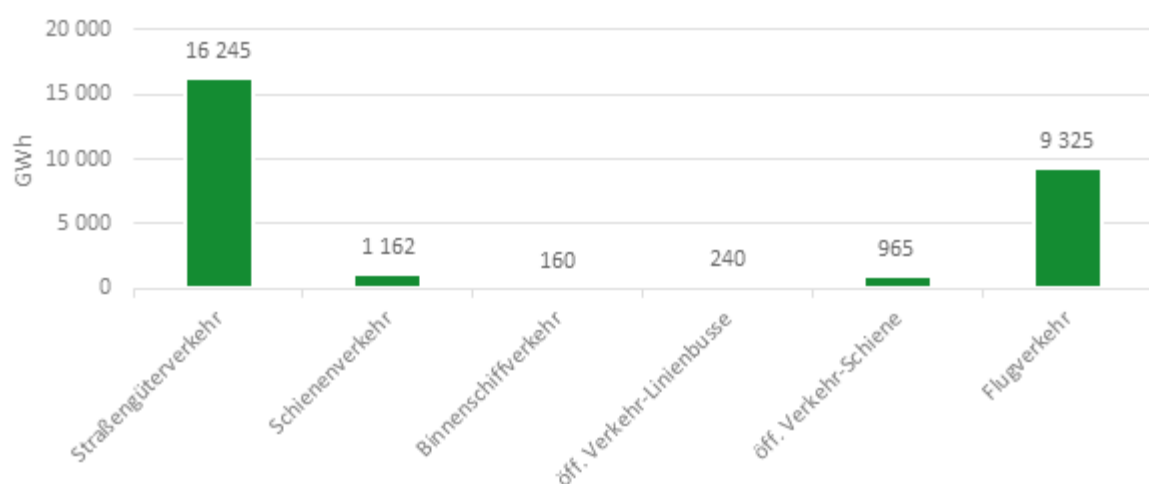


Abbildung 14: Endenergieverbrauch Verkehr 2040 (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) nach Verkehrsträgern – Szenario „Infrastrukturnutzung“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

In Bezug auf den Gasbedarf im Verkehr muss auch jener Wasserstoffbedarf berücksichtigt werden, der sich aufgrund der Nachfrage nach E-Fuels ergibt. Abbildung 16 zeigt deutlich, dass der indirekte Wasserstoffbedarf für die Erzeugung von E-Fuels den direkten Bedarf für die Antriebe deutlich überwiegt. Der H₂-Bedarf beträgt, je nach angenommener Umwandlungseffizienz von H₂ zu E-Fuel, zwischen rund 14.700 GWh und 17.400 GWh.

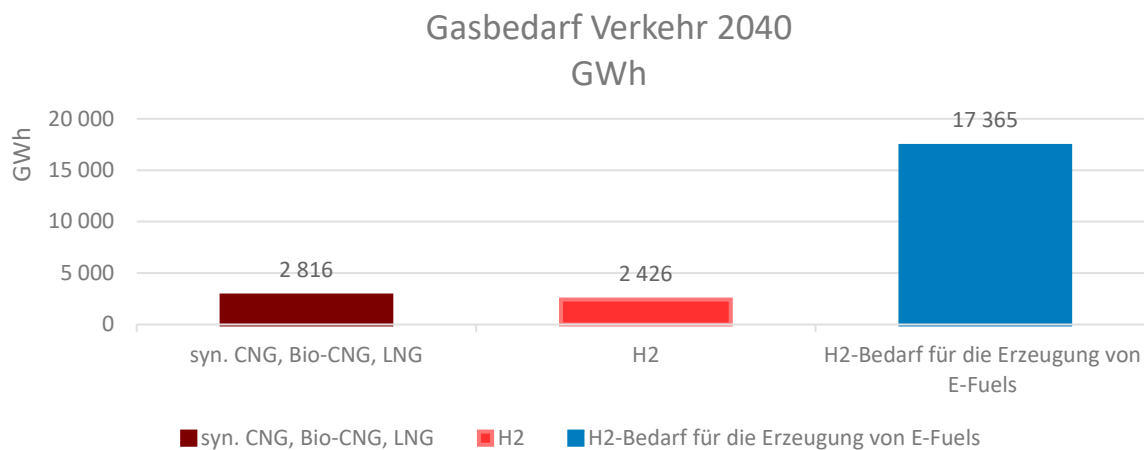


Abbildung 15: Direkte und indirekte (über E-Fuels) Nachfrage nach Wasserstoff und Methan im Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) 2040 – Szenario „Infrastrukturnutzung“;
Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Im Gegensatz zum Szenario „Infrastrukturnutzung“ werden im Szenario „Exergieeffizienz“ im Jahr 2040 keine Verbrennungskraftmaschinen im Straßengüterverkehr mehr eingesetzt. Es wird angenommen, dass ein Großteil des Straßengüterverkehrs elektrifiziert ist (100 % der Nutzfahrzeuge bis 9,5 t und 85 % aller übrigen Nutzfahrzeuge). Die verbleibenden 15 % werden per Annahme mittels Brennstoffzellenantrieb und H₂ betrieben (die Annahmen werden auch in Abschnitt 2.2.4 beschrieben). Die Transportleistung wird gleich hoch wie im Szenario „Infrastrukturnutzung“ angenommen, ebenso gleich der zugrunde gelegte Technologiemix hinsichtlich der Antriebe bei Schienenverkehr, Binnenschifffahrt, Linienbussen und Flugverkehr.

Der Endenergiebedarf im Szenario „Exergieeffizienz“ beträgt rund 24.600 GWh und ist damit um 12 % geringer als im Szenario „Infrastrukturnutzung“. Der geringere Endenergiebedarf im Szenario „Exergieeffizienz“ bei gleichbleibender Transportleistung kann durch die höhere Effizienz elektrischer Antriebe erklärt werden: Der Gesamtwirkungsgrad von synthetischen Kraftstoffen, eingesetzt in Verbrennungsmotoren, wird mit 12 % bis 20 % angegeben; im Gegensatz dazu wird für den Brennstoffzellenantrieb ein Well-to-Wheel-Wirkungsgrad von 25 % bis 35 % und für den batterieelektrischen Antrieb von 70 % bis 80 % angenommen (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2017).

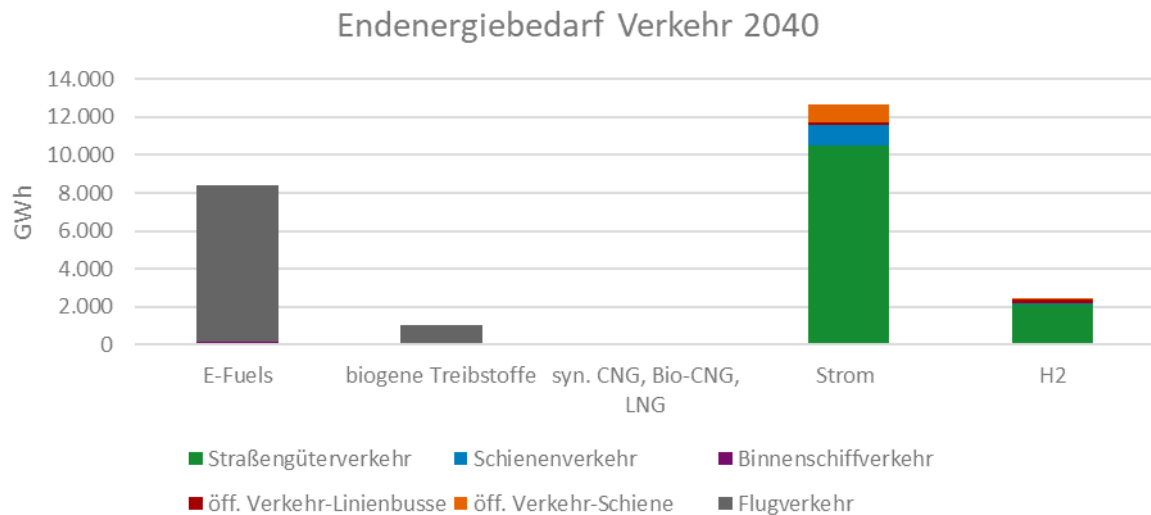


Abbildung 16: Endenergiebedarf Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) – Szenario „Exergieeffizienz“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Im Szenario „Exergieeffizienz“ entfällt der größte Anteil am Endenergieverbrauch 2040 (rund 51 %) auf Strom, 34 % auf E-Fuels für den Flugverkehr und die Binnenschifffahrt sowie 10 % auf Wasserstoff. Biogene Treibstoffe (für den Flugverkehr) und synthetisches CNG bzw. Bio-CNG (für die Binnenschifffahrt) spielen eine eher untergeordnete Rolle.

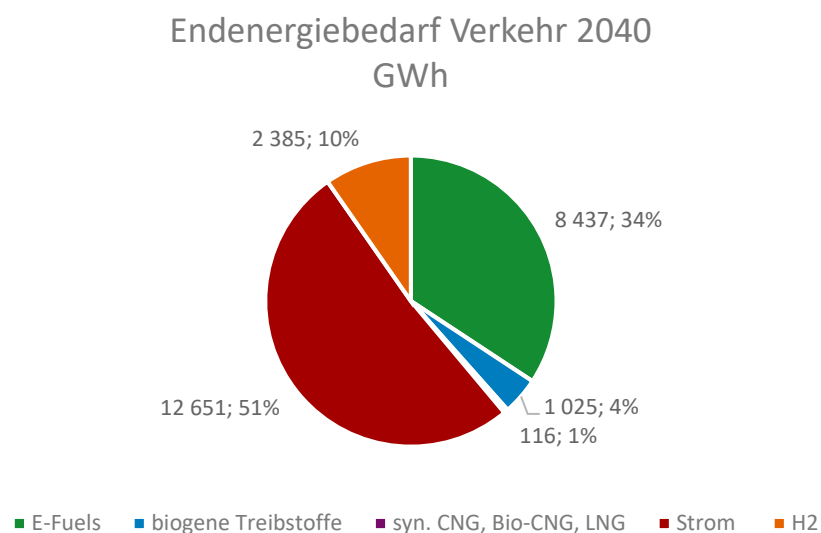


Abbildung 17: Energieträger anteilmäßig am Endenergiebedarf Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) – Szenario „Exergieeffizienz“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Insgesamt beläuft sich der Endenergieverbrauch in den betrachteten Verkehrssektoren im Szenario „Exergieeffizienz“ im Jahr 2040 auf rund 14.000 GWh. Wie Abbildung 19 zeigt, nimmt der Straßengüterverkehr im Jahr 2040 den größten Anteil am in der vorliegenden Studie ermittelten Endenergieverbrauch ein, nämlich rund 51 %, gefolgt vom Endenergieverbrauch im Flugverkehr. Für diesen wird angemerkt, dass der Energieverbrauch hier auf Basis der in Österreich abgegebenen Kerosinmenge berechnet wurde und daher nicht nur den Gütertransport im Flugzeug betrifft, sondern auch anteilig Personenverkehr beinhaltet.

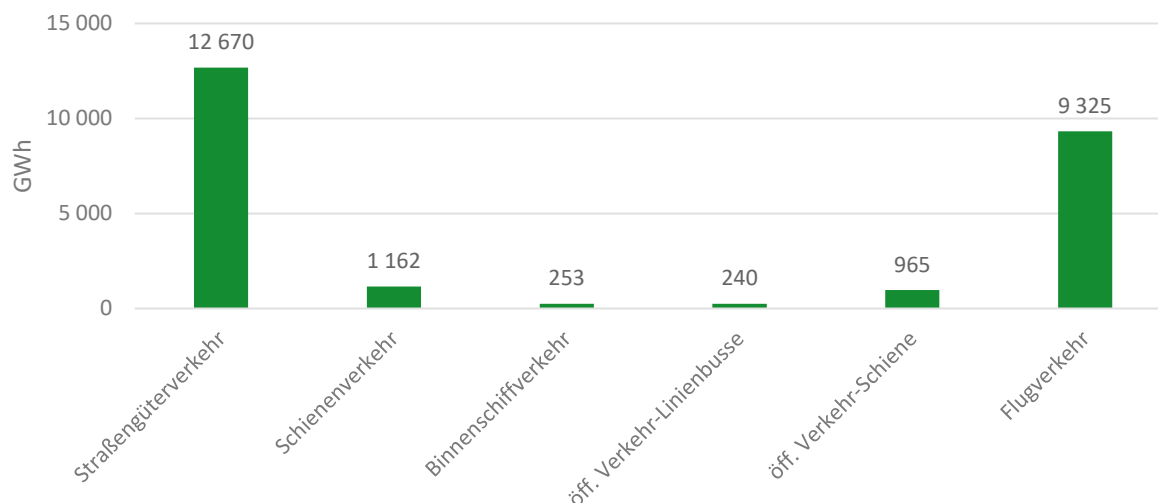


Abbildung 18: Endenergieverbrauch Verkehr 2040 (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) nach Verkehrsträgern – Szenario „Exergieeffizienz“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Wie Abbildung 20 darstellt, beläuft sich die gesamte Gasnachfrage im Verkehr im Szenario „Exergieeffizienz“ auf rund 13.100 GWh bzw. 15.000 GWh, wobei der Anteil an indirektem H₂-Bedarf für die Erzeugung von E-Fuels deutlich überwiegt: 10.600 GWh unter Annahme eines höheren Umwandlungswirkungsgrads von H₂ zu E-Fuels und 12.500 GWh unter der Annahme eines geringeren Umwandlungswirkungsgrads. Im Vergleich zum Szenario „Infrastrukturnutzung“ ist der Gasbedarf im Szenario „Exergieeffizienz“ nur in etwa halb so hoch.

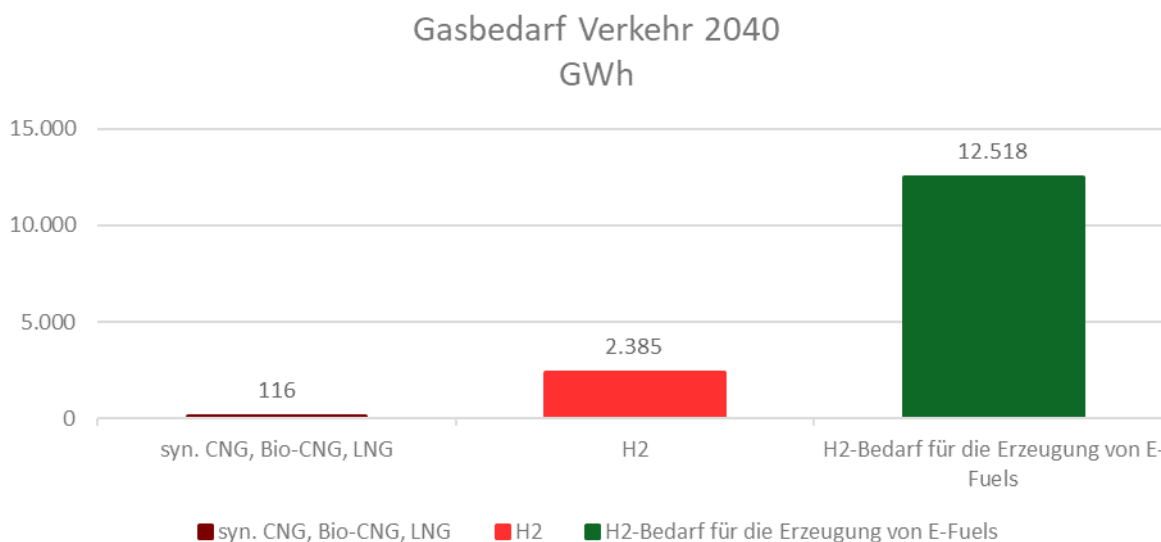


Abbildung 19: Direkte und indirekte (über E-Fuels) Nachfrage nach Wasserstoff und Methan im Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) 2040 – Szenario „Exergieeffizienz“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

Zusammenfassend können folgende Punkte in Bezug auf den Gasbedarf im Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) im Jahr 2040 festgehalten werden:

- Straßengüterverkehr bestimmend für den Gasbedarf im Güterverkehr 2040
- Große Schwankungsbreiten bezüglich des Technologiemixes im Verkehr in den Annahmen der Literatur
- Synthetische Kraftstoffe können bei bestehenden Technologien eingesetzt werden und bieten daher einen geringeren Umstellungsaufwand. Das heißt, deren Einsatz zur Dekarbonisierung des Verkehrssystems ist nicht so sehr von der Marktdurchdringung bzw. den Herstellungskapazitäten von alternativen Antriebssystemen abhängig, wie dies z. B. bei Elektroantrieben oder Brennstoffzellenantrieben der Fall ist. Zudem kann die bestehende Infrastruktur (z. B. zur Betankung) genutzt werden.
- Der Einsatz von E-Fuels geht mit einem erhöhten Primärenergiebedarf einher. Dies kann aus dem geringeren Gesamtwirkungsgrad „Well-to-Wheel“ für strombasierte Kraftstoffe (ca. 13 %) im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben (ca. 73 %) oder Brennstoffzellenantrieben (ca. 22 %) geschlussfolgert werden. Für eine Gegenüberstellung der „Well-to-Wheel“-Wirkungsgrade sei auf Tabelle 27 im Anhang oder auf Abbildung 3 verwiesen.
- Die Effizienz bzw. Wirkungsgrade sprechen für eine Elektrifizierung im Straßengüterverkehr.

3.3 KWK-Anlagen und Heizwerke

Der dritte betrachtete Bereich der Nachfrage nach erneuerbarem Gas sind die KWK-Anlagen und Heizwerke.

Die aktuellen energie- und klimapolitischen Pläne sehen vor, dass ab 2030 die Stromversorgung zu 100 % bilanziell auf erneuerbaren Energiequellen beruht und ab 2040 das gesamte österreichische Energiesystem klimaneutral ist. Das bedeutet für die Strom- und Fernwärmeversorgung im Jahr 2040, dass alle auf fossilen Energieträgern basierenden Anlagen entweder durch andere klimaneutrale Technologien oder die eingesetzten Brennstoffe durch klimaneutrale Alternativen ersetzt werden müssen.

Die Abschätzung der Mengen erneuerbaren Gases, das im Jahr 2040 für KWK-Anlagen und Heizwerke nachgefragt wird, basiert auf der Roadmap des Fachverbands der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen (Österreichische Energieagentur 2020a), die im Frühsommer 2020 vorgestellt wurde. Diese Roadmap berücksichtigt die jüngsten verfügbaren statistischen Daten und zeigt, wie die Branche der Fernwärmeversorger die Dekarbonisierung der Fernwärme technologisch bis 2050 umsetzen möchte.

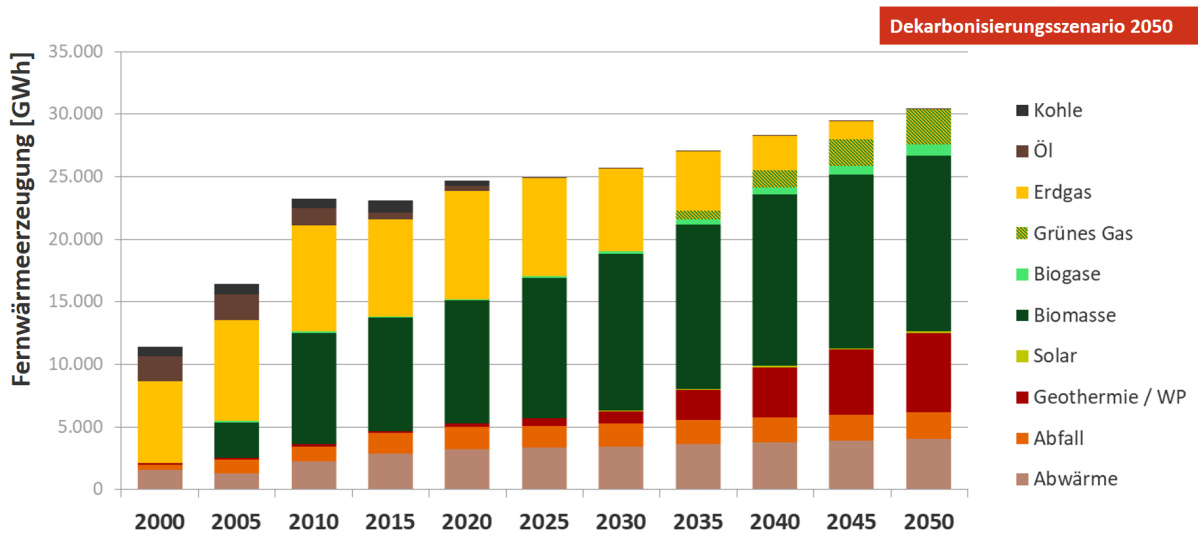


Abbildung 20: FGW-Roadmap Erzeugung nach Fuel

Abbildung 21 zeigt den Pfad zur Dekarbonisierung der Fernwärme bis ins Jahr 2050. In dieser Entwicklung steigt die Erzeugung von Fernwärme auf ca. 28 TWh im Jahr 2040 bzw. 30 TWh im Jahr 2050. Die am stärksten zunehmenden Technologien sind Biomasse-KWK-Anlagen und -Heizwerke sowie Großwärmepumpen (WP) und tiefe Geothermie. Die Erzeugung von Fernwärme aus Erdgas nimmt bis 2050 kontinuierlich ab und wird ab 2030 zum Teil durch erneuerbares Gas ersetzt. Mit Effizienzmaßnahmen wie Wärmepumpen oder Speichern kann der Brennstoffbedarf von Biomasse und erneuerbarem Gas im Jahr um ca. 15 bis 20 % zusätzlich reduziert werden.

Eine Dekarbonisierung ab dem Jahr 2040 wurde nicht umfassend dargestellt. Es wird jedoch angenommen, dass dieses Ziel nicht durch den vermehrten Einsatz neuer Technologien, sondern durch einen Energieträgerwechsel erreicht werden kann. Dieser Wechsel erfordert lt. (Österreichische Energieagentur 2020a) den Einsatz von erneuerbarem Gas im Ausmaß von 6,8 TWh im Jahr 2040.

Aus den in der Studie enthaltenen Tabellen und Diagrammen wurden die durch die einzelnen Technologien und Energieträger im Jahr 2040 erzeugten Fernwärmemengen ermittelt (Tabelle 10). Da in diesem Szenario angenommen wurde, dass die Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung erst im Jahr 2050 erreicht wird, findet in diesem Fall noch eine Erzeugung aus fossilem Erdgas statt.

Die in Tabelle 10 dargestellten Werte sind die Basis für die Abschätzung der Nachfrage nach erneuerbarem Gas aus den gasbasierten KWK-Anlagen und Heizwerken. Mit diesen Werten wird unter der Verwendung von szenarienspezifischen Annahmen zu diesen Erzeugungsmengen abgeschätzt, welcher Brennstoffeinsatz von erneuerbarem Gas anstelle der zu ersetzenden Erzeugungsmengen erforderlich ist.

Szenario „Infrastrukturnutzung“

In (Österreichische Energieagentur 2020a) wird angenommen, dass im Jahr 2040 bereits 1.400 GWh Fernwärme durch den Einsatz von 1.647 GWh erneuerbarem Gas in gasbasierten Anlagen erzeugt werden. Die Substitution der Erzeugung von 2.800 GWh aus Erdgas erfordert weitere 3.294 GWh erneuerbares Gas¹³.

Das Szenario des FGW beinhaltet durch den Einsatz von Geothermie und Großwärmepumpen in größeren Ausmaß zum Ersatz bestehender gasbasierter Anlagen bereits eine Annahme, die dem Szenario „Exergieeffizienz“ zuzuordnen ist. Daher wird für das Szenario „Infrastrukturnutzung“ angenommen, dass die aus Geothermie und durch den Einsatz von Wärmepumpen erzeugte Fernwärme im Ausmaß von 4.000 GWh ebenfalls durch den Einsatz von 4.706 GWh erneuerbarem Gas ersetzt wird.

Damit werden im Szenario „Infrastrukturnutzung“ im Jahr 2040 10.353 GWh erneuerbares Gas zur Dekarbonisierung der Fernwärme benötigt.

Szenario „Exergieeffizienz“

Im Szenario „Exergieeffizienz“ wird angenommen, dass der Brennstoffeinsatz der Fernwärmeerzeugung durch den Einsatz von Wärmespeichern und Wärmepumpen um 10 % reduziert werden kann. Wie im Szenario „Infrastrukturnutzung“ wird davon ausgegangen, dass die Erzeugung von Fernwärme aus Erdgas durch erneuerbares Gas im Ausmaß von 2.965 GWh ersetzt wird, nicht jedoch die Erzeugung aus Geothermie und Großwärmepumpen. Damit kommt es im Jahr 2040 zu einem Gasbedarf von 5.082 GWh.

Die für die Abschätzung des Gasbedarfs für die Fernwärmeerzeugung verwendeten Ausgangswerte sowie die daraus folgenden Ergebnisse für beide Szenarien sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Fernwärmeerzeugung und Brennstoffeinsatz der betrachteten Szenarien im Jahr 2040

GWh	Fernwärmeerzeugung 2040	Brennstoffeinsatz erneuerbares Gas Szenario „Infrastrukturnutzung“	Brennstoffeinsatz erneuerbares Gas Szenario „Exergieeffizienz“
Kohle	-		
Öl	-		
Erdgas	2.800	3.294	2.965
Abfall	2.000		
Biomasse	13.700		
Biogase	600	706	635
Grünes Gas	1.400	1.647	1.482
Geothermie/WP	4.000	4.706	
Solar	100		
Abwärme	3.800		
Summe	28.400	10.353	5.082

¹³ In (Österreichische Energieagentur 2020a) wurde für die Umwandlungseffizienz von erneuerbarem Gas zu Fernwärme 85 % angenommen. Diese Annahme wurde für die Abschätzungen dieser Studie übernommen.

Die Werte in Tabelle 10 stellen den Brennstoffeinsatz für die Fernwärmeerzeugung dar, jedoch nicht den Bedarf, der ggfs. in KWK-Anlagen der Stromerzeugung zugerechnet werden kann. Es ist derzeit keine Studie verfügbar, die die Stromversorgung des Jahres 2040 unter den geltenden Rahmenbedingungen (100 % Strom bilanziell aus erneuerbaren Quellen ab 2030, Klimaneutralität ab 2040) in quantifizierter Form darstellt.

Für eine qualitative Abschätzung müssen folgende Aspekte in Betracht gezogen werden:

- Da die Stromversorgung im Jahr 2040 bereits zu 100 % aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird, muss die Erzeugung gasbetriebener Anlagen durch eine entsprechende Produktion aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen kompensiert werden.
- Für 2040 ist aufgrund der 100%igen Versorgung durch erneuerbare Energieträger mit einem wesentlich höheren Anteil volatiler Erzeugung zu rechnen, der jedoch ebenfalls zu einem guten Teil durch dezentral installierte Batteriespeicher verstetigt werden kann.
- Ebenfalls können netztechnische Dienstleistungen auch durch andere Technologien wie (Pump-)Speicherkraftwerke oder Demand-Side-Management bereitgestellt werden.
- Die Bereitstellung von Regelleistung¹⁴ aufgrund der erforderlichen Stromerzeugungsmenge wird auch in Zukunft den Betrieb von KWK-Anlagen nicht rechtfertigen können.
- Aus Gründen der effizienten Brennstoffnutzung wird erneuerbares Gas vornehmlich in KWK-Anlagen eingesetzt werden, wodurch die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Fernwärme in der kalten Jahreshälfte gleichzeitig einer möglichen Stromerzeugungslücke entgegenwirken kann.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte werden zur quantitativen Abschätzung der Stromerzeugung aus erneuerbarem Gas und des damit verbundenen Brennstoffeinsatzes folgende Annahmen getroffen:

- Die aus erneuerbarem Gas erzeugte Fernwärme wird zu 15 % aus Spitzenlastkesseln erzeugt¹⁵.
- Das Verhältnis der Erzeugung von Fernwärme zu Strom aus KWK-Anlagen steigt von derzeit 0,6 auf 1,0.
- Die Brennstoffeffizienz der Stromerzeugung des GuD-Prozesses beträgt 70 %.

Tabelle 11: Daten zur Berechnung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und des Brennstoffeinsatzes von erneuerbarem Gas in den betrachteten Szenarien im Jahr 2040

GWh	Szenario „Infrastrukturnutzung“	Szenario „Exergieeffizienz“
Fernwärme aus erneuerbarem Gas	8.800	4.320
Davon aus KWK-Anlagen	7.480	3.672
Stromerzeugung aus KWK-Anlagen	7.480	3.672
Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung	10.686	5.246

Damit ergibt sich für das Szenario „Infrastrukturnutzung“ im Jahr 2040 ein Gasbedarf zur Stromerzeugung von 10.686 GWh. Im Szenario „Exergieeffizienz“ liegt der Bedarf deutlich niedriger bei 5.246 GWh.

¹⁴ Eine Auswertung von Daten von ENTSO-E ergab, dass im Jahr 2019 Regelleistung im Ausmaß von ca. 360 GWh von Stromerzeugern abgerufen wurde.

¹⁵ Derzeit wird ca. 25 % der Fernwärme aus Erdgas aus Heizwerken bereitgestellt.

4 Potential für erneuerbares Methan aus organischen Reststoffen

Die Analyse der verschiedenen Substratkategorien für die anaerobe Vergärung hat vor allem im Bereich der Wirtschaftsdünger sehr hohe Potentiale für das Jahr 2040 aufgezeigt (siehe Abbildung 22). Dieses umfasst 7,7 Mt pro Jahr an theoretischem und 5,4 Mt an technischem und realisierbarem Potential. Gemeinsam mit den Strohpotentialen steigt das theoretische Potential an landwirtschaftlichen Reststoffen auf 9,8 Mt pro Jahr (5,9 Mt realisierbares Potential) an. In Summe ergibt sich somit gemeinsam mit Reststoffen aus Industrie und Haushalten für das Jahr 2040 ein theoretisches Gesamtsubstratpotential von rund 15 Mt pro Jahr, davon sollten 10 Mt pro Jahr realisierbar sein. Wie Abbildung 22 zu entnehmen ist, zeigt v. a. die Hausgartenkompostierung ein großes Potential. Dieses kann aktuell noch nicht genutzt werden, wobei hier aufgrund der Steigerung des Biotonnenanschlussgrades von einer Transition hin zur Biotonne ausgegangen werden kann. Daher beläuft sich das realisierbare Potential für das Jahr 2040 auf 1,2 Mt (Umweltbundesamt 2014a, Punesch und Bartmann 2018). Die für die Potentialeinschränkungen angewandten Faktoren sind in Tabelle 5 und Tabelle 6 dargestellt; weitere Erläuterungen finden sich im Anhang (Abschnitt 6.6).

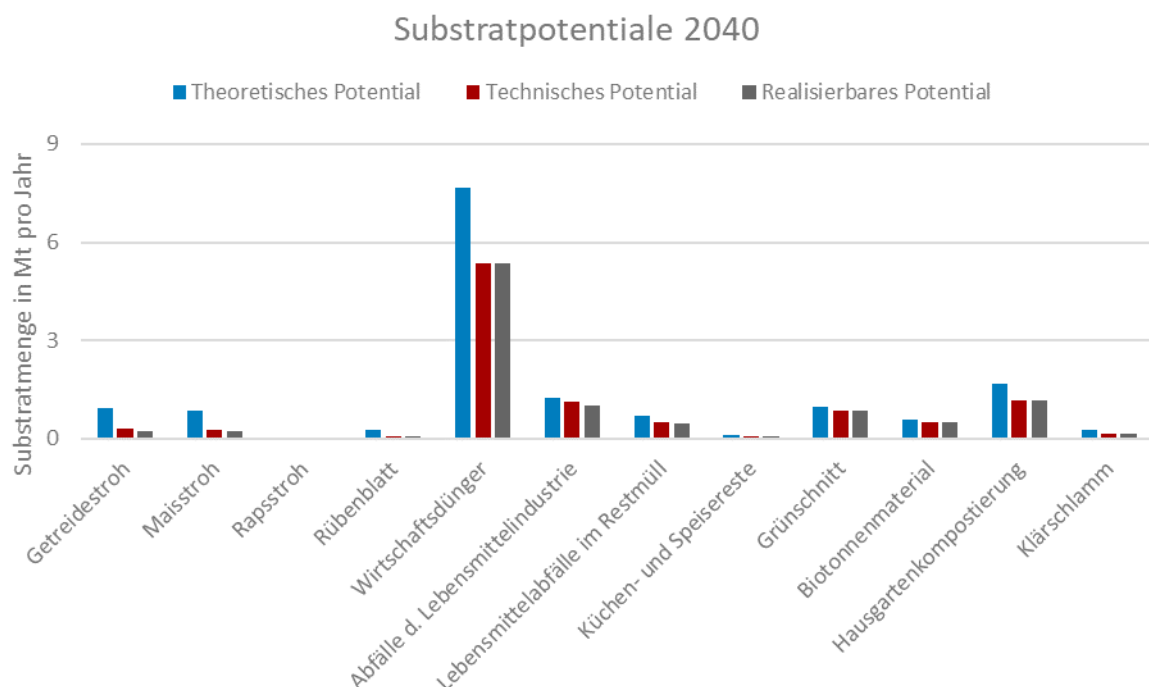


Abbildung 21: Theoretische, technische und realisierbare Potentiale der verschiedenen Substratkategorien für die anaerobe Vergärung für das Jahr 2040

In Bezug auf die derzeitige Nutzung der betrachteten Substrate gilt es zu sagen, dass insbesondere bei den landwirtschaftlichen Reststoffen die aktuellen Nutzungen sowie Nachhaltigkeitsaspekte berücksichtigt wurden. Vielfach bedarf es einer Neuausrichtung der Wertschöpfungsketten, um bereits heute genutzte Substrate der anaeroben Vergärung zuzuführen. Dies kann gut an folgenden Beispielen verdeutlicht werden:

- Wirtschaftsdünger wird heute als Nährstofflieferant im Grünland und im Ackerbau eingesetzt. Die Vergärung des Wirtschaftsdüngers führt unter anderem zu einer Reduktion der Methan- und Lachgasemissionen und kann damit zur Verringerung der Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft beitragen. Die im Wirtschaftsdünger enthaltenen Nährstoffe gehen durch die Fermentation nicht verloren und können durch die Gärrestausbringung in die Landwirtschaft rückgeführt werden (Umweltbundesamt 2012).
- Die gesammelten biogenen Abfälle werden heute zu etwa 75 % kompostiert und zu 25 % in Biogasanlagen behandelt, wobei ein Großteil der kompostierten Abfälle auch für den Einsatz in Biogasanlagen geeignet ist. Durch die Nutzung des Energieinhalts der biogenen Abfälle bei der Vergärung weist diese geringere Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Kompostierung auf. Dabei ist unter anderem ausschlaggebend, dass der feste Gärrest einer Kompostierung zugeführt wird und damit der Nährstoffkreislauf geschlossen wird (Umweltbundesamt 2014a).

Derzeit werden in Biogasanlagen hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe, wie Maissilage, eingesetzt. Der Einsatz von biogenen Abfällen bzw. Wirtschaftsdüngern und anderen landwirtschaftlichen Reststoffen spielen anteilig an der in Biogasanlagen erzeugten Energie eine eher untergeordnete Rolle (E-Control GmbH 2020). Die Netzeinspeisung von Biomethan beträgt rund 128 GWh im Jahr 2020, wobei im Biomethanregister derzeit zehn Einspeiseanlagen teilnehmen (AGVS Biomethan Register Austria 2021).

Aufgrund der erheblichen Unterschiede im Biogaserzeugungspotential und im Methangehalt (siehe Abbildung 22) zeigt sich jedoch (siehe Abbildung 23), dass trotz des hohen Substratpotentials der Anteil der Wirtschaftsdünger am realisierbaren Biomethanpotential lediglich 14 % beträgt (gegenüber 50 % des realisierbaren Substratpotentials). Wie in Abbildung 24 dargestellt weisen die Kategorien Hausgartenkompostierung mit 2.391 GWh pro Jahr (bzw. 216 Mio. Nm³ pro Jahr) und Abfälle aus der Lebensmittelindustrie mit 2.403 GWh pro Jahr (bzw. 217 Mio. Nm³ pro Jahr) das höchste Potential auf. In Summe beläuft sich das jährlich realisierbare Biomethanpotential für 2040 auf rund 10,7 TWh bzw. 966 Mio. Nm³ und ist somit um 38 % niedriger als das jährliche theoretische Potential für 2040 (17,0 TWh).

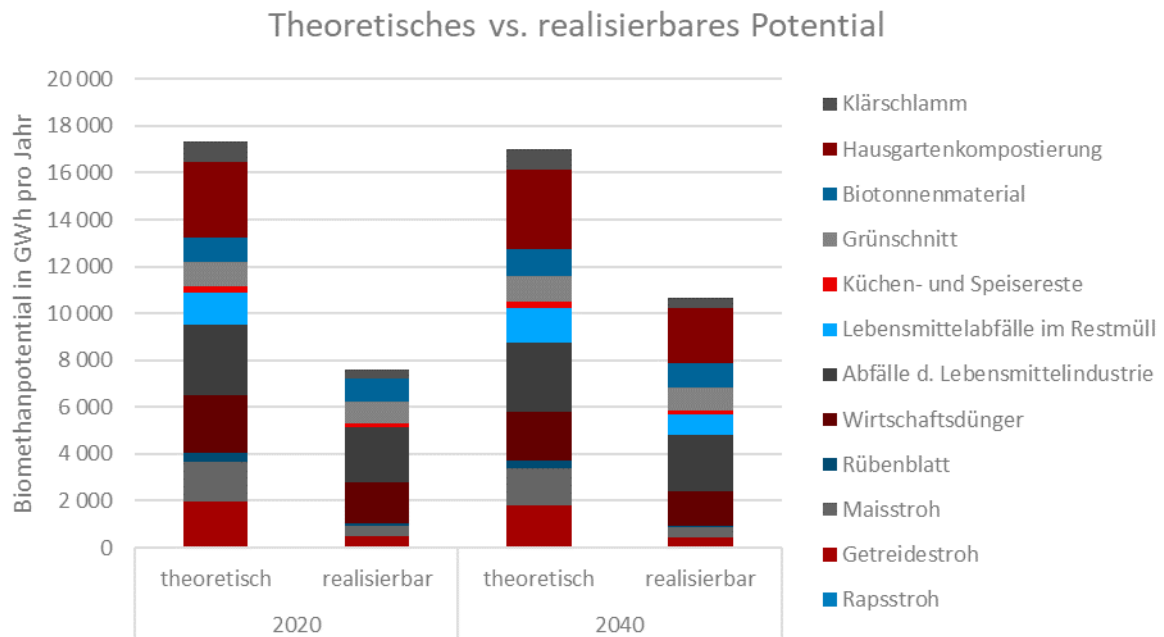


Abbildung 22: Theoretisches gegenüber realisierbarem Biomethanpotential aus anaerober Vergärung für die Jahre 2020 und 2040

Die Annahme einer schrittweisen Mobilisierung der derzeit in die Hausgartenkompostierung eingebrachten biogenen Reststoffe folgt in erster Linie den in der Bioabfallstrategie und Landesabfallwirtschaftsplänen enthaltenen Aussagen, dass eine Erhöhung der getrennten Sammlung biogener Abfälle erstrebenswert ist. Die Vorteile sind bspw. Steigerung der Wertschöpfung und Ressourceneffizienz durch zusätzlich ermöglichte Energiegewinnung, Vermeidung der Freisetzung klimarelevanter Gas durch unsachgemäße Kompostierung in Hausgärten sowie Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energie bzw. Humusaufbau durch den Einsatz hochwertiger Komposte (Umweltbundesamt 2014a). Zudem berichten mehrere regionale Abfallwirtschaftspläne von einer geplanten oder bereits erfolgten Erhöhung des Anschlussgrades an die getrennte Sammlung biogener Abfälle (Hauer, W. et al 2020) (Bezirksabfallverband Wels-Land 2018, Land Steiermark 2019). Um eine weitere Erhöhung der getrennten Sammlung biogener Abfälle zur ermöglichen und deren Potential zur Erzeugung von biogenem Gas auszuschöpfen, werden zusätzliche Maßnahmen notwendig sein, die u. a. Incentives für den Anschluss an die Biotonne und Aufgabe der Hausgartenkompostierung umfassen können. Ein wesentlicher Aspekt in diesem Zusammenhang ist u. a. die Gestaltung des Gebührensystems (Bezirksabfallverband Wels-Land 2018, Umweltbundesamt 2014a). Bisher fokussierten gesetzte Maßnahmen z.B. auf verstärkte Bewusstseinsbildung (Umweltbundesamt 2014a).

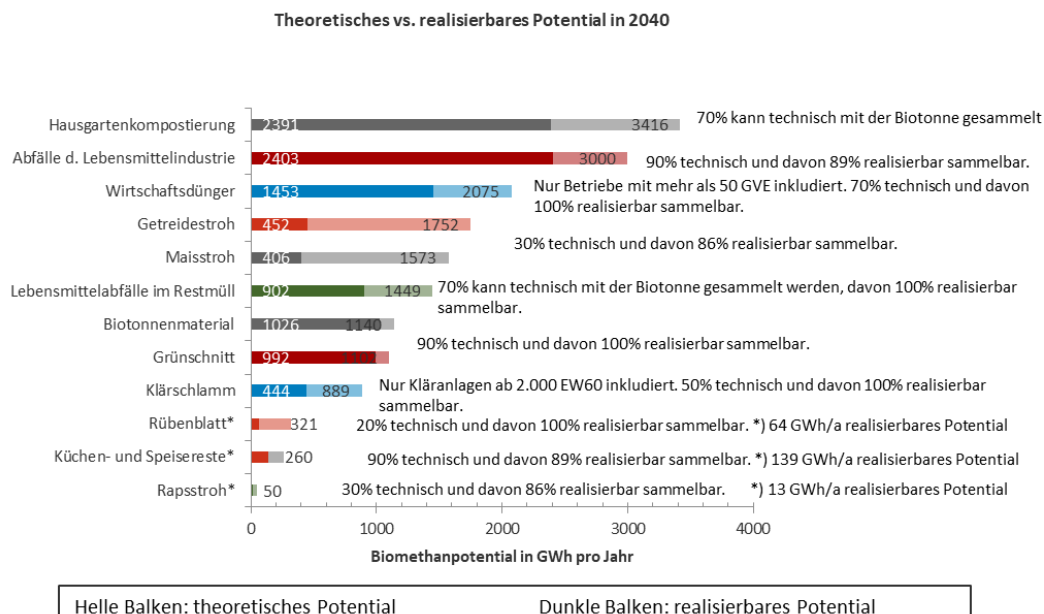


Abbildung 23: Theoretische gegenüber realisierbaren Biomethanpotentialen aus anaerober Vergärung für das Jahr 2040, aufgeteilt nach den verschiedenen Substratkategorien der anaeroben Vergärung¹⁶

Wie in Abbildung 25 dargestellt, hat Brennholz das höchste Potential. Insgesamt können durch Nutzung von 50 % des ungenutzten Zuwachses sowie 50 % der Sägenebenprodukte (inkl. Rinde) (gemäß Abbildung 4) insgesamt rund 9,6 TWh pro Jahr bis 2040 als realisierbares Potential festgestellt werden. Davon entfallen rund 62 % auf die Nutzung von forstlicher Biomasse (Hackgut und Brennholz) aus dem ungenutzten Zuwachs und rund 38 % auf die Nutzung von Sägenebenprodukten. Abbildung 26 zeigt das Biomethanpotential aus Biomasse-Gasification zusätzlich ausgedrückt in Volumen (Nm³/a). Insgesamt sind 2040 rund 537 Mio. Nm³ aus forstlicher Biomasse (Brennholz und Hackgut) verfügbar. (Sejkora, Ch. et al 2018) geben als Methanpotential aus Biomasse-Gasification aus forstlicher Biomasse ein Potential zwischen 337 Mio. Nm³ und 573 Mio. Nm³ an. Damit liegt der in der vorliegenden Studie abgeschätzte Wert innerhalb der Bandbreite bereits vorhandener Studien. Zusätzlich wird in der vorliegenden Arbeit ein geringer Anteil der Sägenebenprodukte, vor allem Rinde, ebenfalls für die Gasification verwendet.

¹⁶ Details zu den Annahmen hinsichtlich der Potentialeinschränkungen können in Tabelle 5 und Tabelle 6 sowie im Anhang 6.6 nachgelesen werden.

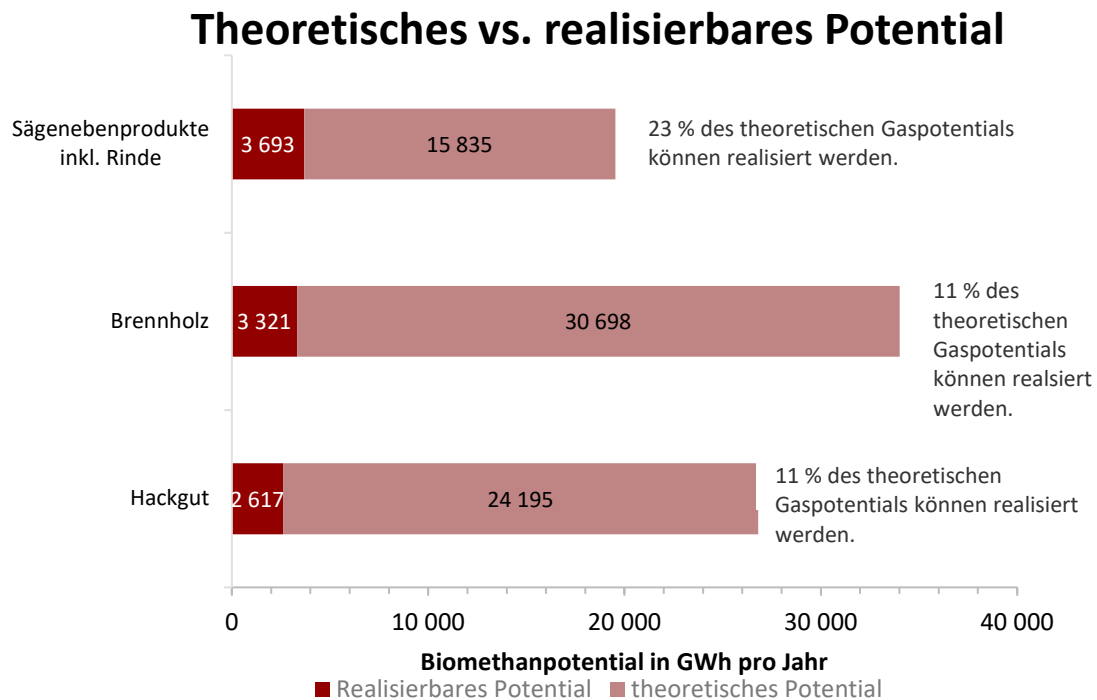


Abbildung 24: Theoretische gegenüber realisierbaren Biomethanpotentialen aus Gasification für das Jahr 2040, aufgeteilt nach den verschiedenen Substratkategorien der thermochemischen Umwandlung; Quelle: Energieinstitut an der JKU basierend auf (Dißbauer, Rehling und Strasser 2019)

Die Vermeidung von Konkurrenzsituationen mit bestehenden Verwertungspfaden für Holz sowie die Berücksichtigung von weiteren Nachhaltigkeitsaspekten führt zu einem im Vergleich zum theoretischen Potential relativ geringen realisierbaren Gaspotential aus Biomasse-Gasification. Unter Anwendung der in Kapitel 2.2.8 dargestellten Annahmen zur Nutzung von forstlicher Biomasse und Sägenebenprodukten ergibt sich, dass rund 11 % des theoretischen Methanpotentials aus forstlicher Biomasse und 23 % aus Sägenebenprodukten auch realistisch nutzbar sind.

In Zusammenhang mit der Realisierung des biogenen Gaspotentials aus Gasification von forstlicher Biomasse und Sägenebenprodukten sind mehrere Aspekte und Einflussfaktoren zu nennen, die die zukünftigen Entwicklungen stark beeinflussen. Prioritär muss insbesondere der Erhalt der vielfältigen Funktionen des Waldes behandelt werden. Gemäß dem Forstgesetz § 1 sind die vier Hauptfunktionen des Waldes die Schutzfunktion (Schutz vor Naturgefahren), die Nutzfunktion (Holzgewinnung), die Erholungsfunktion und die Wohlfahrtsfunktion (saubere Luft und sauberes Wasser) (Österreichische Bundesforste 2019).¹⁷ Weiters ist die Realisierbarkeit der angeführten Potentiale von weiteren Entwicklungen abhängig, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit aufgrund des Umfangs keine detaillierte Betrachtung finden können:

- Marktentwicklung für den Rohstoff „Holz“: Neben weiteren Aspekten wie dem Anfall von Schadholz aufgrund von Borkenkäferbefall und Wetterextremen werden u. a. die Entwicklung des Holzpreises (Gschwantner 2009) sowie die Möglichkeiten zur Mobilisierung der bäuerlichen Kleinwaldbesitzer eine Rolle spielen (Umweltbundesamt 2014b).
- Entwicklung der Holzverarbeitenden Industrie: In diesem Zusammenhang spielt vor allem die weitere Entwicklung der Sägeindustrie, Papierindustrie sowie auch des Holzbaus eine wesentliche Rolle, nicht

¹⁷ Bundesgesetz vom 3. Juli 1975, mit dem das Forstwesen geregelt wird (Forstgesetz 1975)

zuletzt für die Etablierung einer Bioökonomie gemäß der österreichischen Bioökonomiestrategie (BMNT, BMBWF, BMVIT 2019). Je nachdem wie sich in diesen Sektoren die Nachfrage entwickelt, hat dies Einfluss auf die Realisierbarkeit der Potentiale bzw. den Anfall von Nebenprodukten.

- Entwicklung im Energie- bzw. Wärmesektor: Das schrittweise Verbot von Ölkesseln bei Kesseltausch bzw. der verpflichtende Austausch von Ölkesseln älter als 25 Jahre ab dem Jahr 2025 und ein verpflichtender Austausch aller Ölkessel ab 2035 (Regierungsprogramm Österreich 2020-2024 2020) kann langfristig zu einer gesteigerten Nachfrage nach Pellets führen (Österreichischer Biomasse-Verband 2020) und damit das für die Gasification zur Verfügung stehende Potential an Sägenebenprodukten verringern.
- Gestehungskosten für Biomethan aus Gasification: Die Gasification von forstlicher Biomasse weist vergleichsweise hohe Gestehungskosten auf. Daher wird – gemäß der Merit-Order – das biogene Gaspotential aus Gasification zunächst nicht unbedingt prioritär mobilisiert werden (unter den derzeitigen Gegebenheiten am Gasmarkt) (Johannes Lindorfer, Daniel C. Rosenfeld, Karin Fazeni-Fraisl 2020).

Die wesentliche Herausforderung bei der Mobilisierung der Potentiale zur Erzeugung von biogenem Methan aus Gasification von forstlicher Biomasse und Sägenebenprodukten wird die Vermeidung von Zielkonflikten zwischen Naturschutz, Waldbewirtschaftung, Industrie und Energiewirtschaft sein. Das Ziel sollte sein, Wertschöpfungsketten zu forcieren, die auf stoffliche und energetische Nutzung fokussieren. Auch wenn die detaillierte Strategie zur Hebung der Potentiale noch ausständig ist, so kann dennoch mit Möglichkeiten der Holzgaserzeugung in Zukunft gerechnet werden. Die Faktoren für diese Annahme sind der verstärkte Anfall von Schadholz durch Borkenkäferbefall in den letzten Jahren (Bundesforschungszentrum für Wald 2018), das laut Expertenmeinung für die Erzeugung von Holzgas zur Verfügung stehen kann (Fuljetic-Kristan 2020), und die Auffassung, dass Holzgas einen Beitrag zu Zielerreichungen leisten wird (Österreichischer Biomasse-Verband 2020).

Wie in Abbildung 26 dargestellt ergibt sich damit aus der anaeroben Vergärung und thermochemischen Umwandlung¹⁸ der berücksichtigten Inputmaterialien in Summe ein theoretisches Gesamtpotential an erneuerbarem Methan von 88 TWh/a (~7.900 Mio. Nm³/a) bis 2040. Davon ist mit rund 20 TWh/a in etwa ein Viertel auch realisierbar.

¹⁸ Eine Erläuterung der thermochemischen Umwandlung von forstlicher Biomasse und anschließender Methanisierung sowie Angaben zum TRL finden sich im Anhang in Kapitel 6.6.

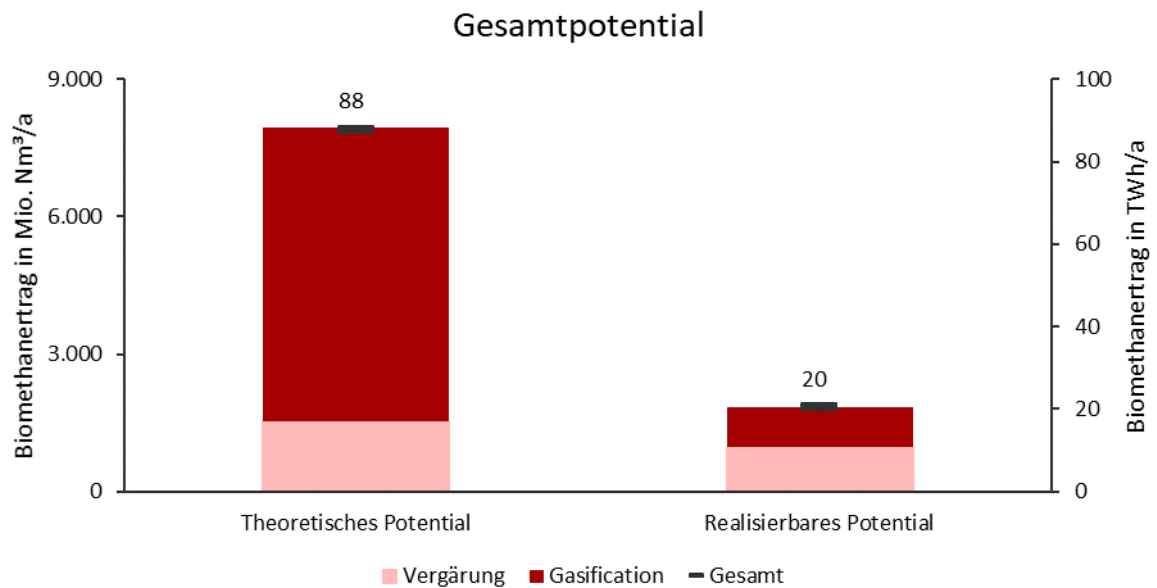


Abbildung 25: Gesamtpotential aus anaerober Vergärung und thermochemischer Umwandlung für 2040

Das realisierbare Potential für Biomethan aus organischen Reststoffe über die Vergärungsrouten beläuft sich auf 10,7 TWh pro Jahr. Dieses lässt sich je nach Annahme der Konkurrenznutzung bzw. Sammelquote durch die thermochemische Umwandlung von gewisser holzartiger Biomasse (Sägenebenprodukte, Brennholz, Holzhackschnitzel und Rinde) zu erneuerbarem synthetischem Methan noch um rund 9,6 TWh pro Jahr (Annahmen in dieser Studie) erweitern. Insgesamt lässt sich ein biogenes Gaspotential i. H. v. 20,3 TWh im Rahmen der vorliegenden Studie abschätzen. (Sejkora, Ch. et al 2018) weisen ein Potential an biogenem Gas i. H. v. 26 bis 30 TWh aus. Damit bewegen sich die Ergebnisse der vorliegenden Studie im Rahmen gängiger Potentialabschätzungen für Österreich. Mit den Anforderungen der Renewable Energy Directive (RED II 2018/2001/EC), den Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen (z. B. auf Basis von lignocellulosehaltigen Rohstoffen wie Getreidestroh oder holzige Biomasse) schrittweise auf einen Anteil von mindestens 3,5 % im Jahr 2030 am Beimischungsziel zu erhöhen, können sich langfristig neue Nutzungskonkurrenzen ergeben, deren Ausmaß heute noch nicht abschätzbar sind und daher nicht in die Potentialerhebungen der vorliegenden Studie einfließen können.

5 Ergebnisse

5.1 Gegenüberstellung von Nachfrage und Angebot

Im Folgenden wird die Nachfrage der Industrie, des Verkehrs, der KWK-Anlagen und Heizwerke, die in Kapitel 3 abgeschätzt wurde, dem Angebot an erneuerbarem Gas aus organischen Reststoffen (Kapitel 4) gegenübergestellt.

Tabelle 12 zeigt eine Zusammenfassung der Nachfrage nach Gasen für beide Szenarien. Die Gasnachfrage ist dabei in drei Kategorien unterteilt: Während die Spalten „CH₄“ und „H₂“ jeweils die aus technischen Gründen nicht austauschbare Nachfrage enthalten, können die Gasnachfragemengen in der Spalte „CH₄/H₂“ entweder durch Methan oder durch Wasserstoff bereitgestellt werden¹⁹. Im Szenario „Exergieeffizienz“ (Tabelle 12) wurden die in Tabelle 9 dargestellten industriellen Bedarfe der möglichen Prozessrouten zur besseren Vergleichbarkeit aggregiert:

- CH₄- oder H₂-Bedarfe: Aufgrund der ähnlichen Größenordnung der energetischen Verbräuche der über den Bottom-up-Ansatz entwickelten H₂- bzw. CH₄-Routen im Sektor Eisen & Stahl sowie in der chemischen Industrie wurde auf eine Darstellung der jeweiligen H₂- oder CH₄-Bedarfe der Verfahren verzichtet. In untenstehender Tabelle wird stattdessen der energetische Maximalbedarf ausgewiesen. Es ist ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass diese Form der Darstellung keine beliebige Substituierbarkeit der in Abschnitt 3.1.3 beschriebenen Prozessrouten untereinander unterstellt, sondern lediglich den energetischen Bedarf für die betrachteten Prozesse veranschaulichen soll.
- Dezidierte H₂- bzw. CH₄-Bedarfe: Die unter allen Umständen unbedingt notwendigen Mengen an H₂ bzw. CH₄ wurden in ihrer jeweiligen Spalte ausgewiesen. Dies betrifft den H₂- und CH₄-Bedarf in der Ammoniakerstellung sowie den CH₄-Bedarf in der Wasserstoff-Direktreduktion.

¹⁹ Es ist dabei zu beachten, dass große Teile der Industrienachfrage je nach verwendeter Prozessroute entweder durch H₂ oder durch CH₄ gedeckt werden müssen, nicht aber durch frei wählbare Zusammensetzung beider Gase (siehe auch Tabelle 9).

Tabelle 12: Nachfrage der betrachteten Bereiche für die Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“

	Szenario „Infrastrukturnutzung“				Szenario „Exergieeffizienz“			
GWh	CH ₄ /H ₂	CH ₄	H ₂	Ern. Gas	CH ₄ /H ₂	CH ₄	H ₂	Ern. Gas
Prozessbedarf	6.340	47.730	-	54.070	44.230	4.430	2.690	51.350
E-Fuels	-	-	5.280	5.280	-	-	-	-
Sonstige Sektoren	35.420	-	-	-	14.670	-	1.170	-
Summe Industrie	41.760	47.730	5.280	94.770	58.900	4.430	3.860	67.190
Güterverkehr	-	2.794	2.175	4.969	-	-	-	-
Schienenverkehr	-	-	82	82	-	-	-	-
Schifffahrt	-	22	-	22	-	116	-	116
öff. Verkehr	-	-	169	169	-	-	169	169
E-Fuels	-	-	17.365	17.365	-	-	11.528	11.528
Summe Verkehr	-	2.816	19.791	22.608	-	116	11.697	11.813
Fernwärme	-	10.353	-	10.353	-	5.082	-	5.082
Stromerzeugung	-	10.686	-	10.686	-	5.246	-	5.246
Summe KWK und Heizwerke	-	21.039	-	21.039	-	10.328	-	10.328
Summe Nachfrage	41.760	71.585	25.071	138.416	58.900	14.874	15.557	89.331

Tabelle 13: Aufbringung von CH₄ aus biogenen Reststoffen

GWh	CH ₄
Anaerobe Vergärung	10.685
Gasification	9.631
Summe	20.316

Aus den Ergebnissen in Tabelle 12 ist ersichtlich, dass für das Jahr 2040 eine Nachfrage nach Gas aus den betrachteten Bereichen im Szenario „Infrastrukturnutzung“ von 138 TWh erwartet werden kann, während sie im Szenario „Exergieeffizienz“ um ein Drittel niedriger liegt (89 TWh). Die nicht-austauschbare Nachfrage nach Methan ist im Szenario „Infrastrukturnutzung“ mit 72 TWh viel höher als die Nachfrage, die nur mit Wasserstoff gedeckt werden kann (25 TWh). Im Szenario „Exergieeffizienz“ sind diese beiden Nachfragen ungefähr gleich groß (15 bzw. 16 TWh). Die sowohl von Methan als auch Wasserstoff abdeckbare Nachfrage liegt in der Höhe von 42 bis 59 TWh.

Hinsichtlich der Angebotsseite wird für die Gegenüberstellung ausschließlich das realisierbare Potential gemäß Abbildung 26 herangezogen. Das Gesamtangebot an erneuerbarem Methan von 20,3 TWh stammt ungefähr zu gleichen Teilen aus anaerober Vergärung (53 %) und Biomasse-Gasification (47 %).

Zur besseren Veranschaulichung sind die Ergebnisse beider Szenarien in separater (Abbildung 27, Abbildung 28) sowie in kombinierter Darstellung (Abbildung 29) angegeben.

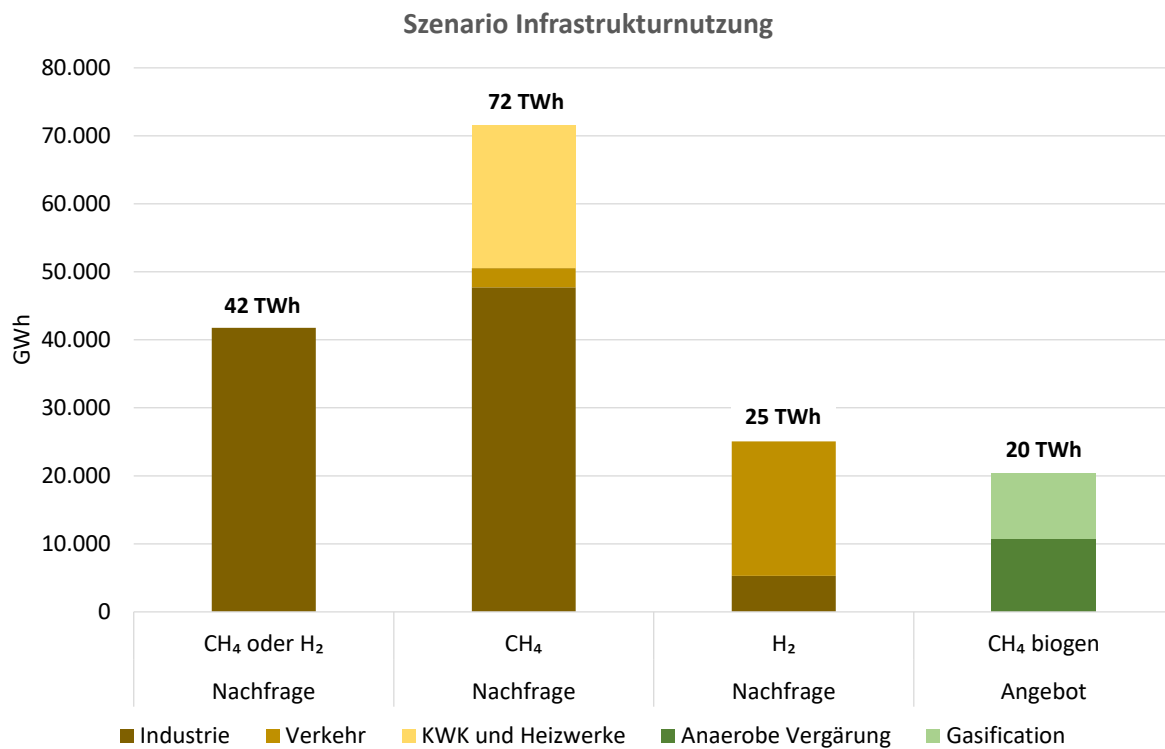


Abbildung 26: Nachfrage nach Gas der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr und KWK/Heizwerke im Szenario „Infrastrukturnutzung“

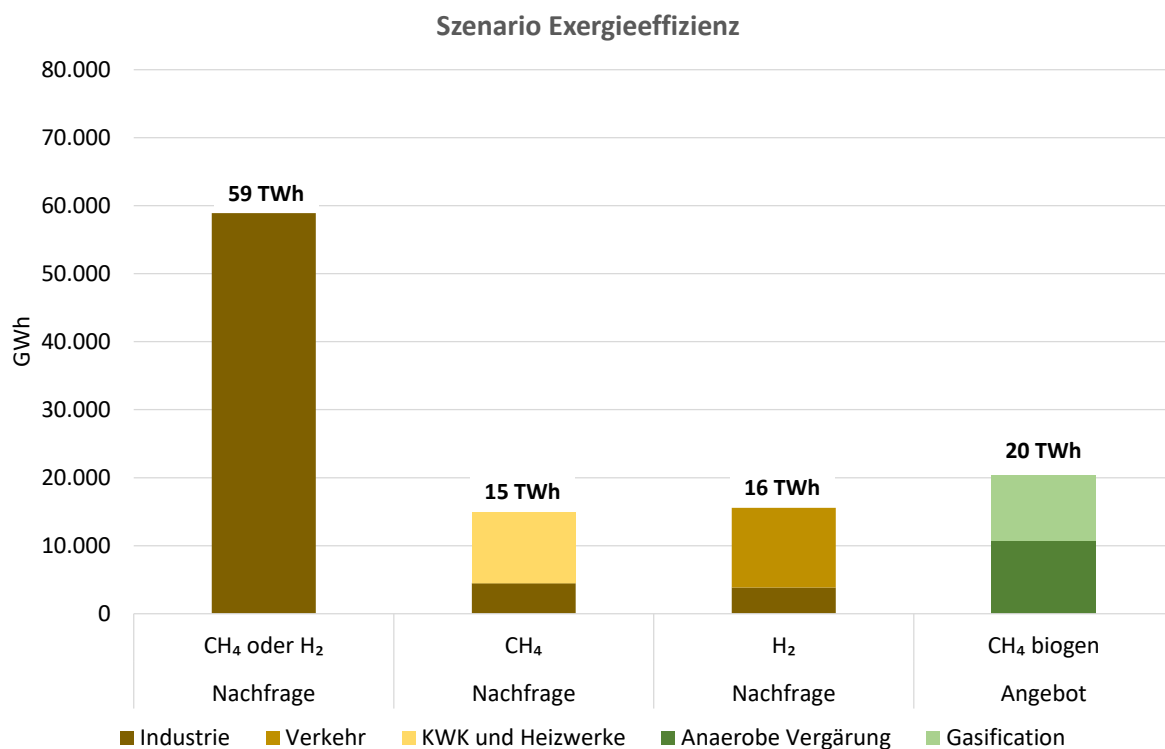


Abbildung 27: Nachfrage nach Gas der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr und KWK/Heizwerke im Szenario „Exergieeffizienz“

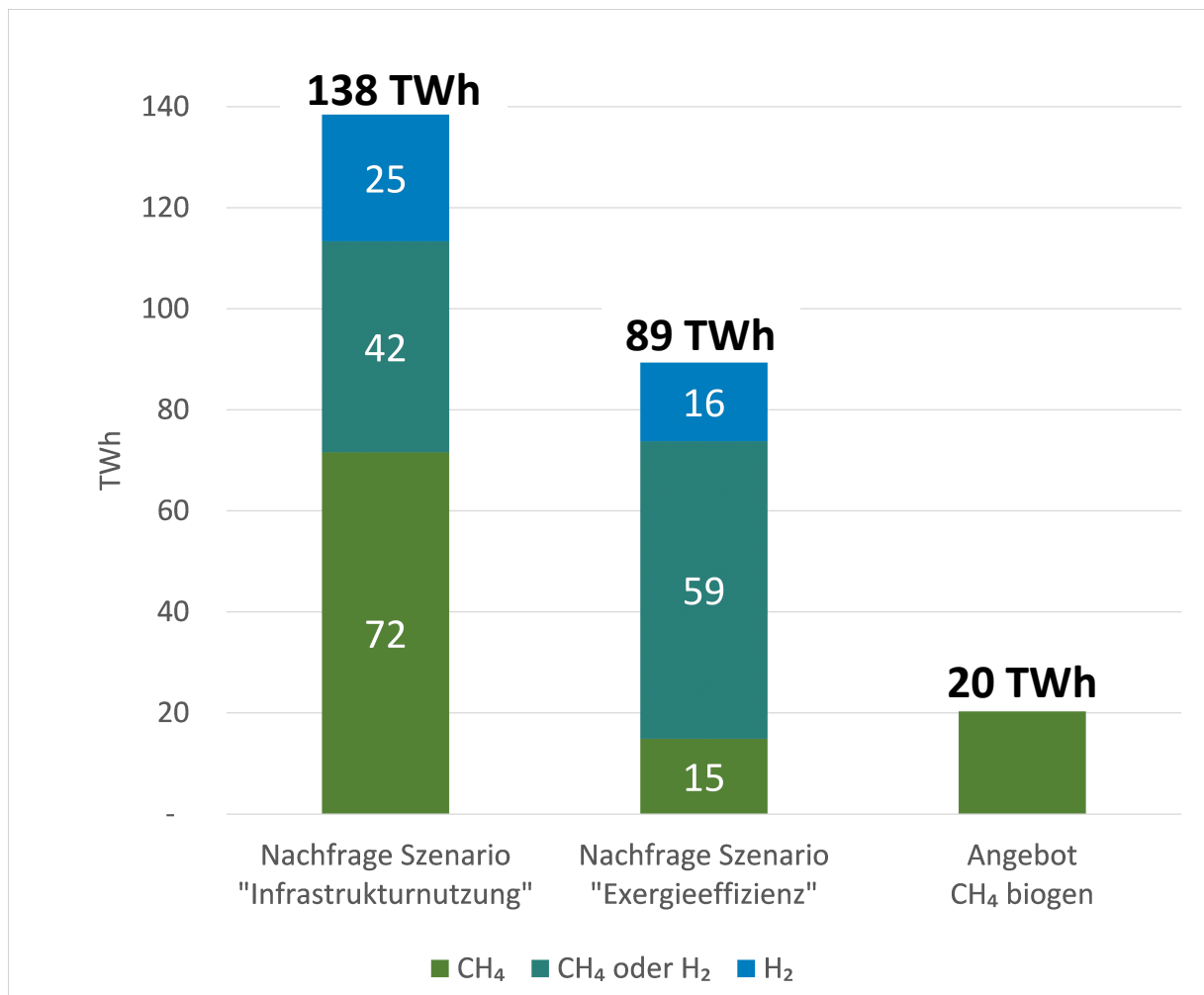


Abbildung 28: Vergleich der Nachfrage der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr, KWK/Heizwerke mit dem Angebot an Methan aus biogenen Reststoffen (Werte gerundet)

Der Hauptteil der Nachfrage in beiden Szenarien ist der Industrie zuzurechnen; der Bedarf der im Rahmen der vorliegenden Studie betrachteten Verkehrssektoren sowie der KWK-Anlagen und Heizwerke ist deutlich geringer.

Im Szenario „Infrastrukturnutzung“ ist nahezu die Hälfte der Nachfrage nur durch Methan abdeckbar, ca. 30 % kann entweder von Wasserstoff oder Methan erfüllt werden. Im Gegensatz dazu ist der größte Teil der Nachfrage nach Gas im Szenario „Exergieeffizienz“ austauschbar (d. h., sowohl der Einsatz von CH₄ als auch von H₂ ist möglich). Dies ist im Szenario „Exergieeffizienz“ auf die Verfügbarkeit von alternativen Prozessrouten zurückzuführen, die für energieintensive Prozesse hauptsächlich mit Methan und auch mit Wasserstoff geführt werden können.

Insgesamt kann man festhalten, dass die Gasnachfrage im Szenario „Exergieeffizienz“ aufgrund des umfassenden Einsatzes von Abwärme, Wärmepumpen sowie direkter Elektrifizierung in der Industrie, bzw. einem großen BEV-Anteil im Verkehr, um ca. 35 % niedriger als im Szenario „Infrastrukturnutzung“ ist und auch wesentlich flexibler von entweder Wasserstoff oder Methan gedeckt werden kann.

Im Vergleich der Nachfrage mit dem Angebot (Abbildung 29) kann man erkennen, dass im Szenario „Infrastrukturnutzung“ der Bedarf an nicht-austauschbarem Methan aus den betrachteten Bereichen Industrie, Verkehr sowie KWK-Anlagen und Heizwerke mehr als dreimal so hoch wie das Angebot ist. Im Szenario

„Exergieeffizienz“ kann diese Mindestnachfrage (aus der Industrie sowie den KWK-Anlagen und Heizwerken) durch den Einsatz von 73 % des Angebots gedeckt werden. Es gilt dabei festzuhalten, dass diese minimale Methannachfrage nur dann erreicht werden kann, wenn signifikante Mengen (69 TWh bzw. 77 %) des Gesamtbedarfs an gasförmigen Energieträgern in Form von H₂ bereitgestellt werden können.

Es ist wichtig an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass in der gegenständlichen Studie weder der energetische Aufwand zur Erzeugung von Wasserstoff noch unterschiedliche Aufbringungsrouten berücksichtigt werden.

5.2 Räumliche Betrachtung

Die ermittelten Potentiale an erneuerbarem Methan (Abbildung 26) wurden der minimalen Methannachfrage (nur die tatsächliche Methannachfrage, Spalte CH₄ in Tabelle 12) bzw. der maximalen Methannachfrage (tatsächliche Methannachfrage plus die Nachfrage, welche von Methan oder Wasserstoff gedeckt werden kann; Spalten CH₄ und CH₄/H₂ in Tabelle 12) in beiden Szenarien gegenübergestellt und anschließend räumlich, auf Bundeslandebene, verortet.

Die Grundlage für die Verortung der soeben genannten Potentiale und Nachfragemengen stellt die räumliche Verortung der österreichischen Exergiepotentiale und -verbräuche auf Bezirksebene gemäß (Sejkora, et al. 2020) dar.

So wurden für die räumliche Verortung die Potentiale analog zu den Kategorien in Tabelle 23, mit einer weiteren Differenzierung nach Vergärung und Gasification, aufgeteilt und zugeordnet. Der Sektor Industrie wurde anhand der verorteten Industrienachfrage in (Sejkora, et al. 2020) proportional aufgeteilt. Beim Sektor Verkehr wurde die Nachfrage dieser Studie anhand der Verbräuche im Straßenverkehr (entspricht Güter- und öffentlichem Verkehr) und bei der Schifffahrt segmentiert. Die Nachfrage im Sektor KWK und Heizwerke wurde proportional zur Nachfrage der Sektoren Industrie, Private Haushalte sowie Private und Öffentliche Dienstleistungen in (Sejkora, et al. 2020) aufgeteilt. Tabelle 28 im Anhang (Abschnitt 6.8) weist die Detailergebnisse der untenstehend in Abbildung 30 visualisierten Gegenüberstellung von Potentialen und Bedarfen nach Bundesland in GWh/km²a aus.

Die auf diese Weise ermittelte jährliche Energiebilanz je Bundesland in GWh je km² ist in Abbildung 30 dargestellt. Für jedes Szenario sind zwei Karten dargestellt – links ist die jährliche Energiebilanz je km² bei maximaler und rechts die jährliche Energiebilanz je km² bei minimaler Nachfrage. In Grau abgebildete Bundesländer weisen eine in etwa ausgeglichene Energiebilanz auf (Nachfrage kann im Jahresmittel knapp gedeckt bzw. nur minimal nicht gedeckt werden). Rot dargestellte Bundesländer weisen eine Unterdeckung (negative Bilanz) auf – je dunkler der Farbton, umso stärker ist die Unterdeckung.

Abbildung 30 zeigt, dass im Szenario „Infrastrukturnutzung“ selbst bei minimaler Nachfrage drei Bundesländer bilanziell nicht gedeckt werden. Wien sowie die Industrieachse Oberösterreich/Steiermark zeigen eine Unterdeckung von leicht bis stark auf. Dies ist vor allem der hohen Nachfrage im Bereich der Eisen- und Stahlindustrie in Oberösterreich und der Steiermark geschuldet. Bei maximaler Nachfrage im selben Szenario weist neben Wien auch Oberösterreich eine starke Unterdeckung auf. Zudem ist eine bilanzielle Deckung in den Bundesländern Niederösterreich, Steiermark, Kärnten und Vorarlberg ebenfalls nicht möglich.

Bei maximaler Nachfrage im Szenario „Exergieeffizienz“ sind bei relativer Betrachtung dieselben Bundesländer unterdeckt, wie im Szenario „Infrastrukturnutzung“ bei minimaler Nachfrage. Absolut betrachtet ist die Deckung aus gesamtösterreichischer Sicht in diesem Fall allerdings niedriger (ca. -2.200 GWh/a). Der beste bilanzielle

Deckungsgrad wird im Szenario „Exergieeffizienz“ bei minimaler Nachfrage erzielt (Abbildung 30, rechts unten). Lediglich Wien weist dabei eine deutliche Unterdeckung auf (-1,6 GWh/km² und Jahr bzw. in Summe ca. -650 GWh/a). Bei diesem Ereignis ist eine gesamtösterreichische Deckung – in Absolutwerten betrachtet – im Gegensatz zu den anderen drei Fällen dennoch möglich.

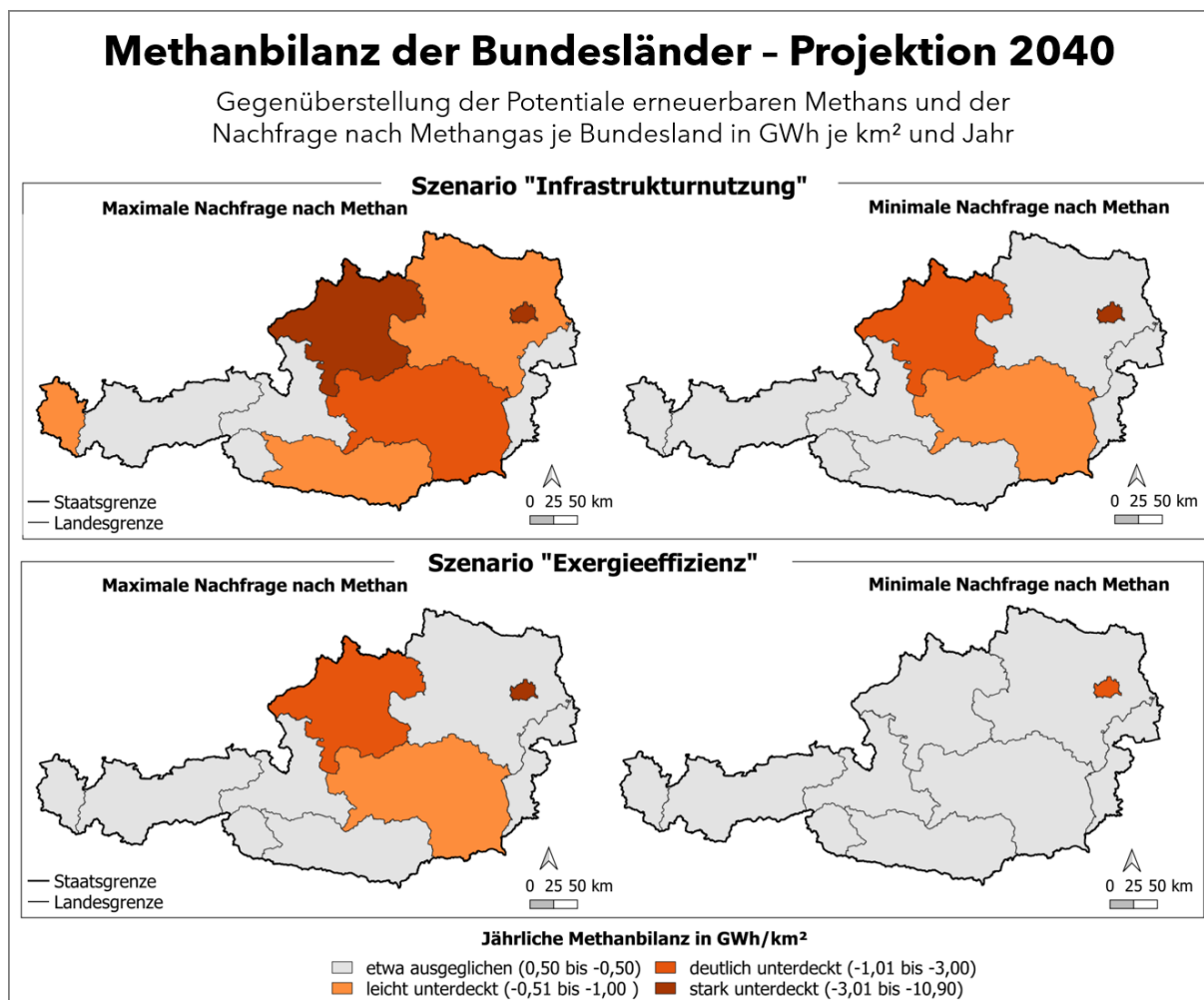


Abbildung 29: Methanbilanz der Bundesländer: Gegenüberstellung der Potentiale aus biogenem Methan mit der Nachfrage nach Methangas je Bundesland in GWh/km²a

5.3 Zusammenfassung

- Der Energiebedarf, der potentiell durch biogenes Methan gedeckt werden kann²⁰, übersteigt das national mobilisierbare Angebot an biogenem Methan um ein Vielfaches, und zwar – je nach Szenario – um den Faktor 2,6 bis 4,6.
- Die Szenarien „Exergieeffizienz“ und „Infrastrukturnutzung“ unterscheiden sich dabei um ca. 35 %.
- Selbst bei sehr exergieeffizientem Vorgehen ist zukünftig mit hohen Gasbedarfen aus der Industrie zu rechnen.

20 D. h. der Energiebedarf CH₄ inkl. CH₄-/H₂-Bedarf, welcher durch beide Gase gedeckt werden kann

- Ein großer Teil (30 bis 66 %) der Gasnachfrage in den untersuchten Sektoren kann über Methan oder Wasserstoff aufgebracht werden. Hervorzuheben ist die erhöhte Flexibilität hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff oder Methan in der Industrie je nach Wahl der zukünftigen Prozessrouten im Szenario „Exergieeffizienz“.
- Der Hauptnachfragetreiber an gasförmigen Energieträgern sind die Prozesse aus der energieintensiven Industrie. Sie sind für 68 % bzw. 75 % der gesamten ermittelten Nachfrage verantwortlich.
- Der Gasbedarf des Verkehrssektors²¹ im Jahr 2040 beruht sowohl im Szenario „Infrastrukturnutzung“ als auch im Szenario „Exergieeffizienz“ auf der Nachfrage nach E-Fuels und der damit einhergehenden Nachfrage nach H₂ für deren Herstellung sowie auch einem vergleichsweise geringeren Anteil an bio- bzw. synthetischem CH₄ und H₂ für die direkte Betankung. Im Szenario „Exergieeffizienz“ ist für die Nachfrage nach E-Fuels der Flugverkehr maßgeblich.
- Das Angebot an biogenem Methan wird ungefähr zu gleichen Teilen aus anaerober Vergärung sowie der Gasification von forstlicher (Rest-)Biomasse bereitgestellt.
- Zur Hebung des realisierbaren Potentials an biogenem Methan aus der anaeroben Vergärung ist eine Neugestaltung der Wertschöpfungsketten zur Verwertung von biogenen Reststoffen notwendig; z. B. anaerobe Vergärung wird der Kompostierung vorgeschaltet, Erhöhung des Anschlussgrades an die Biotonne, Gärrestnutzung in der Landwirtschaft etc.
- Im Szenario „Infrastrukturnutzung“ ist die Methan-Mindestnachfrage aus den betrachteten Bereichen Industrie, Verkehr sowie KWK-Anlagen und Heizwerke mehr als viermal so hoch wie das Angebot aus anaerober Vergärung und thermochemischer Umwandlung biogener Reststoffe.
- Im Szenario „Exergieeffizienz“ kann diese Mindestnachfrage durch den Einsatz von 73 % des Angebots an biogenem Methan gedeckt werden. In diesem Fall müssen signifikante Mengen (69 TWh bzw. 77 %) des Gesamtbedarfs an gasförmigen Energieträgern in Form von H₂ bereitgestellt werden können.
- Die Größenordnungen der Nachfrage und der Angebotspotentiale von Methan zeigen eine starke räumliche Verteilung. Große Unterdeckungen an biogenem Methan entstehen insbesondere in den Bundesländern mit hohem Industrieanteil. In den Bundesländern mit hohem agrarischen bzw. forstwirtschaftlichen Anteil sind das Angebot und die Nachfrage aus den Sektoren Industrie, Verkehr und KWK annähernd ausgeglichen.
- Ein Großteil der Gasnachfrage der untersuchten Sektoren kann sowohl über Methan als auch Wasserstoff aufgebracht werden. Bei beiden Gasarten steht die Frage der Aufbringung im Zentrum. Da die inländischen Potentiale für den Gesamtbedarf der untersuchten Sektoren bei Weitem nicht ausreichen, sind Importoptionen zu entwickeln.

5.4 Schlussfolgerungen

Der Umfang der Studie beinhaltet auf der Nachfrageseite die Bedarfe an Gasen in der Industrie, im Güter- und öffentlichen Personenverkehr und im Flugverkehr sowie der KWK- und Heizkraftanlagen im Jahr 2040. Demgegenüber weist die Studie angebotsseitig das zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung stehende österreichische Potential an biogenen Gasen aus anaerober Vergärung sowie aus thermochemischer Umwandlung von biogenen Reststoffen im Jahr 2040 aus. Die oben genannten Bedarfe sowie Potentiale wurden daraufhin auf Bundesländerebene einander gegenübergestellt.

²¹ Bezieht in der vorliegenden Studie den Güterverkehr, öffentlichen Verkehr sowie den Flugverkehr mit ein.

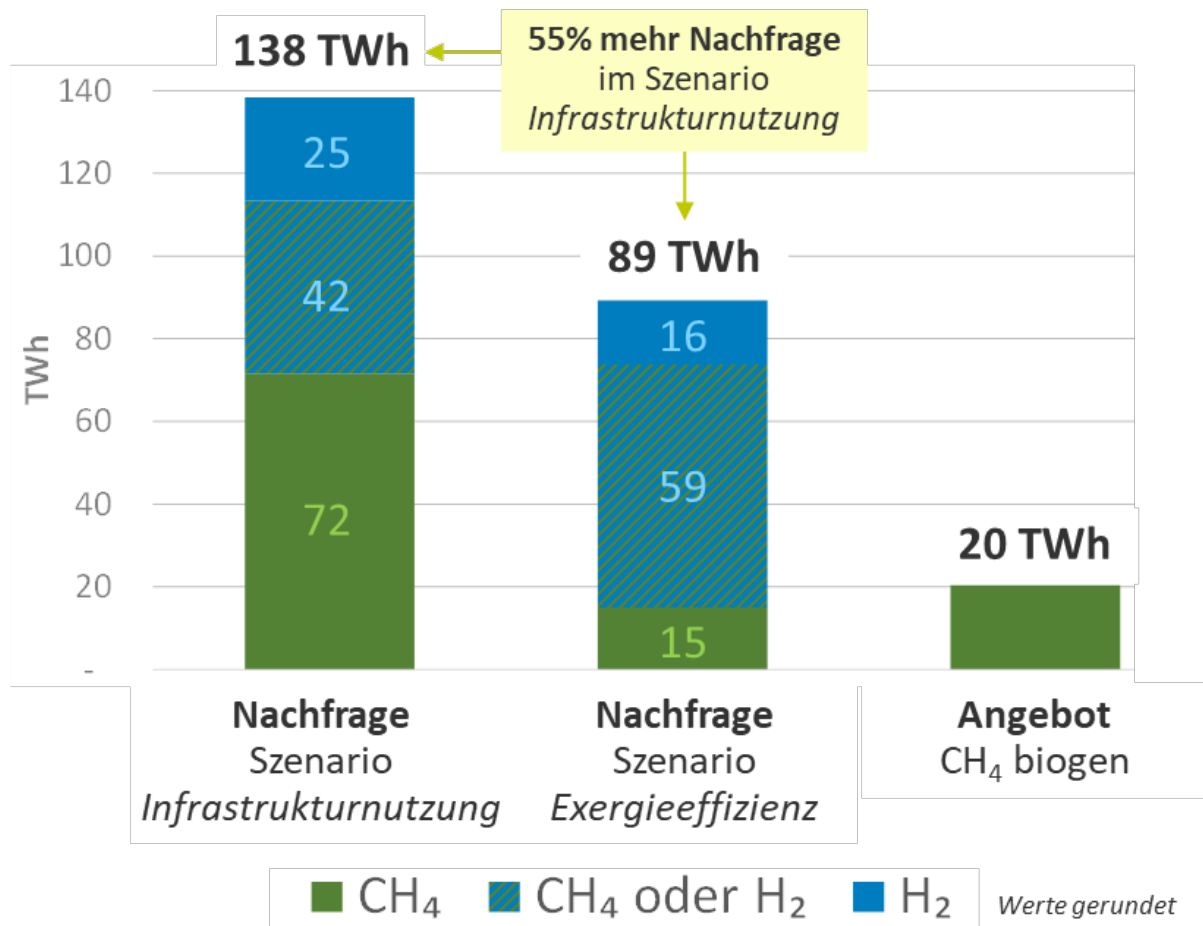


Abbildung 30: Vergleich der Nachfrage der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr, KWK/Heizwerke mit dem Angebot an Methan aus biogenen Reststoffen (Werte gerundet)

Im Rahmen der gegebenen Aufgabenstellung wurde explizit nicht betrachtet:

- die Nachfrage nach Gas im Gebäudesektor und im motorisierten Individualverkehr sowie den Gasbedarf des Energiesystems im Sinne einer stabilisierenden Stromnetzreserve
- das Aufbringungspotential an erneuerbarem Wasserstoff, erzeugt aus erneuerbarer Elektrizität, sowie darauf aufbauendes synthetisches Methan
- Zusammenhänge wie Wertschöpfungs- oder Preislenkungseffekte innerhalb der gesamten österreichischen Volkswirtschaft bzw. in einzelnen Sektoren

Hinsichtlich der Auswirkungen auf die verfügbaren Mengen an in Österreich produziertem erneuerbarem Gas, das für den Gebäudesektor zur Verfügung steht, lassen sich auf Basis der im Rahmen der Studie gewonnenen Ergebnisse jedoch folgende Schlussfolgerungen ableiten:

- Insgesamt zeigt sich, dass die Deckung der Nachfrage nach grünen Gasen im Jahr 2040 für die untersuchten Sektoren (auch ohne Gebäudesektor, ohne motorisierten Individualverkehr und ohne Netzreserve) ausschließlich durch das Angebot von biogenen Gasen nicht möglich sein wird. Die weitere Nachfrage ist somit durch das Angebot von erneuerbarem Wasserstoff und darauf aufbauendem synthetischem Methan sowie durch Importe zu decken.
- Aus dem Vergleich der beiden Szenarien (Infrastrukturnutzung und Exergieeffizienz) erkennt man: Um den Gesamtenergiebedarf und damit den Gesamtbedarf an Gasen in Österreich zu senken, ist die

Anwendung exergetisch effizienter Prozesse und Technologien zu priorisieren. Dies reduziert Energieimporte und trägt dazu bei, Wertschöpfungsabflüsse zu vermeiden.

- In diesem Zusammenhang sind langfristig jene Sektoren prioritär mit grünem Gas zu versorgen, die aus technischen Gründen keine Substitutionsmöglichkeiten zu gasförmigen Energieträgern aufweisen. Dies trifft vor allem auf eine Vielzahl von industriellen Prozessen zu. Andere Bereiche, wie der Gebäudesektor und der Mobilitätssektor, weisen Substitutionsmöglichkeiten auf. Die langfristige Priorisierung ist für die Standortsicherung industrieller Produktion und somit auch der Wertschöpfungsketten von Bedeutung.

Aus den in diesem Projekt ermittelten Mengen ist ersichtlich, dass der Gasbedarf in beiden Szenarien das Angebot an biogenem Gas deutlich – d. h. um 69 bzw. 118 TWh – übersteigt. Ein Einsatz von biogenem Gas in einem anderen als den betrachteten Sektoren wie z. B. dem Gebäudesektor führt zu einer weiteren Erhöhung der Nachfrage nach Gasen. Diese muss zusätzlich sowohl durch Wasserstoff aus heimischem erneuerbaren Strom als auch durch den Import von erneuerbaren Gasen gedeckt werden.

Die energetische Größe der in der vorliegenden Studie ermittelten Gasbedarfslücke liegt in der Größenordnung der heutigen heimischen Gesamtstromerzeugung. Die Potentiale der Erzeugung von Wasserstoff aus heimischem erneuerbaren Strom wurden in dieser Studie nicht untersucht.

6 Anhang

6.1 Aufbringung und Verbrauch von Erdgas 2018

Zum Vergleich mit dem in Kapitel 3 dargestellten Gasbedarf sind hier die Mengen der Energiebilanz sowie der Nutzenergieanalyse der Statistik Austria dargestellt.

Tabelle 14: Aufkommens- und Verwendungsbilanz von Erdgas 2018 (Statistik Austria 2019b)

GWh	Aufbringung 2018	Verwendung 2018
Nettoimporte, Lager	75.636	-
Heimische Förderung	9.991	-
Bruttoinlandsverbrauch	85.627	85.627
Umwandlungseinsatz	-	25.341
Verbrauch des Sektors Energie	-	2.898
Transportverluste	-	30
Nichtenergetischer Verbrauch	-	3.214
Energetischer Endverbrauch	-	54.144

Tabelle 15: Verbrauch von Erdgas je Industriebranche und Mobilitätssektor (Statistik Austria 2019a)

GWh	2018	GWh	2018
Eisen- und Stahlerzeugung	4.923	Eisenbahn	-
Chemie und Petrochemie	5.117	Sonstiger Landverkehr	193
Nicht-Eisen-Metalle	1.548	Transport in Rohrfernleitungen	2.946
Steine und Erden, Glas	4.185	Binnenschifffahrt	-
Fahrzeugbau	490	Flugverkehr	-
Maschinenbau	1.736	Verkehr	3.139
Bergbau	1.868	Öffentliche und Private Dienstleistungen	3.947
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	3.316	Private Haushalte	15.634
Papier und Druck	6.045	Landwirtschaft	251
Holzverarbeitung	711	Sonstige	19.832
Bau	386		-
Textil und Leder	401		-
Sonst. Produzierender Bereich	448		-
Produzierender Bereich	31.173		-

Tabelle 16: Verbrauch von Erdgas je Industriebranche und Nutzenergiekategorie 2018 (Statistik Austria 2019a)

GWh	Raumklima und Warmwasser	Dampf- erzeugung	Industrieöfen	Standmotoren	Summe
Eisen- und Stahlerzeugung	338	102	4.393	90	4.923
Chemie und Petrochemie	647	4.115	354	-	5.117
Nicht-Eisen-Metalle	122	-	1.401	25	1.548
Steine und Erden, Glas	344	180	3.661	-	4.185
Fahrzeugbau	442	-	48	-	490
Maschinenbau	799	-	882	54	1.736
Bergbau	79	1.622	166	-	1.868
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	203	2.212	892	8	3.316
Papier und Druck	377	4.688	644	336	6.045
Holzverarbeitung	711	-	-	-	711
Bau	192	-	191	3	386
Textil und Leder	24	197	135	44	401
Sonst. Produzierender Bereich	130	96	197	25	448
Produzierender Bereich Gesamt	4.408	13.214	12.965	585	31.173

Der in der Nutzenergieanalyse dargestellte Gasverbrauch der einzelnen Industriebranchen enthält nur den energetischen Endverbrauch, während die Ergebnisse in Abschnitt 3.1 auch die stoffliche Nutzung von Gas beinhalten. Der Verbrauch des Sektors Sonstiger Landverkehr umfasst sowohl den Personen- als auch den Güterverkehr sowie den Kraftstoffexport im Tank ohne weitere Disaggregation und damit mehr als die in Abschnitt 3.2 dargestellten Werte.

6.2 Gegenüberstellung der Szenarien im Sektor Industrie

Tabelle 17: Gegenüberstellung der Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“

	Szenario „Infrastrukturnutzung“	Szenario „Exergieeffizienz“
Raumheizung	bisheriger Naturgasanteil plus sonstige fossile Energieträger (ET) als Gasbedarf ausgewiesen	vollständiger Ersatz der fossilen Energien durch Wärmepumpen/Abwärme
Dampferzeugung	bisheriger Naturgasanteil plus sonstige fossile ET als Gasbedarf ausgewiesen	Ersatz der fossilen ET durch Wärmepumpen/Abwärme/Biogene ¹⁾
Industrieöfen	bisheriger Naturgasanteil plus sonstige fossile ET als Gasbedarf ausgewiesen	teilweise Umstellung der fossilen ET auf Wärmepumpen ²⁾
Standmotoren	100 % Einsatz von E-Fuels für alle fossilen Energieträger	Bau/Bergbau: Naturgasanteil plus 50 % der fossilen ET zu FuelCell (H ₂) und 50 % zu BEV

¹⁾ Ausnahme Chemieindustrie

²⁾ auf Basis der vorgestellten fünf Industriekategorien und allgemeiner Berechnungsschemata

6.3 Aufteilung der IEA-Kategorien in ÖNACE-2008-Sektoren

Um aus den IEA-Kategorien die ÖNACE-Sektoren für diesen Bericht gemäß der Zuordnung in (Statistik Austria 2013) abzuleiten, wurde für jeden ausgewiesenen Energieträger mithilfe der österreichischen Energiegesamtrechnung ein Faktor errechnet, welcher sich aus der Summe des Verbrauchs 2013–2018 eines NACE-Sektors durch die Summe des Verbrauchs 2013–2018 des zugehörigen IEA-Sektors bildet (Statistik Austria 2020a). Tabelle 18 zeigt den Zusammenhang zwischen den IEA-Klassifikationen und den ÖNACE-2008-Kategorien. Die IEA-Sektoren I1 (Eisen & Stahl) und Nicht-Eisen-Metallurgie (I3) bleiben aufgrund der aus der Tabelle zu entnehmenden Verschneidungen zum Zwecke einer übersichtlichen Zuordenbarkeit der Bedarfe in ihrer ursprünglichen Form bestehen und werden nicht in die gemeinsame ÖNACE-Kategorie 24 überführt.

Tabelle 18: Zusammenhang zwischen IEA-Klassifikation und ÖNACE 2008 nach (Statistik Austria 2013)

IEA-Sektoren	ÖNACE 2008	Bezeichnung
I1	241–243, 2451, 2452	Eisen- und Stahlerzeugung, Herstellung von Rohren, Gießereien
I2	20, 21	Chemie und Petrochemie, Pharmazie
I3	244, 2453, 2454	Nicht-Eisen-Metalle, Erzeugung und erste Bearbeitung, Gießereien
I4	23	Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden
I5	29, 30	Fahrzeugbau, Kraftwagen und Kraftwagenteile
I6	25, 26, 27, 28	Maschinenbau, Metallerzeugnisse, Elektrische Anlagen
I7	07, 08, 099	Erzbergbau, Gewinnung von Steinen und Erden inkl. Dienstleistungen
I8	10, 11, 12	Nahrungs- u. Futtermittel, Getränke, Tabak
I9	17, 18	Papier und Pappe, Druckereierzeugnisse
I10	16	Holzverarbeitung (ohne Möbel)
I11	41, 42, 43	Bau (Hochbau, Tiefbau, Ausbaugewerbe)
I12	13, 14, 15	Textilien, Bekleidung und Lederwaren
I13	22, 31, 32	Sonstige (Gummi und Kunststoffwaren, Möbel, sonstige Waren)

6.4 Methodik des Top-down-Ansatzes der Industrie

Um auch im Top-down-Ansatz auf branchenspezifische Unterschiede in der Qualität der benötigten Prozesswärme eingehen zu können, wurde die Einteilung nach Tabelle 1 getroffen und für das Szenario „Exergieeffizienz“ durch ein, je nach Industriekategorie unterschiedliches, Rechenkonzept ergänzt. Tabelle 19 zeigt die angesprochene Erweiterung. Darauffolgend wird das gegenständliche Rechenkonzept erklärt.

Tabelle 19: Einteilung der IEA-Kategorien nach Öfen- und Dampfanwendungen mit entsprechend angewandtem Rechenkonzept

Kategorie	Zugehörige IEA-Industriesektoren	Rechenkonzept Szenario „Exergieeffizienz“*
Hochtemperatur-Industrieöfen (IÖ) keine Dampferzeugung (DE)	NE-Metallurgie; Fahrzeugbau; Maschinenbau	IÖ: Wärmebedarf im NT- und MT-Bereich durch Wärmepumpen DE: Keine Dampferzeugung
Hochtemperatur-Industrieöfen Dampferzeugung	Steine & Erden, Glas; Bergbau; Bau; Eisen & Stahl	IÖ: Gas übernimmt Anteil von Naturgas und anderen fossilen ET DE: mittels Wärmepumpen
Strahlungswärme-/ Niedertemperaturanwendungen Industrieöfen Dampferzeugung	Nahrungsmittel; Papier	IÖ: Gas übernimmt Anteil von Naturgas und anderen fossilen ET DE: mittels Wärmepumpen (Einschränkung: andere fossile Energieträger werden durch biogene ersetzt)
Teilw. umstellbare Industrieöfen- Dampferzeugung	Sonst. produzierender Bereich; Textil & Leder; Holz & Holzprodukte	IÖ: Wärmebedarf im NT- und MT-Bereich durch Wärmepumpen DE: mittels Wärmepumpen
Hochtemperatur-Dampferzeugung	Chemie & Petrochemie	IÖ: Gas übernimmt Anteil von Naturgas und anderen fossilen ET DE: Wärmebedarf im NT- und MT-Bereich durch Wärmepumpen

* Einteilung der Temperaturniveaus nach (Sejkora, et al. 2020)

NT ... Niedertemperatur, MT ... Mitteltemperatur

Gemäß Top-down-Logik wurden, je nach branchenspezifischen Bedürfnissen, fossile Energieträger in der Nutzenergieanalyse nach Szenarienvorgabe durch exergetisch günstigere Wärmepumpen oder alternative Energieträger ersetzt. Der sich daraus ergebende Rest wurde als Bedarf an Gas ausgewiesen. Um den in obenstehender Tabelle erwähnten Anteil von Nieder- und Mitteltemperatur für die Dampferzeugung bzw. in Industrieöfen aus (Sejkora, et al. 2020) errechnen zu können, wurde der durch folgende Formelsammlung veranschaulichte Weg beschritten:

Berechnung für Industrieöfen:

1. Aufsummierung der relevanten Temperaturniveau-Anteile
2. Multiplikation dieses Prozentsatzes mit dem in der Nutzenergieanalyse (NEA) ausgewiesenen Gesamtendenergieeinsatz für Dampferzeugung und Industrieöfen

3. Abzug der benötigten Energie für Dampferzeugung, da diese vollständig durch Wärmepumpen ersetzt wird
4. Abzug des Endenergieeinsatzes für Industrieöfen, welcher laut NEA durch Fernwärme, Abfall, Brennholz und biogene Brenn- und Treibstoffe bereitgestellt wird
5. Die errechnete Energiemenge wird nun von dem im Szenario „Infrastrukturnutzung“ errechneten Bedarf an Gasen subtrahiert, um den Gasbedarf im Szenario „Exergieeffizienz“ zu erhalten. Ist die errechnete Energiemenge negativ, besteht in der betrachteten Industrie kein weiteres Potential für den Einsatz alternativer Energieträger und der Bedarf bleibt gegenüber dem Szenario „Infrastrukturnutzung“ gleich.

Die Hochtemperatur-Dampferzeugung in der chemischen Industrie wurde vollständig der mittels Bottom-up-Ansatz berechneten Herstellung von Ammoniak und Methanol zugeordnet. Diese wurde anhand des folgenden Rechenschemas berechnet:

1. Hochtemperaturanteil gemäß Tabelle in (Sejkora, et al. 2020)
2. Multiplikation dieses Prozentsatzes mit dem in der Nutzenergieanalyse (NEA) ausgewiesenen Gesamtendenergieeinsatz für Dampferzeugung und Industrieöfen
3. Abzug der benötigten Energie für Industrieöfen
4. Die errechnete Energiemenge stellt den gesamten für die Erzeugung von Hochtemperaturdampf benötigten Gasbedarf dar.

6.5 Detailergebnisse der Industrie

Die in untenstehenden Abschnitten 6.5.1 und 6.5.2 ersichtlichen Tabellen listen die Detailergebnisse für die ÖNACE-Kategorien, welche die Grundlage für die in Abschnitt 3.1.2 bzw. 3.1.3 ersichtlichen Diagramme darstellen. Zur besseren Übersicht sind in Tabelle 20 die ÖNACE-Kategorien mit vollständiger Beschreibung gelistet. Die IEA-Sektoren Eisen & Stahl sowie Nicht-Eisen-Metallurgie werden wie oben beschrieben in den darauffolgenden Tabellen getrennt angeführt, weshalb deren gemeinsame ÖNACE-Kategorie 24 entfällt.

Tabelle 20: Beschreibung der Industrien nach ÖNACE 2008

ÖNACE 2008	Beschreibung
07	Erzbergbau
08	Gewinnung von Steine und Erden
09	Dienstleistungen für den Bergbau
10	Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln
11	Getränkeherstellung
12	Tabakverarbeitung
13	Herstellung von Textilien
14	Herstellung von Kleidung
15	Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen
16	Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren
17	Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus
18	Herstellung von Druckerzeugnissen

ÖNACE 2008	Beschreibung
20	Herstellung von chemischen Erzeugnissen
21	Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen
22	Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren
23	Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steine und Erden
25	Herstellung von Metallerzeugnissen
26	Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen
27	Herstellung von elektrischen Ausrüstungen
28	Maschinenbau
29	Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen
30	Sonstiger Fahrzeugbau
31	Herstellung von Möbeln
32	Herstellung von sonstigen Waren
41	Hochbau
42	Tiefbau
43	Vorbereitende Baustellenarbeiten, Bauinstallationen und sonst. Ausbaugewerbe

6.5.1 Szenario „Infrastrukturnutzung“

Tabelle 21 listet die Detailergebnisse der ÖNACE-Kategorien im Szenario „Infrastrukturnutzung“. Diese sind die Grundlage für die in Abschnitt 3.1.2 dargestellten Diagramme.

Tabelle 21: Detailergebnisse für den industriellen Gasbedarf im Szenario „Infrastrukturnutzung“ nach ÖNACE 2008 in GWh/a

ÖNACE 2008	Raumhgz. (H ₂ /CH ₄)	Dampferzg. (H ₂ /CH ₄)	Industrieöfen (H ₂ /CH ₄)	Standmot. (H ₂ /CH ₄)	Standmot. (H ₂)	Prozessbed. (CH ₄)	Wärme (H ₂ /CH ₄)
07	-	-	19	-	13	-	-
08	91	2.764	164	-	104	-	-
09	-	4	-	-	-	-	-
10	202	1.496	1.112	19	2	-	-
11	32	241	180	3	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-	-
13	1	36	87	84	1	-	-
14	-	3	6	6	1	-	-
15	-	11	26	23	1	-	-
16	1.778	-	-	-	-	-	-
17	85	4366	268	339	-	-	-
18	2	96	6	7	-	-	-

ÖNACE 2008	Raumhgz. (H ₂ /CH ₄)	Dampferzg. (H ₂ /CH ₄)	Industrieöfen (H ₂ /CH ₄)	Standmot. (H ₂ /CH ₄)	Standmot. (H ₂)	Prozessbed. (CH ₄)	Wärme (H ₂ /CH ₄)
20	298	3019	140	-	-	35143	900
21	45	451	21	-	-	-	-
22	30	68	84	12	1	-	-
23	417	223	4.899	-	114	-	-
25	467	-	514	50	84	-	-
26	35	-	40	3	30	-	-
27	152	-	170	16	35	-	-
28	239	-	248	21	106	-	-
29	597	-	41	-	30	-	-
30	44	-	3	-	7	-	-
31	5	11	16	2	2	-	-
32	3	6	10	1	1	-	-
41	104	-	43	1	1.317	-	-
42	161	-	63	2	1.110	-	-
43	105	-	42	2	2.318	-	-
NE- Metallurgie	142	-	1144	36	-	-	-
Eisen & Stahl	311	52	7170	69	-	17.991	-

6.5.2 Szenario „Exergieeffizienz“

Tabelle 22 listet die Detailergebnisse der ÖNACE-Kategorien im Szenario „Exergieeffizienz“. Diese sind die Grundlage für die in Abschnitt 3.1.3 dargestellten Diagramme. Im betrachteten Szenario entfallen die Bedarfe für Raumheizung und Industrieöfen, weshalb auf deren Darstellung in untenstehender Tabelle verzichtet wurde. Die maximale Schwankung in der chemischen Industrie bzw. der Eisen- & Stahlherstellung ist auf die Möglichkeit der Verwendung zweier unterschiedlicher Routen (H₂- oder CH₄-Route) und damit deren unterschiedliche Energieverbräuche zurückzuführen.

Tabelle 22: Detailergebnisse für den industriellen Gasbedarf im Szenario „Exergieeffizienz“ nach ÖNACE 2008 in GWh/a

ÖNACE 2008	Industrieöfen (H ₂ /CH ₄)	Standmot. (H ₂ /CH ₄)	Standmot. (H ₂ Fuel Cells)	Prozessbed. (CH ₄)	Wärmebed. (CH ₄ -R.) (H ₂ /CH ₄)	Max. Schwankung nach Route
07	19	-	3	-	-	-
08	164	-	25	-	-	-
09	-	-	-	-	-	-
10	135	5	-	-	-	-
11	22	1	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	-	78	-	-	-	-
14	-	6	-	-	-	-
15	-	23	-	-	-	-
16	-	-	-	-	-	-
17	268	339	-	-	-	-
18	6	7	-	-	-	-
20	140	-	-	25.918	1.082	+3.109
21	21	-	-	-	-	-
22	84	12	-	-	-	-
23	3.723	-	-	-	-	-
25	468	35	-	-	-	-
26	40	3	-	-	-	-
27	161	12	-	-	-	-
28	256	19	-	-	-	-
29	41	-	-	-	-	-
30	3	-	-	-	-	-
31	13	2	-	-	-	-
32	8	1	-	-	-	-
41	37	2	316	-	-	-
42	58	2	266	-	-	-
43	38	2	556	-	-	-
NE- Metallurgie	1.144	36	-	-	-	-
Eisen & Stahl	7.170	69	-	17.991	-	+969

6.6 Annahmen zur Abschätzung des biogenen Gasangebots

Die nachfolgende Tabelle fasst die in der Studie berücksichtigten Reststoffströme für die Ermittlung des biogenen Gasangebots zusammen.

Tabelle 23: Zusammenstellung der im Rahmen der Analyse berücksichtigten Reststoffströme und Umwandlungstechnologien

Reststoffströme	Vergärung	Gasification
Wirtschaftsdünger	Ja	Nein
Getreidestroh	Ja	Nein
Maistroh	Ja	Nein
Rapsstroh	Ja	Nein
Rübenblatt	Ja	Nein
Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie		
Schlachtereien	Ja	Nein
Brauereien	Ja	Nein
Molkereien	Ja	Nein
Getreideverarbeitung	Ja	Nein
Weinkelterei	Ja	Nein
Zuckerindustrie	Ja	Nein
Stärkeindustrie	Ja	Nein
Saftproduktion	Ja	Nein
Biogene Abfälle		
Biotonnenmaterial	Ja	Nein
Lebensmittelabfälle im Restmüll	Ja	Nein
Grünschnitt	Ja	Nein
Biogene Abfälle aus der Hausgartenkompostierung	Ja	Nein
Klärschlamm		
Kläranlagen > 50 EW60	Ja	Nein
Reststoffe aus Forstwirtschaft		
Brennholz	Nein	Ja
Hackgut	Nein	Ja
Rinde	Nein	Ja
Sägenebenprodukte	Nein	Ja

Weitere potentielle Rohstoffe wie beispielsweise Maissilage, welche in Bestandsanlagen vielfach Einsatz finden, werden gezielt nicht in der gegenständlichen Potentialerhebung herangezogen, um diese Rohstoffe für die Nahrungs- und Futtermittelbereitstellung zu erhalten und eine Konkurrenz zwischen Energieerzeugung und Nahrungsmittelproduktion zu vermeiden. Die Nutzung biogener Reststoffe spielt in Österreich derzeit eine eher untergeordnete Rolle. Der Großteil der in bestehenden Anlagen verwendeten Substrate sind Energiepflanzen mit einem Masseanteil von rund 60 % bis 70 %; rund 63 % des derzeit erzeugten Biogases stammen aus der Vergärung von Energiepflanzen, 9 % aus der Vergärung von Grünlandbiomasse, 5 % aus Wirtschaftsdüngern, 7 % aus der kaskadischen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen (NAWAROs) und 15 % aus biogenen Abfällen (Stürmer 2016). Für die vorliegende Studie wird angenommen, dass bestehende Biogasanlagen, die heute das

Biogas zur Verstromung einsetzen, zukünftig zur Gasaufbereitung umgerüstet werden können und somit zum Angebot an biogenen Gasen im Jahr 2040 beitragen.

Weitere maßgebliche Annahmen für die Ermittlung des technischen Potentials von biogenen Reststoffen:

- **Wirtschaftsdünger:** Der Anteil des technischen Potentials berücksichtigt Lager- und Entnahmeverluste sowie Stallhaltungsquoten²². Außerdem wurden lediglich Betriebe mit mehr als 50 GVE berücksichtigt (Zethner und Süßenbacher 2012).
- **Getreide- und Rapsstroh:** Der Anteil des technischen Potentials berücksichtigt den langfristigen Erhalt der Bodenfruchtbarkeit, Bergequoten²³ und bestehende Strohnutzungen in der Viehhaltung sowie im Gartenbau.
- **Rübenblatt:** Technisches Potential ist mit der Bergungsquote gleichzusetzen.
- **Biogene Abfälle:** Das technische Potential berücksichtigt Lager- und Transportverluste; dieser Anteil wird zusätzlich vom theoretischen Potential abgezogen.
- **Grünschnitt:** Für die bereits heute gesammelten Mengen an Grünschnitt werden in Anlehnung an das Biotonnenmaterial auch 90 % für das technische Potential angenommen.

Weitere Annahmen in Zusammenhang mit der Ermittlung des technischen Potentials auf Basis des theoretischen Potentials:

- **Hausgartenkompostierung:** Hierbei wird davon ausgegangen, dass der Anschlussgrad an die Biotonne in den Gemeinden bis zum Jahr 2040 steigen wird. Langfristig geht daher die Hausgartenkompostierung in den biogenen Abfällen auf und somit werden bis 2040 sukzessive auch diese biogenen Abfälle für die anaerobe Vergärung nutzbar.
- **Klärschlamm:** Es wird angenommen, dass rund 50 % des Klärschlammes aus Kläranlagen mit einer Kapazität größer EW₆₀ als technisches Potential zur Verfügung stehen.
- **Speisefette und -öle:** Es fließen hier in die Erhebung jene Mengen ein, die bereits heute gesammelt werden; in Anlehnung an Erler et al (2013) (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013) wird angenommen, dass sich das technische Potential auf 60 % des theoretischen Potentials beläuft.

Es muss an dieser Stelle explizit erwähnt werden, dass insbesondere die Verwertung biogener Abfälle in anaeroben Vergärungsanlagen im Jahr 2040 nur dann erfolgreich etabliert sein kann, wenn Nährstoffkreisläufe erfolgreich geschlossen werden: Der anaeroben Vergärung ist eine Kompostierung der Gärreste nachgeschaltet, der daraus entstandene Kompost und die darin enthaltenen Nährstoffe bleiben für Landwirtschaft, Gartenbau, Privatgärten etc. erhalten. Der flüssige Gärrest kann direkt in der Landwirtschaft eingesetzt werden (Umweltbundesamt 2017b).

Die für die Ermittlung des Angebots an Biomethan aus der anaeroben Vergärung herangezogenen Methanerträge finden sich in Tabelle 24.

²² Bei der Stallhaltungsquote handelt es sich um jenen Faktor, der angibt, wie viel Zeit im Jahr Tiere im Stall verbringen, wo die Wirtschaftsdünger nutzbar sind und wie viel Prozent der Wirtschaftsdünger durch die Weidehaltung nicht nutzbar sind.

²³ Die Bergungsquote beschreibt jene Menge an Substrat, die von den Feldern mit den technischen Möglichkeiten eingesammelt werden kann. Jener Teil, der für die Fruchtbarkeit auf den Feldern zurückbleiben muss, ist darin auch inkludiert.

Tabelle 24: Substratspezifische Biogas- und Biomethanerträge

Substrat	Biogasertrag [Nm ³ /t]	Methanertrag [Nm ³ /t]	Methan- gehalt	Quelle
Mist	65	-	60 %	(Zethner und Süßenbacher 2012)
Gülle	23	-	60 %	(Zethner und Süßenbacher 2012)
Durchschnitt Getreidestroh	331	-	51 %	(Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft 2020)
Rapsstroh	187	-	52 %	(Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft 2020)
Rübenblatt	-	105	50 %	(Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2013)
Grünschnitt	-	105	50 %	(Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2013)
Biotonne	100	-	60 %	(Lampert, Tesar und Thaler 2011)
Klärschlamm	520	-	60 %	(Reinhofer-Gubisch 2014)
Altfett	600	-	70 %	(Güssing Energy Technologies GmbH 2020)

Technologiereifegrad der thermochemischen Umwandlung von forstlicher Biomasse

Bei der Zweibettwirbelschicht Gasification handelt es sich um eine thermochemische Umwandlung, bei der Kohlenstoff in Anwesenheit eines „Gasification Agent“, in diesem Fall Wasserdampf, zu CO umgewandelt wird. Zusätzlich zur Gasification-Reaktion finden auch noch Nebenreaktionen statt, die zusätzlich zu CO auch noch CH₄, H₂ und CO₂ bilden und im Gegensatz zur Gasification-Reaktion exotherm sind (Keller, et al. 2011, Sutton, Kelleher und Ross 2001). Um in weiterer Folge erneuerbares Methan in Einspeisequalität zu erhalten, muss das gewonnene Synthesegas weiter aufgereinigt werden oder mittels eines Methanisierungsansatzes aufkonzentriert werden (Dißbauer, Rehling und Strasser 2019). Hierbei wird CO_x mit H₂ (im Fall dieser Studie katalytisch) zu Methan umgewandelt (Götz, et al. 2016). Beide Technologien sind schon kommerziell in Verwendung und verfügbar und daher auf einem TRL von (Deutsche Energie-Agentur GmbH 2018, Dißbauer, Rehling und Strasser 2019) 9. Auch die Kombination dieser beiden Technologien wurde im Zuge des „GoBiGas TREMP“-Prozesses schon erprobt. Dabei wurde eine Methanreinheit von mehr als 96 % erzielt (Alamia 2016).

6.7 Abschätzung der spezifischen Verbräuche des Straßengüterverkehrs

Nachfolgend ist die Methode zur Abschätzung der spezifischen Verbräuche je tkm dargestellt. Seitens des Umweltbundesamts (UBA) sind die spezifischen Dieselverbräuche für VKMs in Nutzfahrzeugen in kWh/tkm bekannt. Aus (Gnann, T. et al 2017) sind die spezifischen Verbräuche je Fzghm der einzelnen Antriebstechnologien bekannt (Tabelle 25). Zur Ermittlung der spezifischen Verbräuche für die alternativen Antriebstechnologien je tkm wird die prozentuelle Änderung der Effizienz der spezifischen Verbräuche je Fzghm zwischen Diesel-VKM und den alternativen Antrieben auf die spezifischen Verbräuche für Diesel-VKM je tkm aus

(Umweltbundesamt 2020) angewandt. Dies stellt eine vereinfachte Berechnungsmethode dar, die jedoch als „Best Guess“ eingeschätzt werden kann.

Tabelle 25: Spezifische Fahrzeugverbräuche

Gewichtsklasse	0–3,5 t	3,51–7,5 t	7,51–12 t	> 12 t	Sattelzug
spezifische Verbräuche [kWh/km] (Gnann, T. et al 2017)					
FCEV 2030	0,52	0,94	1,29	1,73	2,25
CNG/LNG 2030	0,6	1,07	1,47	2,14	2,78
BEV 2030	0,308	0,5544	0,7744	0,9592	1,232
Diesel, VKMs 2030	0,61	1,09	1,5	1,89	2,46
Veränderungen der Effizienz gegenüber Diesel-VKM					
FCEV 2030	-15 %	-14 %	-14 %	-8 %	-9 %
CNG/LNG 2030	-2 %	-2 %	-2 %	13 %	13 %
BEV 2030	-50 %	-49 %	-48 %	-49 %	-50 %
Abschätzung spezifischer Verbrauch [kWh/tkm]					
Verbrauch NF Diesel-VKM (Umweltbundesamt 2020)	2,54	1,2	1,2	0,47	0,22
FCEV 2030	2,17	1,06	1,06	0,39	0,13
CNG/LNG 2030	2,52	1,18	1,18	0,60	0,35
BEV 2030	2,04	0,59	0,59	0,23	0,11

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von (Gnann, T. et al 2017) und (Umweltbundesamt 2020)

Für die Aufteilung der Transportleistung im Straßengüterverkehr nach Fahrzeugklassen wird der heutige (2019) Anteil gemäß (Eurostat 2020c) (siehe Tabelle 26) an der Transportleistung im Jahr 2040 als konstant angenommen. Die Anteile der Fahrzeugklassen sind u. a. ausschlaggebend für den Energiebedarf im Verkehr, wie auch aus Tabelle 25 geschlossen werden kann, da Fahrzeuge mit höherer Nutzlast einen geringeren Energieverbrauch bezogen auf die Transportleistung aufweisen.

Tabelle 26: Anteile der Fahrzeugklassen an der Transportleistung

Anteile an Transportleistung	2019
9,5 t oder weniger	3 %
von 9,6 bis 15,5 t	7 %
von 15,6 bis 20,5 t	8 %
von 20,6 bis 25,5 t	32 %
von 25,6 bis 30,5 t	42 %
über 30,5 t	7 %

Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Eurostat 2020c)

Die nachfolgende Tabelle gibt den Wirkungsgrad „Well-to-Wheel“ für unterschiedliche Antriebstechnologien wider. Dies gibt einen guten Anhaltspunkt über den potentiellen Primärenergiebedarf für die Bereitstellung des in dieser Studie ausgewiesenen Endenergiebedarfs in den betrachteten Verkehrssektoren.

Tabelle 27: Vergleich der „Well-to-Wheel“-Wirkungsgrade unterschiedlicher Antriebstechnologien

Wirkungsgrad	Well-to-Tank	Tank-to-Wheel	Well- to-Wheel	Quelle
Wasserstoff	52 %	42 %	22 %	(VCÖ - Mobilität mit Zukunft 2017)
Wasserstoffbasierte E-Fuels	44 %	70 %	13 %	(VCÖ - Mobilität mit Zukunft 2017)
Bio-SNG und Biomethan	65 %	29 %	19 %	(Schindler, Weindorf und Ludwig-Bölkow-Systemtechnik 2006, e-move Elektroautokompetenz 2018, Dißauer, Rehling und Strasser 2019)
Strom	95 %	77 %	73 %	(VCÖ - Mobilität mit Zukunft 2017)

6.8 Detailergebnisse der räumlichen Betrachtung

Tabelle 28 zeigt die Detailergebnisse der in Abschnitt 5.2 ersichtlichen und diskutierten räumlichen Betrachtung der Ergebnisse vorliegender Studie. Dabei sind die Szenarien basierten Gasbedarfe an CH₄ (minimale Nachfrage) bzw. an Energiemengen, die sowohl durch CH₄ als auch H₂ gedeckt werden können (maximale Nachfrage), den jeweiligen Potentialen nach Bundesland in GWh pro Jahr gegenübergestellt.

Tabelle 28: Ergebnisse zur räumlichen Gegenüberstellung von Potentialen und Nachfrage in GWh/a nach Bundesland

GWh/a ²⁴	B	K	NÖ	OÖ	S	ST	T	V	W
Fläche [km ²]	3.965	9.545	19.200	11.988	7.162	16.417	12.651	2.604	415
Potentiale	1.118	2.279	6.390	4.023	1.131	2.863	1.438	498	577
„Infrastrukturnutzung“ minimale Nachfrage	1.319	4.871	14.120	25.191	3.069	13.219	4.123	1.724	3.949
„Infrastrukturnutzung“ maximale Nachfrage	1.960	7.689	22.378	41.496	4.662	21.286	6.212	2.568	5.095
„Exergieeffizienz“ minimale Nachfrage	302	1.011	2.932	4.735	693	2.610	958	405	1.228
„Exergieeffizienz“ maximale Nachfrage	1.206	4.984	14.580	27.732	2.940	13.989	3.904	1.596	2.844

²⁴ ausgenommen anders angegeben

7 Literatur

- AGVS Biomethan Register Austria. *Statistik Biomethan 2020*. 21. 01 2021.
<https://www.biomethanregister.at/de/statistik/2020>.
- Alamia, A. *Large-Scale Production and Use of Biomethane*. Gothenburg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2016.
- Augsburger Allgemeine. „E-Flugzeuge mit Brennstoffzelle könnten in 15 Jahren serienreif sein.“
Augsburger Allgemeine, 2019: <https://www.augsburger-allgemeine.de/wissenschaft/E-Flugzeuge-mit-Brennstoffzelle-koennten-in-15-Jahren-serienreif-sein-id55847791.html>.
- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. *Biogasausbeuten verschiedener Substrate*. 2020.
http://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel_list=20%2Cb&anker0=substratanker#substratanker (Zugriff am 11. 11 2020).
- Berger, R. „Fuel Cell Electric Buses - Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. .“ 2015.
- Bergk, F. et al. *Klimaschutzbeitrag des Verkehrs bis 2050*. Deßau-Roslau: Umweltbundesamt Deutschland, 2016.
- Bezirksabfallverband Wels-Land. *Regionales Abfallwirtschaftsprogramm Anpassung 2018*.
 Bezirksabfallverband Wels-Land, 2018.
- BMLRT. *Der nationale GAP-Strategieplan für Österreich 2021 bis 2027*. 22. 01 2021.
<https://www.bmlrt.gv.at/land/eu-agrarpolitik-21-27/nationaler-strategieplan/nationaler-gap-strategieplan.html>.
- BMNT. *Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich Periode 2021-2030*. Wien: Bundesministerium Nachhaltigkeit und Tourismus, 2019.
- BMNT, BMBWF, BMVIT. *Bioökonomie. Eine Strategie für Österreich*. Wien: BMNT, BMBWF, BMVIT, 2019.
- Bundesforschungszentrum für Wald. *Borkenkäfer 2017: satte 3,5 Millionen Festmeter Schadholz in Österreich* . 14. 03 2018. <https://bfw.ac.at/rz/bfwcms2.web?dok=9756> (Zugriff am 14. 01 2021).
- Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. „Nachhaltige Waldbewirtschaftung in Österreich: Leitindikatoren 2017.“ Wien, 2017.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. „Power-to-X: Technologien.“ 2018.

- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. *Antares DLR-H2: Weltweit erstes pilotengesteuertes Flugzeug mit Brennstoffzellenantrieb*. o.J. https://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-4935/8219_read-13587/ (Zugriff am 7. 12 2020).
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. „Potenziale des Hybrid-Oberleitungsbusses als effiziente Möglichkeit für die Nutzung erneuerbarer Energien im ÖPNV.“ 2015.
- Dißbaur, C, B Rehling, und C Strasser. *Machbarkeitsuntersuchung Methan aus Biomasse*. bioenergy2020+, 2019.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. „Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas).“ 2013.
- DW. *Das Wasserstoff-Flugzeug nimmt Gestalt an*. 25. 9 2020. <https://www.dw.com/de/das-flugzeug-mit-wasserstoffantrieb/a-55040747> (Zugriff am 7. 12 2020).
- E-Control GmbH. *Ökostrombericht 2020*. Wien: E-Control GmbH, 2020.
- e-move Elektroautokompetenz. *Wirkungsgradvergleich: E-Auto, H-Auto, Synfuel-Auto*. 2018. <https://e-move.at/news/wirkungsgradvergleich-e-auto-h-auto-synfuel-auto/?cn-reloaded=1> (Zugriff am 21. 01 2021).
- Eurostat. *Annual road freight transport, by load capacity of vehicle (Mio Tkm, Mio Veh-km, 1 000 Jrnys)*. 23. 11 2020c. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/road_go_ta_lc/default/table?lang=en (Zugriff am 2. 12 2020).
- . *Motor coaches, buses and trolley buses, by type of vehicle*. 2020a. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ROAD_EQS_BUSVEH__custom_189891/default/table?lang=en (Zugriff am 20. 11 2020).
- . *Passengers transported*. 18. 11 2020b. : https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/rail_pa_total/default/table?lang=en (Zugriff am 20. 11 2020).
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. *Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung*. 6. 2013.
- FEVE The European Container Glass Federation. *The Furnace for the Future - A vision for climate neutral packaging*. o.J. <https://feve.org/about-glass/furnace-of-the-future/> (Zugriff am 14. 12 2020).
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. *Welche strombasierten Kraftstoffe sind im zukünftigen Energiesystem relevant?* 6. 2 2019. <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/863-welche-strombasierten-kraftstoffe-sind-im-zukuenftigen-energiesystem-relevant> (Zugriff am 14. 12 2020).

- Fraunhofer ISE. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2020.
- Fuljetic-Kristan, Antonio. *Holz gibt Gas*. 03. 07 2020. <https://www.oekoenergieblog.at/2020/07/holz-gibt-gas/> (Zugriff am 14. 01 2021).
- G-KenV. *Verordnung der E-Control über die Regelungen zur Gaskennzeichnung und zur Ausweisung der Herkunft nach Primärenergieträgern (Gaskennzeichnungsverordnung – G-KenV), BgBl II 275/2019*. Wien, 2019.
- Gnann, T. et al. *Teilstudie "Brennstoffzellen -Lkw: kritische Entwicklungshemmnisse, Forschungsbedarf und Marktpotential"*. Karlsruhe: Fraunhofer, 2017.
- Götz, M, et al. „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review.“ *Renewable Energy*, 2016: 1371-1390.
- Gschwantner, Thomas. „Technische und ökonomische Rahmenbedingungen der modellierten Rahmenbedingungen.“ *BFW-Praxisinformation Nr. 18*, 2009: 10-15.
- Güssing Energy Technologies GmbH. *Biogas Netzeinspeisung: Gaserträge*. 2020. <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/technische-planung/biogasgestehung/gasertraege1.html> (Zugriff am 11. 11 2020).
- Hauer, W. et al. *Regionales Abfallwirtschaftsprogramm Bezirksabfallverband Linz-Land. Anpassung 2020*. Korneuburg: die Umweltprofis, 2020.
- Hebling, C. et al. *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*. Karlsruhe und Freiburg: Fraunhofer ISE, 2019.
- Johannes Lindorfer, Daniel C. Rosenfeld, Karin Fazeni-Fraisl. „Analysis of renewable gas potential from residual biomass and power-to-gas in Austria by 2040.“ *8th International Symposium on Energy from Biomass and Waste, 16.-19. November, Venice, Italy* (th International Symposium on Energy from Biomass and Waste, 16.-19. November, Venice, Italy), 2020.
- Keller, M, H Leion, T Mattisson, und A Lyngfelt. „Gasification inhibition in chemical-looping combustion with solid fuels.“ *Combust Flame*, 2011: 393-400.
- Kocina, E. 4. 9 2019. <https://www.diepresse.com/5684181/neue-busflotte-wiener-linien-planen-mit-e-antrieb-und-wasserstoff> (Zugriff am 3. 12 2020).
- Lampert, C, M Tesar, und P Thaler. *Klimarelevanz und Energieeffizienz der energetischen und stofflichen Verwertung Biogener Abfälle*. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, 2011.
- Land Steiermark. *Landes-Abfallwirtschaftsplan Steiermark 2019. Planungsperiode 2019-2024*. Land Steiermark, 2019.

NOW GmbH. „Einführung von Wasserstoffbussen im ÖPNV. Fahrzeuge, Infrastruktur und betrieblich Aspekte.“ Berlin, 2018.

ÖBB. *Nachhaltigkeitsbericht*. <https://konzern.oebb.at/dam/jcr:68768d3c-28f1-4b60-9df0-a5b12e9896a9/Nachhaltigkeitsbericht-2019.pdf>: ÖBB, 2019.

Österreichische Bundesforste. *Nachhaltigkeit. Nur so viel entnehmen, wie auch wieder nachwachsen kann*. 2019. <https://www.bundesforste.at/die-bundesforste/nachhaltigkeit.html> (Zugriff am 14. 01 2021).

Österreichische Energieagentur. „Holzströme in Österreich 2018.“ 07 2020b. https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/energieholz/holzstr_oesterr.html (Zugriff am 17. 12 2020).

Österreichische Energieagentur. „Roadmap zur Dekarbonisierung der Fernwärme in Österreich.“ Wien, 2020a.

Österreichischer Biomasse-Verband. *Biomasse-Potenziale bei Weitem nicht genutzt*. 20. 10 2020. <https://www.biomasseverband.at/biomasse-potenziale-bei-weitem-nicht-genutzt/> (Zugriff am 13. 01 2021).

Pertl, P. et al (2019). *HYTRAIL Hydrogen Technology for Railway Infrastructure*. . Ein Projekt finanziert im Rahmen der Verkehrsinfrastrukturforschung, 2019.

Postbus GmbH. *Innovationen*. Postbus GmbH. 2020a. <https://www.postbus.at/de/das-unternehmen/innovationen> (Zugriff am 3. 12 2020).

—. *Wasserstoffbusse*. Postbus GmbH. 2020b. <https://www.postbus.at/de/das-unternehmen/innovationen/wasserstoffbusse> (Zugriff am 3. 12 2020).

Punesch, Elisabeth, und Michael Bartmann. *Niederösterreichischer Abfallwirtschaftsplan 2018*. St. Pölten: Land Niederösterreich, 2018.

Rechberger, Katharina, Andreas Spanlang, Amaia Sasiain Conde, Hermann Wolfmeir, und Christopher Harris. „Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon.“ *steel research international*, 2020.

Regierungsprogramm Österreich 2020-2024. *Aus Verantwortung für Österreich*. Wien, 2020.

Reinhofer-Gubisch, M J. *Lastverschiebung bei kommunalen Kläranlagen und Wasserversorgungssystemen*. Wien: Joanneum Research, Resources; Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit - TU Wien, 2014.

Schienen Control GmbH. *Jahresbericht*. Schienen Control GmbH, 2019.

Schindler, Jörg, Werner Weindorf, und Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. „Einordnung und Vergleich biogener Kraftstoffe - "Well-to-Wheel"-Betrachtung.“ *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 2006: 50-60.

- Sejkora, Ch. et al. *Technisches Potential an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen*. Leoben: Montanuniversität, 2018.
- Sejkora, Christoph, Lisa Kühberger, Fabian Radner, Alexander Trattner, und Thomas Kienberger. „Exergy as Criteria for Efficient Energy Systems—A Spatially Resolved Comparison of the Current Exergy Consumption, the Current Useful Exergy Demand and Renewable Exergy Potential.“ *Energies* 13, Nr. 843 (2020).
- Statistik Austria. *Binnenschifffahrt*. Statistik Austria. 30. 11 2020d.
http://pic.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/binnenschifffahrt/index.html (Zugriff am 20. 11 2020).
- . *Energiegesamtrechnung 2018*. 30. 9 2020a.
https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiegesamtrechnung/index.html (Zugriff am 14. 12 2020).
- . *Güterverkehr*. Statistik Austria. 2020c.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/schiene/gueterverkehr/index.html (Zugriff am 20. 11 2020).
- . *Modal Split - Güterverkehr*. Statistik Austria. 24. 11 2020b.
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/modal_split_gueterverkehr/index.html (Zugriff am 20. 11 2020).
- . *Nutzenergieanalyse Österreich 2018*. 12. 12 2019a.
https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html (Zugriff am 06. 07 2020).
- . „Österreich-Energiebilanzen 1970-2019.“ 2019b.
http://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=029955 (Zugriff am 11. 12 2020).
- Statistik Austria. „Standard-Dokumentation zu den Nutzenergieanalysen.“ Wien, 2013.
- Stürmer, B. *Arbeitskreis Biogas: Weiterentwicklung durch internationalen Betriebsvergleich*. Ausgabe 01/16, Ländlicher Raum, 2016 .
- Sutton, D, B Kelleher, und J R. H. Ross. „Review of literature on catalysts for biomass gasification.“ *Fuel Process Technol*, 2001: 155-173.
- Transport & Environment. *Roadmap to decarbonizing European Aviation*. Roadmap, Brüssel: Transport & Environment, 2018.
- TU Wien. „Wärmezukunft 2050: Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich.“ Wien, 2018.
- Umweltbundesamt . *Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen*. Wien: Umweltbundesamt, 2012.

Umweltbundesamt. 5 2020.

https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/themen/mobilitaet/daten/ekz_pkm_tkm_verkehrsmittel.pdf (Zugriff am 12. 11 2020).

Umweltbundesamt. *Bioabfallkomposte und -gärreste in der Landwirtschaft*. Position, Deßau-Roslau: Umweltbundesamt DE, 2017b.

Umweltbundesamt. *Bioabfallstrategie*. Wien: Umweltbundesamt, 2014a.

Umweltbundesamt. *Effiziente Nutzung von Holz: Kaskade versus Verbrennung*. Wien: Umweltbundesamt, 2014b.

Umweltbundesamt. *Energie- und Treibhausgasszenarien in Hinblick auf 2030 und 2050. Synthesebericht 2017*. Wien: Umweltbundesamt, 2017a.

Umweltbundesamt. „Energiewirtschaftliche Szenarien im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050.“ Wien, 2015.

Umweltbundesamt. „Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050.“ Wien, 2016.

VCÖ - Mobilität mit Zukunft. *Warum die E-Mobilität nicht auf den Wasserstoff-Durchbruch warten kann*. 2017. <https://www.vcoe.at/news/details/warum-die-e-mobilitaet-nicht-auf-den-wasserstoff-durchbruch-warten-kann> (Zugriff am 21. 01 2021).

VCÖ. *Kurzbericht Entwicklung Kerosinverbrauch und CO2-Emissionen des Flugverkehrs in Österreich*. Kurzbericht, Wien: VCÖ, 2019.

WIFO. *Prognose für 2020 und 2021: Zähe Konjunktur nach kräftigem Rebound*. 9. 10 2020. https://www.wifo.ac.at/themen/konjunktur/kurz-_und_mittelfristige_prognosen/wifo-konjunkturprognose (Zugriff am 29. 10 2020).

Windsperger, Andreas, Michael Schick, und Bernhard Windsperger. „Perspektiven der Decarbonisierung für die chemische Industrie in Österreich im Auftrag des Fachverbandes der Chemischen Industrie.“ St. Pölten, 2018.

Wurster, R. et al. *LNG als Alternativkraftstoff für den Antrieb von Schiffen und schweren Nutzfahrzeugen – Aktualisierung auf Verkehrsprognose 203*. München, Heidelberg, Berlin: Studie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima des Bundesministeriums für Verke, 2011.

Xie, Lunyu, Sarah L. MacDonald, Maximilian Auffhammer, Deepak Jaiswal, und Peter Berck. „Environment or food: Modeling future land use patterns of miscanthus for bioenergy using fine scale data.“ *Ecological Economics* 161 (2019): 225-236.

Zerta, M. et al. *Strombasierte Kraftstoffe für Brennstoffzellen in der Binnenschifffahrt. Studie im Auftrag der BMVI*. Now GmbH.de, 2019.

Zethner, Gerhard, und Elisabeth Süßenbacher. *Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen: Evaluierung hinsichtlich Klimaschutzrelevanz*. Umweltbundesamt, 2012.

Zimmer, W. et al. *Endbericht RENEWABILITY III. Optionen einer Dekarbonisierung des Verkehrssektors. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und . Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit*, 2016.

8 Abkürzungen

BEV	<i>Battery Electric Vehicle</i>
CNG	<i>Compressed Natural Gas</i>
DACH	<i>Region Deutschland-Österreich-Schweiz (D-A-CH)</i>
DR	<i>Direktreduktion</i>
DRI	<i>Direktreduziertes Eisen ("direct reduced iron")</i>
DVGW	<i>Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches</i>
EAF	<i>Lichtbogenofen ("electric arc furnace")</i>
ET	<i>Energieträger</i>
EW	<i>Einwohnerwert</i>
FCEV	<i>Fuel-Cell Electric Vehicle</i>
FGW	<i>Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen</i>
Fzghm	<i>Fahrzeugkilometer</i>
GAP	<i>Gemeinsame Agrarpolitik</i>
GuD	<i>Gas-und-Dampf</i>
GVE	<i>Großvieheinheit</i>
GWh	<i>Gigawattstunden</i>
IEA	<i>Internationale Energieagentur</i>
JKU	<i>Johannes-Kepler-Universität</i>
KWK	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
LNF	<i>Leichte Nutzfahrzeuge</i>
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i>
MonMech	<i>Monitoring Mechanism</i>
NAWARO	<i>Nachwachsende Rohstoffe</i>
NEA	<i>Nutzenergieanalyse</i>
NEKP	<i>Nationaler Energie- und Klimaplan</i>
NE-Metallurgie	<i>Nicht-Eisen-Metallurgie</i>
Nm ³	<i>Normkubikmeter</i>
ÖBB	<i>Österreichischen Bundesbahnen</i>
ÖNACE	<i>Österreichische Klassifikation der Wirtschaftsaktivitäten</i>
Pkm	<i>Personen-Kilometer</i>
PtX	<i>Power-to-X</i>
SNG	<i>Synthetic Natural Gas</i>
t-atro	<i>Tonne absolut-trocken ("Atro-Tonne")</i>
tkm	<i>Tonnenkilometer</i>
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>
UBA	<i>Umweltbundesamt</i>
VKM	<i>Verbrennungskraftmaschinen</i>
WAM	<i>With Additional Measures</i>
WEM	<i>With Existing Measures</i>
WIFO	<i>Wirtschaftsforschungsinstitut</i>
WP	<i>Wärmepumpe</i>

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vergleich der Nachfrage der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr, KWK/Heizwerke der Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ und Angebot an Methan aus biogenen Reststoffen	6
Abbildung 2: Berücksichtigte Bilanzgrenzen in der Industrie	14
Abbildung 3: Zukünftige Einsatzgebiete alternativer Antriebe; Quelle: VCÖ-Veranstaltung „Güterverkehr auf Klimakurs bringen“ vom 13.11.2020, Vortrag UBA	19
Abbildung 4: Potentialunterschiede – theoretisches, technisches, nachhaltiges und wirtschaftliches Potential (DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. 2013)	24
Abbildung 5: Holzströme in Österreich laut (Österreichische Energieagentur 2020b)	27
Abbildung 6: Gasbedarf der industriellen ÖNACE-Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern) im Szenario „Infrastrukturnutzung“ nach Nutzenergiekategorien, mit Aggregation der nicht-energieintensiven Industrie	31
Abbildung 7: Gasbedarf der nicht-energieintensiven industriellen ÖNACE-Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern) nach Nutzenergiekategorien im Szenario „Infrastrukturnutzung“	32
Abbildung 8: Bedarf an CH ₄ für die Stahlherstellung via CH ₄ -Direktreduktion und die Ammoniak- bzw. Methanolherstellung (inkl. der benötigten Mengen für die Produktion von Harnstoff bzw. Olefinen)	33
Abbildung 9: Gasbedarf der industriellen ÖNACE-Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern) im Szenario „Exergieeffizienz“ nach Nutzenergiekategorien, mit Aggregation der nicht bzw. moderat energieintensiven Industrie	35
Abbildung 10: Gasbedarf der nicht bzw. moderat energieintensiven industriellen ÖNACE-Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern) nach Nutzenergiekategorien im Szenario „Exergieeffizienz“	36
Abbildung 11: Gegenüberstellung des Gasbedarfs der Prozessrouten für die Stahlerzeugung mittels Direktreduktion (DR)	37
Abbildung 12: Gasbedarf der chemischen Industrie für die Ammoniak- und Methanolherstellung (inkl. der Mengen, die für die Harnstoff- und Olefinherstellung benötigt werden)	38
Abbildung 13: Endenergiebedarf Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) – Szenario „Infrastrukturnutzung“; Quelle: Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz (JKU)	40
Abbildung 14: Energieträger anteilmäßig am Endenergiebedarf Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) – Szenario „Infrastrukturnutzung“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz	41
Abbildung 15: Endenergieverbrauch Verkehr 2040 (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) nach Verkehrsträgern – Szenario „Infrastrukturnutzung“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz	41
Abbildung 16: Direkte und indirekte (über E-Fuels) Nachfrage nach Wasserstoff und Methan im Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) 2040 – Szenario „Infrastrukturnutzung“;	42

Abbildung 17: Endenergiebedarf Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) – Szenario „Exergieeffizienz“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz	43
Abbildung 18: Energieträger anteilmäßig am Endenergiebedarf Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) – Szenario „Exergieeffizienz“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz	43
Abbildung 19: Endenergieverbrauch Verkehr 2040 (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) nach Verkehrsträgern – Szenario „Exergieeffizienz“; Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz	44
Abbildung 20: Direkte und indirekte (über E-Fuels) Nachfrage nach Wasserstoff und Methan im Verkehr (Güterverkehr, öffentlicher Verkehr auf Schiene und Linienbussen sowie Flugverkehr) 2040 – Szenario „Exergieeffizienz“;	44
Abbildung 21: FGW-Roadmap Erzeugung nach Fuel	46
Abbildung 22: Theoretische, technische und realisierbare Potentiale der verschiedenen Substratkategorien für die anaerobe Vergärung für das Jahr 2040	49
Abbildung 23: Theoretisches gegenüber realisierbarem Biomethanpotential aus anaerober Vergärung für die Jahre 2020 und 2040	51
Abbildung 24: Theoretische gegenüber realisierbaren Biomethanpotentialen aus anaerober Vergärung für das Jahr 2040, aufgeteilt nach den verschiedenen Substratkategorien der anaeroben Vergärung	52
Abbildung 25: Theoretische gegenüber realisierbaren Biomethanpotentialen aus Gasification für das Jahr 2040, aufgeteilt nach den verschiedenen Substratkategorien der thermochemischen Umwandlung; Quelle: Energieinstitut an der JKU basierend auf (Dißauer, Rehling und Strasser 2019)	53
Abbildung 26: Gesamtpotential aus anaerober Vergärung und thermochemischer Umwandlung für 2040	55
Abbildung 27: Nachfrage nach Gas der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr und KWK/Heizwerke im Szenario „Infrastrukturnutzung“	58
Abbildung 28: Nachfrage nach Gas der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr und KWK/Heizwerke im Szenario „Exergieeffizienz“	58
Abbildung 29: Vergleich der Nachfrage der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr, KWK/Heizwerke mit dem Angebot an Methan aus biogenen Reststoffen (Werte gerundet)	59
Abbildung 30: Methanbilanz der Bundesländer: Gegenüberstellung der Potentiale aus biogenem Methan mit der Nachfrage nach Methangas je Bundesland in GWh/km ² a	61
Abbildung 31: Vergleich der Nachfrage der betrachteten Bereiche Industrie, Verkehr, KWK/Heizwerke mit dem Angebot an Methan aus biogenen Reststoffen (Werte gerundet)	63

10 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahme des jährlichen Wirtschaftswachstums	14
Tabelle 2: Einteilung der IEA-Kategorien nach Öfen- und Dampfanwendungen.....	16
Tabelle 3: Modal Split im Güterverkehr 2040	17
Tabelle 4: Anteile der Antriebstechnologien 2040	18
Tabelle 5: Faktoren für die Ermittlung des technischen Potentials als Anteil des theoretischen	25
Tabelle 6: Anteil des realisierbaren Potentials am technischem Potential	26
Tabelle 7: Übersicht über die Bottom-up-Industrien und deren berücksichtigte Prozesse	30
Tabelle 8: Gasbedarf der Industrie nach Nutzenergiekategorien im Szenario "Infrastrukturnutzung"	34
Tabelle 9: Gasbedarf der Industrie nach Nutzenergiekategorien im Szenario "Exergieeffizienz"	39
Tabelle 10: Fernwärmeerzeugung und Brennstoffeinsatz der betrachteten Szenarien im Jahr 2040	47
Tabelle 11: Daten zur Berechnung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und des Brennstoffeinsatzes von erneuerbarem Gas in den betrachteten Szenarien im Jahr 2040	48
Tabelle 12: Nachfrage der betrachteten Bereiche für die Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“	57
Tabelle 13: Aufbringung von CH ₄ aus biogenen Reststoffen	57
Tabelle 14: Aufkommens- und Verwendungsbilanz von Erdgas 2018 (Statistik Austria 2019b)	65
Tabelle 15: Verbrauch von Erdgas je Industriebranche und Mobilitätsektor (Statistik Austria 2019a)	65
Tabelle 16: Verbrauch von Erdgas je Industriebranche und Nutzenergiekategorie 2018 (Statistik Austria 2019a)	66
Tabelle 17: Gegenüberstellung der Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“	67
Tabelle 18: Zusammenhang zwischen IEA-Klassifikation und ÖNACE 2008 nach (Statistik Austria 2013)	68
Tabelle 19: Einteilung der IEA-Kategorien nach Öfen- und Dampfanwendungen mit entsprechend angewandtem Rechenkonzept.....	69
Tabelle 20: Beschreibung der Industrien nach ÖNACE 2008	70
Tabelle 21: Detaillierergebnisse für den industriellen Gasbedarf im Szenario „Infrastrukturnutzung“ nach ÖNACE 2008 in GWh/a.....	71
Tabelle 22: Detaillierergebnisse für den industriellen Gasbedarf im Szenario „Exergieeffizienz“ nach ÖNACE 2008 in GWh/a.....	73
Tabelle 23: Zusammenstellung der im Rahmen der Analyse berücksichtigten Reststoffströme und Umwandlungstechnologien	74
Tabelle 24: Substratspezifische Biogas- und Biomethanerträge.....	76
Tabelle 25: Spezifische Fahrzeugverbräuche	77
Tabelle 26: Anteile der Fahrzeugklassen an der Transportleistung.....	77
Tabelle 27: Vergleich der „Well-to-Wheel“-Wirkungsgrade unterschiedlicher Antriebstechnologien	78
Tabelle 28: Ergebnisse zur räumlichen Gegenüberstellung von Potentialen und Nachfrage in GWh/a nach Bundesland	78

ÜBER DIE ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR – AUSTRIAN ENERGY AGENCY (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die klimaneutrale Zukunft: Ziel ist es, unser Leben und Wirtschaften so auszurichten, dass kein Einfluss mehr auf unser Klima gegeben ist. Neue Technologien, Effizienz sowie die Nutzung von natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wasser, Wind und Wald stehen im Mittelpunkt der Lösungen. Dadurch wird für uns und unsere Kinder das Leben in einer intakten Umwelt gesichert und die ökologische Vielfalt erhalten, ohne dabei von Kohle, Öl, Erdgas oder Atomkraft abhängig zu sein. Das ist die missionzero der Österreichischen Energieagentur.

Mehr als 80 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Bewältigung der Klimakrise.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative klima**aktiv** um und nimmt die Aufgaben der Nationalen Energieeffizienz-Monitoringstelle wahr. Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder dieser Agentur. Weitere Informationen für Interessenten unter www.energyagency.at.

