

Einfluss der Modellierung von Wasserstoff- und Erdgasnetzen in der Energiesystemanalyse

Masterarbeit

**zur Erlangung des akademischen Grades „Master of Science (M.Sc.)“ im
Studiengang Wirtschaftsingenieur der Fakultät für Elektrotechnik und
Informatik, Fakultät für Maschinenbau und der Wirtschaftswissenschaftlichen
Fakultät der Leibniz Universität Hannover**

vorgelegt von

Name: Hirsch

Vorname: Theresa

Geb. am: 31.05.1996

in: Lüneburg

Prüfer: Prof. Dr.-Ing. R. Hanke-Rauschenbach

Betreuer: Clemens Lohr

Hannover, den 30.03.2022

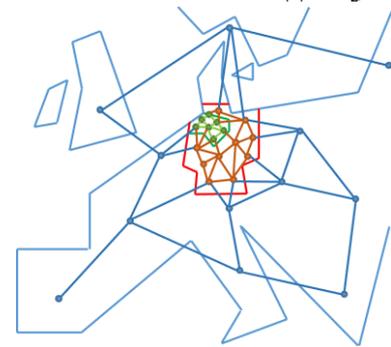
**Aufgabenstellung der Masterarbeit von Theresa Hirsch
 „Einfluss der Modellierung von Wasserstoff- und Erdgasnetzen in der Energiesystemanalyse“**

30.09.2021

Hintergrund der Arbeit:

Mit dem zunehmenden Anteil von Erneuerbaren Energien in Energiesystemen gewinnt die Berücksichtigung von örtlicher und zeitlicher Auflösung an Bedeutung. PV-Anlagen erzeugen lediglich tagsüber Strom, das Windaufkommen variiert von Ort zu Ort. Bereits in den letzten Jahren sind die Redispatch-Kosten, die Kosten für das Herunterfahren von Kraftwerken aufgrund von Netzengpässen im Stromnetz, stark angestiegen. Die anstehende Elektrifizierung des Verkehrs- und mittelfristig auch des Wärmesektors verschärfen die Probleme im Stromnetz, weswegen zusätzlich zu der Kopplung der Endenergiesektoren Wärme und Verkehr auch dem Ausnutzen von Flexibilitäten gasförmiger Infrastruktur eine größere Bedeutung zukommen kann.

Das am IfES-EES existierende Energiesystemtransformationsmodell (ESTRAM) umfasst örtlich aufgelöste Erneuerbare Energien, Speicher, konventionelle Kraftwerke und Wandler zwischen verschiedenen Sektoren. Zur räumlichen Verbindung existieren ein Strom- und Gasnetzmodell.



Zielsetzung der Arbeit:

Diese Arbeit soll mit Hilfe eines existierenden Energiesystemtransformationsmodells (ESTRAM) durchgeführt werden. Ziel ist es, die Auswirkungen der Modellierung des Wasserstoff- und Erdgasnetzes auf das Design des Energiesystems und dessen Betrieb zu untersuchen. Dabei soll ein besonderes Augenmerk auf die Nutzung von Energiespeichern gelegt werden.

Die Aufgabe teilt sich dabei in folgende Arbeitspakete:

1. Literaturrecherche zu vergleichbaren Studien
2. Festlegen von Modellierungs-Szenarien und Auswertungskriterien sowie relevanter Parameter
3. Vergleich der Szenarioergebnisse mit bestehenden Transformationspfaden

Voraussetzungen:

- Spaß an modellbasierter Analyse
- Keine Angst vor Python
- Interesse an Energiesystemen

Umfang: Masterarbeit

Beginn: Wintersemester 2021/22

Betreuer: Clemens Lohr

Kurzfassung

Die Umgestaltung des Energiesystems im Zuge der Energiewende erfordert umfassende Analysen, weshalb die Energiesystemmodellierung für Wissenschaft und Praxis von großer Bedeutung ist. Im Zuge der anstehenden Elektrifizierung und den damit einhergehenden Herausforderungen des Stromtransportes kann neben der Vernetzung der Sektoren auch die Nutzung der Gasinfrastruktur in Betracht gezogen werden. Die existierenden Gastransport- und -speicherkapazitäten bieten ein bisher ungenutztes Potenzial, worauf sich in den letzten Jahren auch immer mehr politische Bemühungen stützen. Daher gilt es, die Berücksichtigung der Gasinfrastruktur auch in der Energiesystemanalyse zu prüfen. In dieser Arbeit werden die Auswirkungen auf die Ergebnisse einer Energiesystemmodellierung, die die Berücksichtigung eines Gas- und eines Wasserstofftransportes mit sich bringt, analysiert. Es stellt sich heraus, dass sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen insbesondere die Nutzung eines Wasserstofftransportnetzes positiv auf die Gestaltung und den Betrieb des Energiesystems auswirkt. Als wesentliche Effekte können dabei eine zentrale Anordnung der Elektrolyseure sowie eine geringere Dimension der notwendigen Energiespeicherkapazitäten im Vergleich zu einem Energiesystem, in dem ausschließlich ein Stromtransport möglich ist, genannt werden. Des Weiteren ist ein bedeutender Einfluss auf das Stromnetz erkennbar, da innerhalb der Modellierung ein Großteil des Energietransportes über die Wasserstoffinfrastruktur erfolgt und das Stromnetz dahingehend entlastet wird.

Inhaltsverzeichnis

Symbolverzeichnis	II
1 Einleitung.....	1
2 Theoretische Grundlagen des Energieträgers Gas.....	4
2.1 Der Gassektor in Deutschland.....	4
2.1.1 Erdgas.....	5
2.1.2 Erneuerbare Gase.....	8
2.2 Die Gasinfrastruktur in Deutschland	19
2.2.1 Gasnetz.....	19
2.2.2 Gasspeicher	25
3 Die zukünftige Rolle der Gasinfrastruktur	28
3.1 Energiesystemanalysen zu den Auswirkungen unterschiedlicher Transportinfrastrukturen.....	28
3.2 Visionäre Wasserstoffinfrastrukturen im Vergleich.....	40
4 Methodik der Modellierung	57
4.1 Energiesystem-Transformationsmodell (ESTRAM)	57
4.2 Leitungsgebundener Energietransport und dessen Modellierung im ESTRAM.....	58
4.3 Importoptionen	70
4.4 Definition der Szenarien	72
5 Ergebnisse.....	75
5.1 Inputdaten	75
5.2 Ergebnisse des Referenzszenarios	79
5.2.1 Gesamtüberblick	80
5.2.2 Verteilung der Technologien.....	84
5.3 Auswirkungen der Modellierung des Gasnetzes auf das Energiesystem	89
5.3.1 Gesamtüberblick	89
5.3.2 Verteilung der Technologien.....	94
5.3.3 Auswirkungen auf die Transportnetze	102
5.4 Auswirkungen verschiedener Umwidmungsanteile.....	106
5.4.1 Gesamtüberblick	106
5.4.2 Verteilung der Technologien.....	109
5.4.3 Auswirkungen auf die Transportnetze	116
6 Diskussion und Limitationen	118
6.1 Vergleich der Ergebnisse mit Energiesystemanalysen in der Literatur.....	118
6.2 Grenzen der Modellierungen im ESTRAM.....	120
7 Schlussfolgerung und Ausblick	124
Anhang	127
Literaturverzeichnis.....	144
Abbildungsverzeichnis	152
Tabellenverzeichnis.....	156

Symbolverzeichnis

Symbole, die nur lokal aufgeführt und an Stelle ihrer Verwendung erläutert werden, sind nicht im Symbolverzeichnis aufgenommen.

Abkürzungen

CCUS	Carbon Capture, Utilisation and Storage
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
ESTRAM	Energiesystemtransformationsmodell
EU	Europäische Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
H-Gas	High calorific gas
L-Gas	Low calorific gas
LOPF	Linear optimal power flow
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid

1 Einleitung

Die Bewältigung der Energiewende zählt im Hinblick auf die Gestaltung eines emissionsfreien Energiesystems zu den zentralen umweltpolitischen Herausforderungen dieses Jahrhunderts (BMWi 2017b). Im Rahmen des Pariser Klimaabkommens haben die Vereinten Nationen im Jahr 2016 eine Begrenzung der Erderwärmung auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau bis zum Jahr 2050 festgelegt (EU 2016b). Zur Erreichung dieses Temperaturziels ist eine langfristige Dekarbonisierung aller Sektoren des Energiesystems unabdingbar. Auf europäischer Ebene wird das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 angestrebt und ist seit 2021 als rechtliche Verpflichtung im Europäischen Klimagesetz verankert (EU 2021a). Das im August 2021 in Kraft getretene Bundesklimaschutzgesetz verschärft die Klimaschutzvorgaben für Deutschland. Die neuen Zielvorgaben sehen eine Nettotreibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 anstelle einer Treibhausgasemissionsreduktion um 80 % – 90 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 vor (BMU 2021).

Motivation

Das Ziel der vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems bedingt einen Verzicht auf die Nutzung fossiler Brenn- und Rohstoffe. In Kombination mit dem in Deutschland bevorstehenden Ausstieg aus der Kernkraft ist die Entwicklung eines erneuerbaren Energiesystems auf Basis erneuerbarer Energieträger unabdingbar. Dies führt in erster Linie zu einer umfangreichen Elektrifizierung, da die Nutzung von erneuerbarem Strom hinsichtlich der Energieeffizienz sowie der Kosten die beste Wahl darstellt. Auch die Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr spielt eine große Rolle, um einen Großteil der fossilen Endanwendungen zu ersetzen. Gleichzeitig entstehen für das Energiesystem dadurch etliche Herausforderungen. Dazu zählen insbesondere die Gewährleistung der Versorgungssicherheit aufgrund hoher Fluktuation der erneuerbaren Energien sowie Abhängigkeiten der Technologien von wind- bzw. sonnenreichen Standorten. Letzteres führt zu neuen, weitreichenden Anforderungen an das Stromnetz, die bisher aufgrund der verbrauchernahen Standorte der großen Kraftwerke keine Rolle gespielt haben. Beispielsweise führte das vermehrte Auftreten von Netzengpässen im Stromnetz in den letzten Jahren bereits zu einem Anstieg der Redispatch-Kosten (BNetzA 2021).

Daher gilt es neben einer umfangreichen Elektrifizierung auch weitere Strategien wie den vermehrten Einsatz anderer erneuerbarer Energieträger (z.B. erneuerbare Gase, synthetische Kraftstoffe) als Ersatz fossiler Energieträger in Betracht zu ziehen. Um den sich verschärfenden Problemen des Stromnetzes und den damit einhergehenden Kosten entgegenzuwirken, werden für den Energietransport gasförmige Energieträger wie Biomethan, erneuerbares Methan und Wasserstoff in Betracht gezogen. Ausmaß und Umfang, den die gasförmigen Energieträger im zukünftigen Energiesystem einnehmen, ist von etlichen ökologischen, ökonomischen, technologischen, politischen und gesellschaftlichen Faktoren und Entwicklungen abhängig (Graf et al. 2020). Dabei werden sowohl im wissenschaftlichen Konsens als auch in der Politik gasförmige Energieträger und insbesondere Wasserstoff als Alternative zu fossilen Energieträgern und als Schlüsselement für die Energiewende gesehen (BMWK 2022). Gasförmige Energieträger sowie die bereits existierenden zugehörigen Infrastrukturen bieten eine hohe Flexibilität für den Betrieb eines emissionsfreien

Energiesystems. Daher gilt es zu untersuchen, ob und welchen Mehrwert die Gasinfrastruktur im Energiesystem bietet und wie diese optimal genutzt werden kann.

Für die Planung und Analyse einer möglichen Gestaltung des zukünftigen Energiesystems werden Energiesystemmodelle eingesetzt. Mit Hilfe dieser können die sich verändernden Angebots- und Nachfragestrukturen abgebildet und wesentliche Einflussfaktoren sowie deren Auswirkungen ermittelt werden. Außerdem bieten sie die Möglichkeit, grundlegende Erkenntnisse über die Zusammenhänge innerhalb des Energiesystems zu erhalten.

Ziele der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist es, Auswirkungen auf die Ergebnisse in einem Energiesystemmodell zu untersuchen, die bei Berücksichtigung eines Gas- und Wasserstofftransportes entstehen. Dazu werden Auswirkungen auf die verschiedenen Technologien des Energiesystems im Hinblick auf Quantität und Betrieb sowie auf die Verteilung der Technologien unter gegebenen Bedingungen erörtert. Neben der Strom-, Gas- und Wasserstofferzeugung werden auch die jeweiligen Technologien zur Energiespeicherung sowie die zugehörigen Gesamtkosten des Energiesystems hervorgehoben. Darüber hinaus erfolgt eine Betrachtung möglicher Effekte eines Gas- bzw. Wasserstofftransportes auf das Stromnetz. Bei der Analyse der Auswirkungen auf die Ergebnisse gilt es, grundsätzliche Zusammenhänge innerhalb des Energiesystems herauszustellen, um schlussendlich wesentliche Effekte durch Berücksichtigung der jeweiligen Transportmöglichkeiten abzuleiten.

Zu diesem Zweck werden im Rahmen einer szenariobasierten Modellierung neben einem Stromtransport in unterschiedlichen Kombinationen ein Gas- und/ oder Wasserstofftransport über die jeweiligen Transportnetze im Energiesystem betrachtet. Die Modellierung wird mit Hilfe des Energiesystemtransformationsmodells (ESTRAM) der Leibniz Universität Hannover durchgeführt. Es erfolgt eine Optimierung des deutschen Energiesystems für das Jahr 2050 unter Berücksichtigung der deutschen Klimaziele. Die verschiedenen Szenarien dienen dazu, in einem Vergleich den Einfluss der Nutzung des Gas- bzw. Wasserstofftransports auf das Design und den Betrieb des Energiesystems herauszustellen.

Aufbau der Arbeit

Die Arbeit beginnt mit der Schaffung einer theoretischen und konzeptionellen Grundlage. In Kapitel 2 erfolgt eine Vorstellung des Energieträgers Gas. Dafür wird in dem ersten Abschnitt ein Einblick in die aktuelle Verwendung und die zukünftige Bedeutung sowohl von Erdgas als auch von erneuerbaren Gasen in Deutschland gegeben. Im zweiten Abschnitt wird die deutsche Gasinfrastruktur beleuchtet, um ein Verständnis für den grundsätzlichen Aufbau der Netzstrukturen sowie zukünftige Nutzungsmöglichkeiten zu schaffen. Darauf aufbauend wird in Kapitel 3 im Rahmen einer Literaturlanalyse die Rolle der Gasinfrastruktur im Energiesystem herausgestellt. Dazu erfolgt zunächst eine Analyse existierender Studien, die den Nutzen der Gasinfrastruktur und die Auswirkungen auf das Energiesystem im Rahmen einer Energiesystemmodellierung untersuchen. Ausgehend von der zunehmenden Bedeutung des Energieträgers Wasserstoff werden anschließend bestehende Entwürfe zu zukünftigen Wasserstoffinfrastrukturen vorgestellt und miteinander verglichen.

Den Schwerpunkt dieser Arbeit bilden eigenen Modellierungen verschiedener Szenarien zu der Abbildung unterschiedlicher Energietransportoptionen. In Kapitel 4 wird das verwendete

Energiesystemtransformationsmodell vorgestellt sowie die allgemeine Funktionsweise der leitungsgebundenen Energietransporte und die Modellierung dieser im ESTRAM erläutert. Des Weiteren wird ein Überblick über Energieimportoptionen gegeben. Abschließend erfolgt die Definition der modellierten Szenarien, die den Energietransport in unterschiedlicher Weise zulassen. Die Präsentation und Analyse der Modellierungsergebnisse erfolgen im 5. Kapitel, welches sich in mehrere Abschnitte gliedert. Nachdem zu Beginn die Inputdaten vorgestellt werden, konzentriert sich der zweite Abschnitt auf die Darstellung der Ergebnisse des Referenzszenarios. Dabei werden grundsätzliche Zusammenhänge erläutert, die für die Analyse der weiteren Ergebnisse von Bedeutung sind. Im dritten und vierten Abschnitt werden die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien gegenübergestellt, um Auswirkungen der unterschiedlichen Energietransportoptionen im Modell zu erörtern. Die Ergebnisse werden zunächst in einem Gesamtüberblick für das ganzheitliche Energiesystem Deutschland betrachtet, bevor die Darstellung der Verteilung der Technologien innerhalb des betrachteten Systems erfolgt.

Anschließend an die Ergebnisdarstellung werden diese in Kapitel 6 im ersten Abschnitt mit den zuvor vorgestellten Ergebnissen aus der Literatur verglichen und im Gesamtkontext der Arbeit eingeordnet. In einem zweiten Abschnitt werden Grenzen und Limitationen der Modellierung aufgezeigt. Diese Arbeit endet mit einer zusammenfassenden Schlussbetrachtung, inwieweit eine Modellierung von Gas- und Wasserstoffnetzen den Aufbau und den Betrieb des Energiesystems in der Energiesystemanalyse beeinflussen. Abschließend wird ein Ausblick für weitere, an diese Arbeit anschließende Untersuchungen gegeben.

2 Theoretische Grundlagen des Energieträgers Gas

Im Energiewirtschaftsgesetz werden unter dem Begriff „Gas“ Erdgas, Biogas und Flüssiggas sowie Wasserstoff und erneuerbar hergestelltes Methan zusammengefasst (Durchgeführt v. BMJ 2005). In der Literatur steht der Begriff „Gas“ je nach Themenschwerpunkt stellvertretend für ein bestimmtes Gas oder eine Gruppe dieser Gasarten. In der Vergangenheit wurde der Begriff vorrangig für den fossilen Energieträger Erdgas genutzt. Oft zählte bereits Biogas dazu. Im Zuge der Energiewende erhalten zudem die Gase eine große Bedeutung, die mit Hilfe von erneuerbarem Strom hergestellt werden: erneuerbares Methan und grüner Wasserstoff. Im Rahmen dieser Arbeit werden unter dem Begriff „Gas“ zum einen Erdgas als fossiler Energieträger und zum anderen Biogas, Wasserstoff und erneuerbar hergestelltes Methan als „erneuerbare Gase“ zusammengefasst. Gase, die vorzugsweise in der Industrie auftreten und am Entstehungsort einer energetischen Verwendung zugeführt werden (z.B. Gichtgas, Grubengas), haben keinen Einfluss auf den Gassektor (Wachsmuth et al. 2019) und finden daher keine weitere Betrachtung in dieser Arbeit. Flüssiggase werden in dieser Arbeit ebenso nicht näher betrachtet.

Im Rahmen der theoretischen Grundlagen erfolgt im ersten Abschnitt eine ausführliche Veranschaulichung des Gassektors in Deutschland. Es werden sowohl das klassische Erdgas aus der Gruppe der fossilen Energieträger als auch Wasserstoff und erneuerbar hergestelltes Methan als erneuerbare Energieträger beleuchtet. Zusätzlich wird im zweiten Abschnitt die Gasinfrastruktur inklusive der Möglichkeiten der Gasspeicherung dargestellt.

2.1 Der Gassektor in Deutschland

Der Endenergieverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2020¹ bei ca. 2.300 TWh (BMWi 2021a), wovon ein Fünftel als elektrische Energie und der Rest molekular in flüssiger oder gasförmiger Form verwendet wurde (OGE 2021). Der Gassektor trägt demnach einen wesentlichen Anteil zur Energieversorgung in Deutschland bei. Der folgende Abschnitt 2.1.1 zeigt die aktuelle Verwendung des klassischen Erdgases auf und erfasst seine Bedeutung für die Energiewende. In Abschnitt 2.1.2 werden die erneuerbaren Gase genauer betrachtet. Darunter fallen Herstellungs- und Anwendungsmöglichkeiten, das Aufzeigen von Potenzialen und Bedarfen sowie deren Rolle im zukünftigen Energiesystem. Der Fokus liegt dabei auf den aus erneuerbarem Strom hergestelltem Methan und Wasserstoff, da diese in den meisten Dekarbonisierungsszenarien eine besondere Relevanz haben (BDEW 2020). Abschließend werden die politischen Anstrengungen zur Integration von Wasserstoff auf nationaler als auch auf europäischer Ebene vorgestellt.

¹ Im Jahr 2020 war aufgrund der Corona-Pandemie eine geringere Energienachfrage sowie eine geringere Industrieproduktion als in den Vorjahren zu beobachten (Hein et al. 2021). Im Jahr 2019 lag der Endenergieverbrauch bei ca. 2500 TWh (BMWi 2021a).

2.1.1 Erdgas

Erdgas ist ein fossiler Brennstoff und besteht im Wesentlichen aus energiereichem Methan (CH₄). Es kommt in unterirdischen Lagerstätten vor und wird je nach Methananteil in L- (engl. low calorific gas – bis zu 85 % CH₄) und H-Gas (engl. high calorific gas – mind. 89 % CH₄) unterteilt. Im Zuge der Entwicklung druckfester Pipelines entwickelte sich Erdgas im Laufe des 20. Jahrhunderts weltweit zu einem der wichtigsten Energieträger. (van Basshuysen 2015)

Verwendung von Erdgas in Deutschland

In Deutschland werden als primäre Energieträger zum Großteil fossile Energieträger wie Mineralöl, Stein- und Braunkohle und Erdgas verwendet. Bei Betrachtung der Energieträger des Primärenergieverbrauchs in Deutschland von 1990 bis 2020 entwickelte sich Erdgas in den letzten 30 Jahren von dem drittstärksten Energieträger nach Öl und Kohle zum zweitstärksten Energieträger (vgl. Abbildung 2.1).

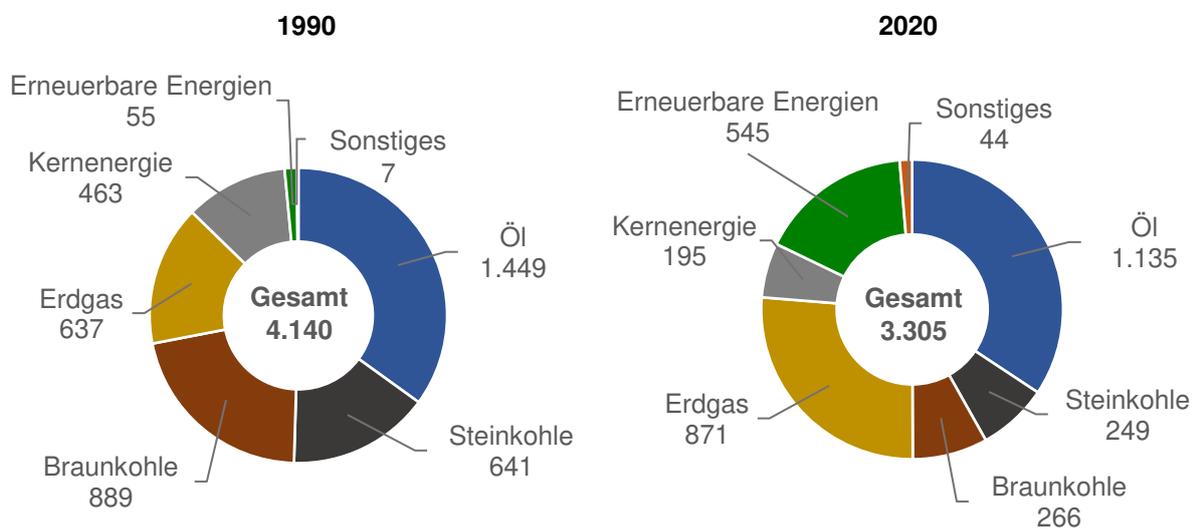
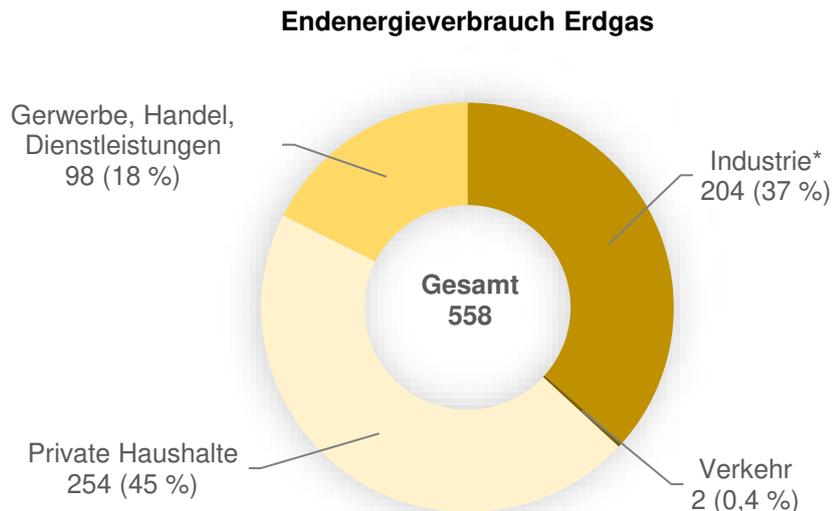


Abbildung 2.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren 1990 und 2020 nach Energieträgern in TWh (BMWi 2021a, eigene Darstellung)

Trotz sinkendem Gesamtprimärenergieverbrauch um rund 800 TWh² in den letzten 30 Jahren sowie einem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien (auf insgesamt 15 %) führt der Rückgang der Kernkraft und der Kohle (um insgesamt 1.283 TWh) zu einer höheren Erdgasnutzung. Der Anteil von Erdgas als Energieträger am Primärenergieverbrauch lag im Jahr 1990 bei 15 % und im Jahr 2020 bei 26 %. (BMWi 2021a)

Abbildung 2.2 zeigt den differenzierten Endenergiebedarf von Gas in den Sektoren Gewerbe, Industrie, private Haushalte und Verkehr im Jahr 2020. Die größte Nachfrage besteht im Bereich der privaten Haushalte (45 %) mit einem Endenergiebedarf von 254 TWh. Dort und im Gewerbesektor wird Gas zur Erzeugung von Raumwärme genutzt. Auch in der Industrie besteht ein hoher Gasbedarf (204 TWh). Gas wird hier überwiegend zur Erzeugung von Prozesswärme und in geringerem Umfang zur stofflichen Verwendung eingesetzt (Schulz 2020). Den geringsten Gasbedarf weist der Verkehrssektor mit lediglich 2 TWh auf.

² Im Jahr 2019 lag der Primärenergieverbrauch bei 3.557 TWh (BMWi 2021a).



*energetischer Verbrauch

Abbildung 2.2: Endenergieverbrauch an Erdgas in Deutschland im Jahr 2020 nach Sektoren in TWh (BMWi 2021a, eigene Darstellung)

Bedeutung von Erdgas im Rahmen der Energiewende

Deutschland hat sowohl den Ausstieg aus der Kernkraft als auch den Kohleausstieg beschlossen. Die letzten Kernkraftwerke werden bis Ende des Jahres 2022 abgeschaltet (Bundesregierung 2022). Spätestens zum Ende des Jahres 2038 soll die vollständige Abschaltung aller Kohlekraftwerke erfolgen. Kern- und Kohlekraftwerke bilden neben Gaskraftwerken verlässliche und jederzeit abrufbare Stromerzeugungsmöglichkeiten. Während im Zuge des Atom- und Kohleausstieges die Anzahl an Kern- und Kohlekraftwerken immer weiter sinkt, bleibt Erdgas zunächst als Energiequelle verfügbar. Auch wenn zur vollständigen Dekarbonisierung langfristig auf alle fossilen Energiequellen verzichtet werden muss, ist Erdgas als sogenannte Brückentechnologie kurzfristig unabdingbar, um erfolgreich den Kern- und Kohleausstieg zu bewältigen und die Versorgungssicherheit zu garantieren. Erdgas bietet im Vergleich zu anderen fossilen Energiequellen diverse Vorteile. So besteht die Möglichkeit der Umrüstung von Gaskraftwerken auf die Nutzung von erneuerbaren Gasen. Sobald der Ausbau der erneuerbaren Energien so weit vorangeschritten ist, dass diese zur Erzeugung von erneuerbarem Gas zum Einsatz kommen, können moderne Gaskraftwerke für geringe Kosten auf einen Betrieb mit den strombasierten Gasen Wasserstoff oder erneuerbarem Methan umgestellt werden. Stratmann und Witsch (2021) sehen einen Zubau an Gaskraftwerken von 15 bis 43 GW bis zum Jahr 2030 als notwendig an, um die Versorgungssicherheit bei sinkendem Anteil an verlässlichen Erzeugungsmöglichkeiten wie Kohle- und Kernkraft und gleichzeitigem steigendem Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien gewährleisten zu können. (Stratmann und Witsch 2021)

Ein weiterer Vorteil von Erdgas ist der vergleichsweise geringere CO₂-Ausstoß bei dessen Nutzung. Abbildung 2.3 zeigt zum einen die spezifischen und zum anderen die absoluten CO₂-Emissionen der verschiedenen Energieträger in Deutschland im Jahr 2019, aufgeteilt in Emissionen aus der Stromerzeugung und Emissionen aus der Verbrennung der jeweiligen Brennstoffe.

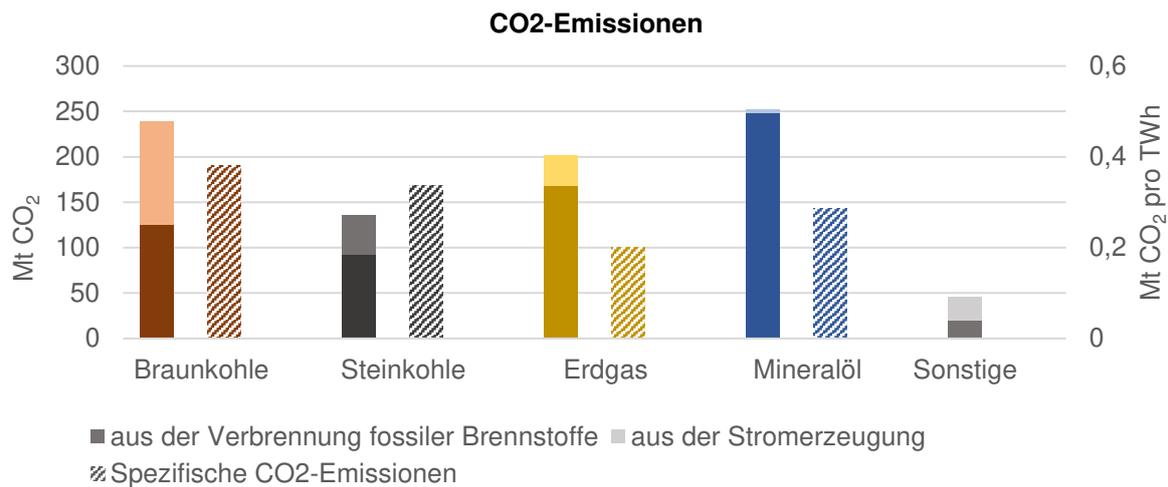


Abbildung 2.3: Spezifische und absolute CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2019 nach Energieträgern in Mt bzw. Mt/TWh (BMW i 2021a und UBA 2022, eigene Darstellung)

Es ist zu erkennen, dass die höchsten Emissionen auf Braunkohle sowie auf Mineralöl entfallen. CO₂-Emissionen, die auf die Nutzung von Erdgas zurückzuführen sind, liegen mit 200 Mt deutlich unter den CO₂-Emissionen der Kohle (in Summe 375 Mt). Werden die CO₂-Emissionen der Energieträger Kohle und Gas im Verhältnis zum Verbrauch betrachtet, wird die vorteilhaftere Klimawirkung der Erdgasnutzung zusätzlich verdeutlicht. Die spezifischen Emissionen von Gas liegen rund 40 – 50 % unter denen von Kohle. Die Nutzung von Erdgas als Ersatz für Kohle und Öl wird als sogenannter „Fuel Switch“ bezeichnet. Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) fordert die vollständige Umstellung auf Erdgas in den Sektoren Strom und Raumwärme bis zum Jahr 2030 sowie im Industrie- und Verkehrssektor bis spätestens zum Jahr 2040 (DVGW 2021). Dadurch soll bereits eine Einsparung von 188 Mt CO₂ erreicht werden (Bettgenhäuser et al. 2018).

Kurzfristig wird die Nachfrage nach Erdgas aufgrund des Fuel Switches steigen. Langfristig wird Erdgas jedoch kein Bestandteil des deutschen Energiesystems sein. Obwohl die Nutzung von Erdgas zwar weniger schädliche Emissionen als andere fossile Energieträger verursacht, werden dennoch Treibhausgase freigesetzt, sodass das Minderungspotenzial begrenzt ist. Das neue Bundesklimaschutzgesetz von Juni 2021 sieht bis zum Jahr 2045 eine Treibhausgasneutralität in Deutschland vor. Ab dem Jahr 2050 sollen negative Emissionen, das heißt, es werden mehr Treibhausgase in natürlichen Senken eingebunden als ausgestoßen, erzeugt werden (Bundesregierung 2021). Auf europäischer Ebene ist im Europäischen Klimagesetz das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 festgesetzt (EU 2021b). In den vorherigen Zielen der Bundesregierung wurde lediglich ein Rückgang der Treibhausgasemissionen von 80 bis 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 definiert (Bundesregierung 2010). Zahlreiche Studien haben darauf aufbauend in den letzten Jahren herausgestellt, dass Erdgas - je nach Zielsetzung - noch zu geringen Anteilen als Energieträger beibehalten werden kann (u.a. Wachsmuth et al. 2019, BMW i 2017a). In Szenarien mit einem Reduktionsziel von mindestens 95 % Treibhausgaseinsparungen gegenüber dem Jahr 1990 wird jedoch kein Erdgas mehr verwendet. Die verbleibenden CO₂-Emissionen sind ausschließlich auf unvermeidbare CO₂-Ausstöße (beispielsweise aus der Landwirtschaft) zurückzuführen (Wachsmuth et al. 2019). Das im Jahr 2021 festgesetzte Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung verlangt zusätzlich die Bindung dieser CO₂-Emissionen (Burchardt et al. 2021).

2.1.2 Erneuerbare Gase

Die Voraussetzung eines Gases, um zu den erneuerbaren Gasen zu zählen, ist die Herkunft aus einer erneuerbaren Energiequelle sowie die Treibhausgasneutralität über die gesamte Wertschöpfungskette von der Herstellung bis zur Endnutzung (BDEW 2019). Zu den erneuerbaren Gasen zählen zum einen Biogas und zum anderen Wasserstoff und Methan, wenn diese unter Einsatz von erneuerbarem Strom hergestellt werden, der sogenannten Power-to-Gas-Technologie (PtG-Technologie). Letztere werden auch als synthetische oder strombasierte Gase bezeichnet und gewinnen im Zuge der Energiewende zunehmend an Bedeutung. Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Erzeugung von erneuerbarem Gas trägt dazu bei, die fluktuierende Erzeugung der erneuerbaren Energien vollständig in das Energiesystem zu integrieren sowie die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie bestmöglich zu verknüpfen. (BDEW 2020)

Erzeugung und Anwendung

Biogas entsteht durch die Zersetzung energiereicher Pflanzen bzw. anderem organischen Material (Bioabfälle, Gülle, etc.) unter anaeroben Bedingungen. Bei der Zersetzung entsteht ein Gasgemisch mit dem Hauptbestandteil Methan (50 – 75 %) und weiteren Bestandteilen wie Kohlenstoffdioxid (CO_2), Sauerstoff (O_2) und Stickstoff (N_2). Biogas kann in Blockheizkraftwerken direkt zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden oder es wird weiter aufbereitet, um als Biomethan in die Gasinfrastruktur eingespeist zu werden. Dieses kann in bestehenden Gasanwendungen zum Heizen, zur Stromerzeugung oder als Grundstoff in der Industrie genutzt werden. Das bei der Herstellung übrig gebliebene, vergorene Material findet als Dünger weitere Verwendung. Abbildung 2.4 zeigt eine Zusammenfassung des Herstellungsprozesses. (BDEW 2019)

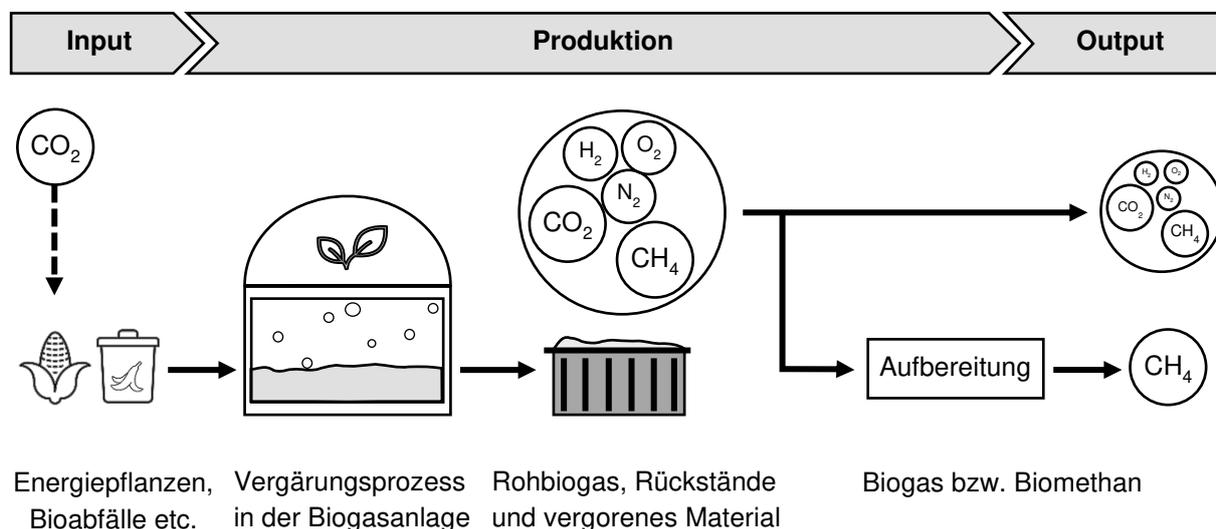


Abbildung 2.4: Schema der Biogasproduktion (in Anlehnung an BDEW 2019)

Biogas gilt als CO_2 -neutrales Gas, da das bei Erzeugung und späteren Verwendung anfallende CO_2 vorab von den verwendeten organischen Rohstoffen gebunden wurde. Der Herstellungsprozess ist je nach Energieinhalt der verwendeten Biomasse, Temperatur und Vergärungsverfahren unterschiedlich effizient (BDEW 2019). Im Jahr 2020 wurden bei einer installierten Leistung an Biogasanlagen von ca. $10 \text{ GW}_{\text{el}}$ mehr als 36 TWh Strom sowie

31 TWh zur Wärmenutzung direkt erzeugt (BMWi 2021b). Zudem wurden ca. 10 TWh auf Erdgasqualität aufbereitetes Biomethan in das deutsche Gasnetz eingespeist (BNetzA 2021).

Zu den strombasierten Gasen gehört **Wasserstoff** (H_2), der auf der Erde nicht in seiner elementaren Form auftritt. Die Gewinnung von Wasserstoff ist durch verschiedene Verfahren möglich, die die Grundlage der vier gängigsten Klassifizierungsstufen von Wasserstoff bilden: grauer, blauer, türkiser und grüner Wasserstoff. Der Wasserstoff wird dabei entweder aus Erdgas bzw. Biogas oder aus Wasser (H_2O) eliminiert. Die Dampfreformierung ist ein Verfahren, bei dem Wasserstoff unter Hitze aus Erdgas gewonnen wird. Dieser wird als grauer Wasserstoff bezeichnet. Bei der Herstellung wird CO_2 frei, sodass grauer Wasserstoff nicht CO_2 -neutral ist. Wird das freigesetzte CO_2 abgetrennt und eingelagert oder weiterverwendet, wird der entstehende Wasserstoff als blauer Wasserstoff bezeichnet. Eine zweite Möglichkeit der Wasserstoffgewinnung ist die thermische Spaltung von Erdgas in seine Grundbestandteile (Methanpyrolyse). Dabei entsteht neben reinem Kohlenstoff, welcher industriell weiter genutzt werden kann, der sogenannte türkise Wasserstoff. Sowohl bei der Herstellung von grauem und blauem als auch von türkischem Wasserstoff wird Erdgas verwendet (VNG 2021). Eine „erdgasfreie“ Herstellungsmöglichkeit ist die Elektrolyse von Wasser. Dabei wird Wasser unter Zuhilfenahme von Strom in seine Bestandteile Sauerstoff und Wasserstoff aufgespalten (Kreidelmeyer et al. 2020). Damit der Wasserstoff als grüner Wasserstoff bezeichnet werden kann, ist es elementar, dass der zur Herstellung genutzte Strom aus erneuerbaren Energien bereitgestellt wird. Andernfalls wird dieser ebenfalls als grauer Wasserstoff eingestuft (Haug 2020). Der Elektrolyseprozess ist endotherm und weist aktuell einen Wirkungsgrad von ca. 67 % auf. Eine Erhöhung auf ca. 85 % bis zum Jahr 2050 wird aufgrund des technologischen Fortschritts als realisierbar angesehen. (BMWi 2017b)

Mögliche Anwendungsgebiete von Wasserstoff sind zum einen die stoffliche Nutzung bei Industrieprozessen, zum anderen die energetische Nutzung mittels Brennstoffzelle oder im Verbrennungsprozess, z.B. im Gaskraftwerk (BDEW 2019). Der derzeitige nationale Verbrauch von Wasserstoff liegt bei 55 TWh, wobei es sich dabei überwiegend um grauen Wasserstoff handelt. Dieser wird hauptsächlich für stoffliche Herstellungsverfahren im Industriesektor benötigt, um Ammoniak, Methanol oder konventionelle Kraftstoffe herzustellen. Die energetische Nutzung ist bisher gering (BMWi 2020a). Fast die Hälfte des Wasserstoffverbrauchs fällt auf die Verarbeitung von Rohöl in Raffinerien zurück, 30 % auf die Herstellung von Ammoniak als Düngemittel. Weitere Verwendung findet Wasserstoff in der Chemieindustrie zum Beispiel zur Methanolherstellung, aber auch in der Stahl-, Metall- und Glasindustrie. (Kreidelmeyer et al. 2020)

Wasserstoff kann über weite Strecken transportiert und über lange Zeiträume gespeichert werden. Der Wasserstofftransport kann sowohl in Gasleitungen als auch in flüssiger Form per LKW oder Schiff erfolgen (Merten et al. 2020). Die Einspeisung in das Erdgasnetz ist aktuell bis zu einem Anteil von zehn Volumenprozent möglich (BDEW 2019). Separate Wasserstoffleitungen gibt es bisher nur wenige (vgl. Abschnitt 2.2.1). Im Jahr 2020 wurden 2,8 GWh grüner Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist, wofür Anlagen mit einer Gesamtleistung von 22,3 MW_{el} installiert waren (BNetzA 2021).

Eine weitere Option der Wasserstoffnutzung ist die Methanisierung. Das erhaltene Methan wird synthetisches oder **erneuerbares Methan** genannt, wenn ausschließlich grüner Wasserstoff verwendet wird. Zusätzlich zu Wasserstoff wird bei der Methanisierung CO_2 benötigt. Pro Megawattstunde Methan beläuft sich die erforderliche Menge auf 200 kg CO_2

(Kreidelmeyer et al. 2020). Dieses kann auf unterschiedliche Weisen gewonnen werden und beeinflusst damit, ob das Methan klimaneutral hergestellt wird. Eine Möglichkeit ist die Nutzung von CO_2 aus Prozessemissionen oder fossilen Brennstoffen. Statt direkter Abgabe in die Atmosphäre wird das CO_2 im Methanisierungsprozess somit ein zweites Mal verwendet. Da es anschließend in die Atmosphäre gelangt, ist diese Nutzung nicht klimaneutral, wenn auch bereits eine wirksame Verbesserung der Klimabilanz erzielt wird. Als klimaneutral gilt zum einen biogenes CO_2 aus dem Biomasseeinsatz bzw. aus der Biogasaufbereitung und zum anderen CO_2 , welches aus der Luft abgeschieden wird. Bei der Verbrennung des Methans wird dann nur die Menge CO_2 frei, die vorab der Luft entnommen wurde, sodass eine CO_2 -Neutralität erreicht wird. Der exotherme Prozess der Methanisierung hat einen Wirkungsgrad von ca. 75 %, wobei der Energieaufwand zur Bereitstellung des CO_2 darin keine Berücksichtigung findet. Bis zum Jahr 2050 wird eine Steigerung des Wirkungsgrads auf bis zu 85 % erwartet. Der Gesamtwirkungsgrad zur Herstellung von erneuerbarem Methan über die Elektrolyse und anschließender Methanisierung kann demnach von aktuell 50 % auf 72 % im Jahr 2050 ansteigen. (BMWi 2017b)

Im Rahmen dieser Arbeit wird der Begriff erneuerbares Methan ausschließlich für Methan verwendet, welches aus Wasserstoff erzeugt wird, um eine Abgrenzung zum Methan aus Biomasse (Biomethan) zu erhalten. Erneuerbares Methan kann uneingeschränkt in das deutsche Gasnetz eingespeist werden. Die in Deutschland erzeugte Energiemenge an erneuerbarem Methan, die im Jahr 2020 das Gasnetz eingespeist wurde, beläuft sich auf 0,3 GWh. Für die Erzeugung waren zwei Methanisierungsanlagen mit einer Leistung von 8 MW_{el} installiert. (BNetzA 2021)

Die Herstellungsprozesse der strombasierten Gase werden zur Veranschaulichung in Abbildung 2.5 zusammenfassend dargestellt.

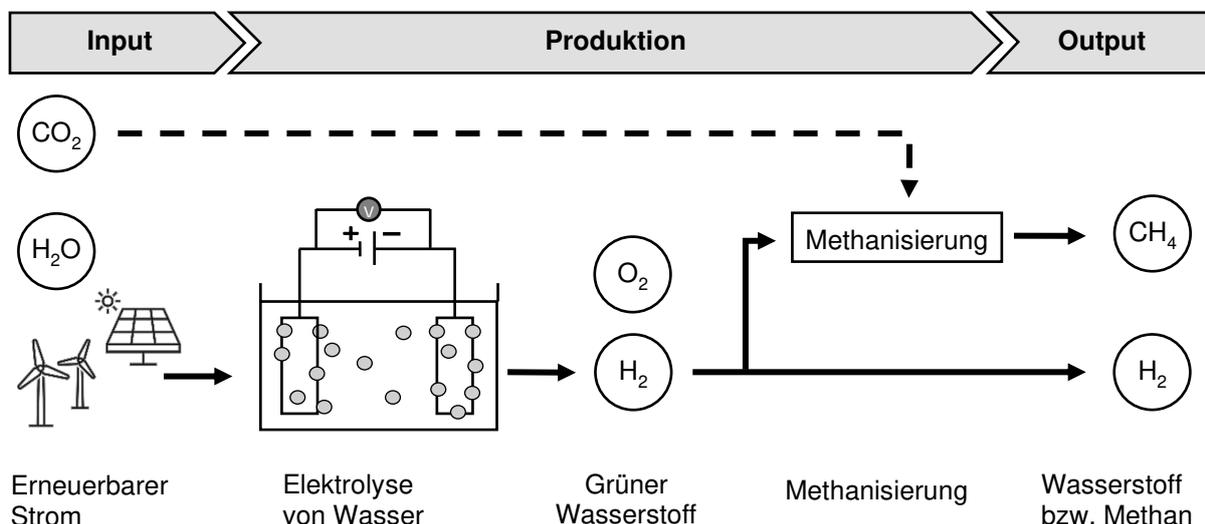


Abbildung 2.5: Schema der Erzeugung von grünem Wasserstoff und erneuerbarem Methan (in Anlehnung an BDEW 2019)

Mit Hilfe von grünem Wasserstoff können über weitere Prozesse wie beispielsweise die Fischer-Tropsch-Synthese oder die Methanolsynthese auch flüssige Kohlenwasserstoffe hergestellt werden, die anschließend zu synthetischen Kraftstoffen wie Diesel, Benzin oder Kerosin umgewandelt werden. Diese Prozesse gehören zu den Power-to-Liquid-Verfahren

(PtL-Verfahren) und werden hier der Vollständigkeit halber mit aufgeführt, jedoch im weiteren Verlauf dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. (Kreidelmeyer et al. 2020)

Die Möglichkeiten des Transports der strombasierten Gase sowie deren Anwendungsbereiche werden in Abbildung 2.6 zusammengefasst.

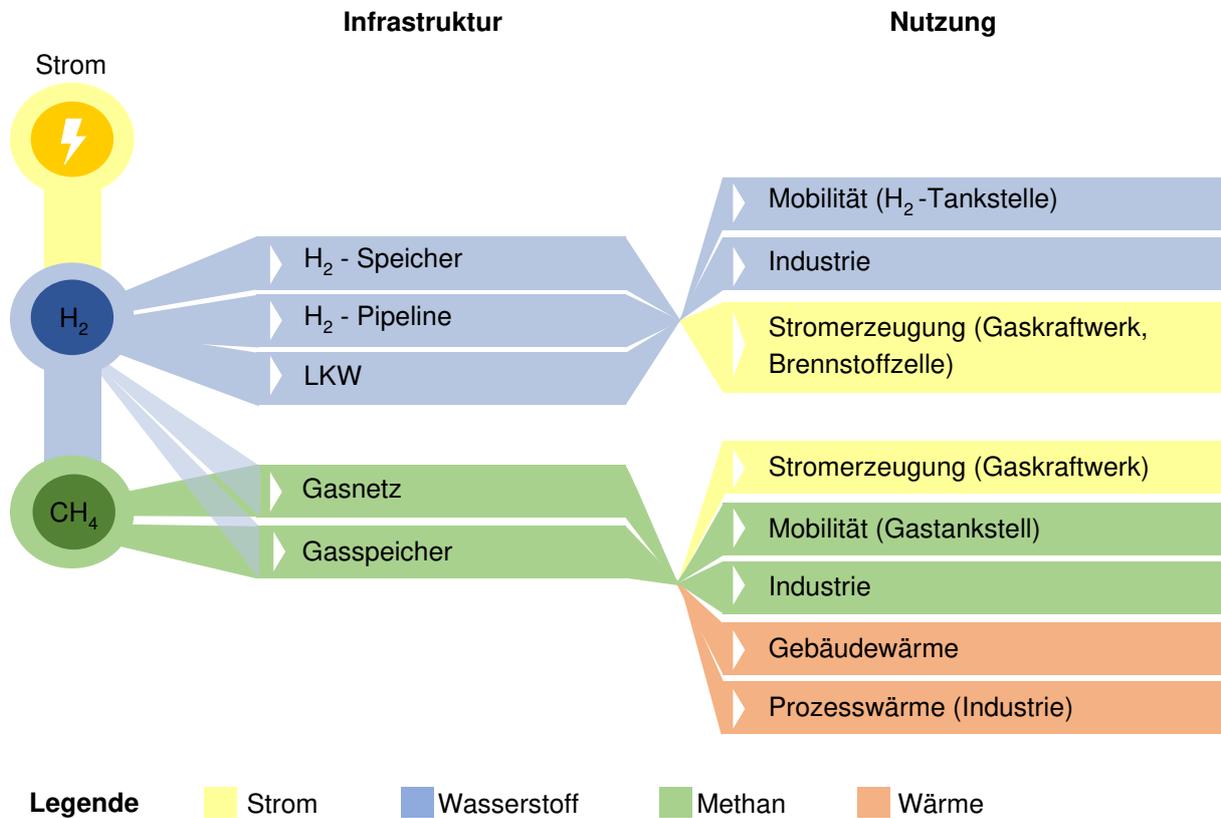


Abbildung 2.6: Nutzungspfade Power-to-Gas (in Anlehnung an Golling et al. 2017)

Zukünftige Potenziale und Bedarfe nach bisheriger Literatur

Wachsmuth et al. (2019) zeigen in ihrer Studie *Roadmap Gas* mögliche Einsatzgebiete von erneuerbarem Gas auf und erläutern Gasbedarfsentwicklungen der Sektoren Gebäude, Energiewirtschaft, Verkehr und Industrie, dessen Tendenzen im Folgenden kurz dargestellt werden. Im Gebäudebereich ist Erdgas bisher der Standardenergieträger. Aufgrund der Effizienz von Power-to-Heat-Technologien ist der Bedarf an Gas als Energieträger jedoch eher rückläufig (Wachsmuth et al. 2019). Wird Erdgas in diesem Bereich durch erneuerbare Gase ersetzt, wird dabei Biogas vor erneuerbarem Methan präferiert (Robinius et al. 2020). Im Bereich der Energiewirtschaft wird vor allem kurzfristig die Nachfrage nach Gasen (erneuerbare Gase aber auch Erdgas) steigen, um den Ausstieg aus der Kernkraft und Kohleverstromung abzufangen und als Alternative zum Strom aus erneuerbaren Energien die Versorgung zu gewährleisten. Langfristig wird vor allem die Deckung der residualen Stromlast aufgrund der Möglichkeit des schnellen Hoch- und Runterfahrens von wasserstoffbasierten Stromerzeugungsanlagen wie Gasturbinen oder GuD-Anlagen sowie die Speichermöglichkeiten zum Ausgleich der hohen Fluktuation der erneuerbaren Anlagen eine große Rolle spielen. Im Bereich Verkehr können sowohl Wasserstoff im Brennstoffzellenfahrzeug als auch Biokraftstoffe und synthetische Kraftstoffe aus

erneuerbarem Methan eingesetzt werden. Die Einsatzmenge hängt vor allem von den zukünftigen Weiterentwicklungen der Technologien ab und ist schwer exakt vorherzusagen. Nach dem derzeitigen Entwicklungsstand wird der Brennstoffzelleneinsatz im Pkw eine geringe Rolle spielen, für Lkws wird jedoch ein größerer Einsatz erwartet. Ebenso werden flüssige erneuerbare Kraftstoffe im Verkehr Verwendung finden und so eine Nachfrage nach Wasserstoff bzw. erneuerbarem Methan als Ausgangsstoff hervorrufen (Wachsmuth et al. 2019). Im Industriesektor wird der Einsatz von erneuerbaren Gasen eine größere Bedeutung haben. Zum einen kann dort, wo bisher grauer Wasserstoff genutzt wird und dieser nicht als Nebenprodukt anfällt, grüner Wasserstoff eingesetzt werden (Kreidelmeyer et al. 2020). Zum anderen gibt es große Substitutionspotenziale in der Eisen- und Stahlherstellung, bei der bisher Kohle oder Erdgas eingesetzt werden, die durch erneuerbare Gase bzw. Wasserstoff ersetzt werden können wie beispielsweise die Wasserstoff-Direktreduktion zur Stahlerzeugung (Robinius et al. 2020).

Insgesamt lässt sich sagen, dass nahezu überall dort, wo bisher Erdgas oder grauer Wasserstoff genutzt wurde, ein Bedarf an erneuerbaren Gasen besteht oder entstehen wird, um diese Bereiche zu dekarbonisieren. Darüber hinaus kann in vielen Gebieten, in denen bisher Kohle sowie Kraftstoffe aus fossilen Quellen als Energieträger genutzt wurde, eine Bedarfsdeckung durch erneuerbare Gase erwogen werden. Sinnvoll ist dies immer dann, wenn entweder der direkte und effizientere Einsatz von Strom nicht möglich ist, dieser aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung des gesamten Energiesystems an seine Grenzen stößt, die nötige Akzeptanz fehlt oder wenn durch die Nutzung vorhandener Infrastrukturen ein Kostenvorteil zugunsten der erneuerbaren Gase als Energieträger entsteht (Golling et al. 2017).

Die konkreten zukünftigen Bedarfe und die verfügbaren Potenziale an **erneuerbaren Gasen** unterliegen einer großen Unsicherheit und sind daher schwer zu bestimmen. In der Literatur ist ein breites Spektrum an Szenarioanalysen zu finden, die die Entwicklung des Energiesystems abbilden und Bedarfe der Energieträger ermitteln. Die Szenarien unterscheiden sich in ihren Ergebnissen zum Teil stark, da unterschiedliche Annahmen getroffen werden. Im Folgenden werden die von wissenschaftlichen Instituten und fachspezifischen Einrichtungen ermittelten Bedarfe vorgestellt. Dabei werden relevante Parameter, die einen bedeutenden Einfluss auf die Ergebnisse haben, herausgestellt.

Das Potenzial von **Biogas** basiert weitestgehend auf der Verfügbarkeit von Biomasse und ist dahingehend in seiner verfügbaren Menge begrenzt (Kreidelmeyer et al. 2020). In Studien zur Potenzialermittlung wird in der Regel zwischen Anbaubiomasse sowie Rest- und Abfallstoffen unterschieden. Für letztere wird das zukünftige Potenzial durchgängig auf ca. 200 bis 250 TWh pro Jahr geschätzt (BMWi 2017a). Die ermittelten Potenziale für Anbaubiomasse fallen dagegen je nach Studie sehr unterschiedlich aus und bewegen sich in einer Größenordnung zwischen 0 und 250 TWh. Dies lässt sich mit unterschiedlichen Annahmen zu der zum Anbau verfügbaren Fläche und zum Import begründen. Unter Anbaubiomasse fallen hauptsächlich Maispflanzen, da diese bei vergleichsweise geringen Kosten hohe Erträge liefern (Badenova 2021). Der Einsatz von Pflanzen zur Biogasproduktion steht dabei in Konkurrenz zur bestehenden Nahrungs- und Futtermittelproduktion, da dieselben landwirtschaftlichen Flächen beansprucht werden. Bettgenhäuser et al. (2018) schätzen das Potenzial an Biogas aus Anbaubiomasse für das Jahr 2050 auf ca. 140 TWh. Als eine Möglichkeit der Potenzialsteigerung wird die Produktion der Pflanzen als Winterkulturen genannt, was bereits

in anderen europäischen Ländern zu beobachten ist. Dabei werden zwei Kulturen innerhalb eines Jahres auf einer landwirtschaftlichen Fläche angebaut, sodass für die Biogasproduktion weder zusätzliches Land in landwirtschaftliche Flächen umgewandelt noch die Nahrungsmittelproduktion verschoben wird. Dadurch ergäbe sich ein weiteres Potenzial von 110 TWh Biogas (Bettgenhäuser et al. 2018). Die Potenzialanalyse im Rahmen der *BMW/Langfristszenarien* ergibt für das Jahr 2050 ein Potenzial von ca. 105 TWh (BMW 2017a). Zusätzlich werden Importe von ca. 90 TWh angenommen. In jedem Fall lässt sich sagen, dass beim Biogas das Angebot stärker beschränkt ist als die Nachfrage was dazu führt, dass von den erneuerbaren Gasen zukünftig den strombasierten Gasen Wasserstoff und erneuerbarem Methan eine größere Bedeutung zugeschrieben wird (Kreidelmeyer et al. 2020).

Das Potenzial an **strombasierten Gasen** wird von mehreren Faktoren beeinflusst. Es ist unter anderem abhängig von der zur Erzeugung von Wasserstoff verfügbaren erneuerbaren Strommenge. Diese wiederum ist abhängig von der installierten Leistung an erneuerbaren Anlagen und dem allgemeinen restlichen Strombedarf. Bei langfristigeren Angaben von installierten Leistungen an Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung werden in einer Vielzahl von Studien sehr unterschiedliche Werte vorhergesagt. Während beispielsweise in dem *BMW/Langfristszenario* für 2050 eine installierte Leistung an Photovoltaikanlagen von 70 GW ermittelt wird (BMW 2017b), nimmt das Fraunhofer IWES³ einen Wert von 340 GW an (Knorr et al. 2017). Auch bei der Ermittlung der direkten Strombedarfe für 2050 werden unterschiedliche Ergebnisse erhalten. Bettgenhäuser et al. (2018) führen im Rahmen ihrer Studie *Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem* eine Mittelung der Ergebnisse von zwölf verschiedenen Studien durch. Die verfügbare Strommenge, die im Jahr 2050 erneuerbar erzeugt wird, wird auf ca. 720 TWh bis 870 TWh geschätzt. Für den direkten Strombedarf werden 600 TWh angenommen, sodass zwischen 120 TWh und 270 TWh zur Herstellung von Wasserstoff und erneuerbarem Methan genutzt werden können (Bettgenhäuser et al. 2018). Je nach Wirkungsgrad, der als weiterer Einflussparameter zur Potenzialanalyse gilt, ergibt sich bei reiner Wasserstoffproduktion ein Potenzial von ca. 80 TWh bis 230 TWh für grünen Wasserstoff oder bei vollständiger Methanisierung ein Potenzial von ca. 60 TWh bis 200 TWh erneuerbarem Methan⁴. Die Studie *Klimapfade 2.0*, in der bereits das Klimaziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 berücksichtigt wird, ermittelt einen höheren direkten Stromverbrauch von ca. 840 TWh sowie einen Strombedarf zur Erzeugung von erneuerbaren Gasen von 155 TWh, der im ähnlichen Größenbereich liegt. Eine höhere Stromnutzung zur Erzeugung von erneuerbaren Gasen ist aufgrund des fehlenden Potenzials an erneuerbaren Erzeugungsanlagen nicht möglich. (Burchardt et al. 2021)

Der zusätzlich limitierende Faktor bei der Erzeugung von erneuerbarem Methan ist die Verfügbarkeit von CO₂. Die Weiterentwicklung der Technologien zur CO₂-Abscheidung hat daher einen direkten Einfluss auf die mögliche Bereitstellung von erneuerbarem Methan (Wachsmuth et al. 2019).

Eine Möglichkeit der Bedarfsdeckung liegt im Import von erneuerbaren Gasen, die in sonnen- und windreichen Ländern günstig hergestellt werden können. Auch, wenn Importe eine Abhängigkeit von anderen Ländern bedingen (Bettgenhäuser et al. 2018), erscheint dieser Weg vor dem Hintergrund einer höheren Stromnachfrage als -angebot innerhalb Deutschlands

³ Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.

⁴ Die Berechnung erfolgte unter Berücksichtigung eines minimalen bzw. maximalen Wirkungsgrads für die Elektrolyse von 67 % - 85 % und für die Methanisierung von 75 % - 85 %.

zweckmäßig und wirtschaftlich sinnvoll (Wachsmuth et al. 2019). Robinius et al. (2020) sieht vor allem den Import von grünem Wasserstoff als notwendige Maßnahme für die Erreichung des Ziels einer 95%igen Reduktion der Treibhausgasemissionen. In ihrer Studie *Wege für die Energiewende* für das Jahr 2050 übersteigt der Import von Wasserstoff mit 220 TWh die eigene Produktion von 180 TWh bei einer installierten inländischen Elektrolyseleistung von 60 GW (Robinius et al. 2020). Die *dena-Leitstudie* weist eine inländische Produktion in der gleichen Größenordnung aus (160 TWh), ergänzt diese jedoch mit einem deutlich höheren Import von 740 TWh (dena 2018). Die Studie *Klimapfade 2.0* geht wiederum von nur 130 TWh Wasserstoffimport aus, hat jedoch auch einen geringeren Wasserstoffbedarf insgesamt ermittelt (Burchardt et al. 2021). Die Autarkieannahmen sind bei der Ermittlung des Potenzials demnach auch ein entscheidender Einflussparameter (Kreidelmeyer et al. 2020). Eine zusammenfassende Übersicht über die Annahmen der Potenziale strombasierter Gase in den aufgeführten Studien bietet Tabelle 2.1.

Tabelle 2.1: Annahmen zu der möglichen inländischen Erzeugung sowie möglichem Import von strombasierten Gasen in den betrachteten Studien in TWh

	Bettgenhäuser et al. 2018	Robinius et al. 2020	Burchardt et al. 2021	dena 2018
Gesamtpotenzial	60 – 230	400	230	870 – 900
davon inländische Erzeugung	60 – 230	180	100	130 – 160
davon Import		220	130	740

Ein wichtiger Faktor bei der Ermittlung des zukünftigen Potenzials ist die Entwicklung der Investitions- und Herstellungskosten (Kreidelmeyer et al. 2020). Diese haben einen großen Einfluss auf die Marktfähigkeit einer Technologie. Jedoch ist die Entwicklung nicht vorhersehbar und lässt daher einen großen Spielraum. Bei einer zur Windenergie vergleichbaren technologischen Lernrate können die spezifischen Investitionskosten einer PtG-Anlage bei jeder Verdopplung der installierten Anlagenleistung um 13 % gesenkt werden. Für das Jahr 2050 würde diese Annahme die Kosten für eine PtG-Anlage zur Wasserstoffherzeugung von 250 bis 550 €/kW ergeben (Golling et al. 2017). Die Herstellungskosten einer Kilowattstunde Wasserstoff werden für das Jahr 2050 auf 12,4 ct geschätzt. Diese Annahme gilt sowohl für inländischen als auch für importierten Wasserstoff, da günstigere Herstellungskosten im Ausland durch Transportkosten kompensiert werden (Kreidelmeyer et al. 2020). Finanzielle Anreize seitens der Politik beispielsweise beim Strombezug oder zur systemdienlichen Fahrweise für die Nutzung von Überschussstrom gibt es bisher nicht (Golling et al. 2017). Insgesamt ergibt sich durch die Nutzung von erneuerbaren Gasen im Zuge der Umstellung des Energiesystems zur Erreichung der Klimaziele ein hoher finanzieller Aufwand, der jedoch insgesamt mit gegenwärtigen Energiekosten vergleichbar und in jedem Fall um ein Vielfaches geringer als die Klimafolgekosten ist. (Robinius et al. 2020)

Die Nachfrage nach **strombasierten Gasen** setzt sich zusammen aus Gasendenergiebedarfen, Gasbedarfen im Umwandlungssektor zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie nichtenergetischer Gasverbräuche (FNB Gas 2021c). Ein relevanter Einflussparameter für die Bedarfe ist das betrachtete Ambitionsniveau des Klimaschutzes (Kreidelmeyer et al. 2020). Wie in Kapitel 1 dargestellt, war das ursprüngliche Ziel der Bundesregierung eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 80 % bis 95 % im Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990. Die Entscheidung für die Höhe der Reduktion ist jedoch

bedeutend bei der Ermittlung der Gasbedarfe, was in den bisherigen Analysen wie beispielsweise den *BMWi-Langfristszenarien* (BMWi 2017b) oder *Wege für die Energiewende* (Robinius et al. 2020) deutlich wird. In beiden Studien werden sowohl die Betrachtung einer 80%igen als auch einer 95%igen Reduktion der Treibhausgasemissionen vorgenommen. Bei einem betrachteten Ambitionsniveau von 80 % Treibhausgaseinsparungen kommen strombasierte Energieträger wie Wasserstoff und erneuerbares Methan kaum bzw. gar nicht zum Einsatz, da die direkte Stromnutzung aus Effizienzgründen vorgezogen wird. Einige Bereichen, in denen der Einsatz von Strom nicht oder nur aufwendig möglich ist, müssen bei einem Ziel von 80%iger Treibhausgasemissionsreduktion nicht zwingend dekarbonisiert werden (BMWi 2017b). Auch kann, wie bereits in Abschnitt 2.1.1 erläutert, Erdgas bereits einen Teil dazu beitragen, in einigen Anwendungen die Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Bei einer Treibhausgasemissionsreduktion um 95 % bis zum Jahr 2050 ist der Einsatz von strombasierten Energieträgern dagegen unabdingbar. Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 des neuen Bundesklimaschutzgesetzes geht noch über das Ziel der 95%igen Reduktion hinaus. Um dies zu erreichen, müssen alle fossilen Energieträger in allen Verbrauchssektoren substituiert werden, was mit einer zunehmenden Bedeutung von erneuerbaren Gasen im zukünftigen Energiesystem einhergeht (Robinius et al. 2020). Die ermittelte langfristige Bedarfsmenge an strombasierten Gasen schwankt je nach Studie stark zwischen 110 TWh und 1.200 TWh (Kreidelmeyer et al. 2020). Diese große Spannbreite entsteht aufgrund unterschiedlich getroffener Annahmen. Der Zusammenschluss der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (FNB Gas) berücksichtigt im Rahmen der Entwicklung des neuen Netzentwicklungsplans zwei Szenarien basierend auf zwei unterschiedlichen Studien (FNB Gas 2021c). Eine Modifizierung der *dena-Leitstudie (dena 2021)* ergibt einen Gasbedarf für das Jahr 2050 von ca. 1.030 TWh, wovon 530 TWh auf erneuerbares Methan und 500 TWh auf Wasserstoff entfallen. Verglichen mit dem heutigen Bedarf von ca. 910 TWh ist der Gesamtwert leicht gestiegen. Auf Grundlage des *Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan*s (BMWi 2020b) wird dagegen für das Jahr 2050 lediglich ein Gasbedarf von ca. 350 TWh ermittelt, also ein Rückgang des Gasbedarfs angenommen. Wasserstoff spielt in dieser Studie mit einem Bedarf von fast 70 TWh nur eine untergeordnete Rolle (FNB Gas 2021c). Auch in diesem Fall wird die Schwankungsbreite ersichtlich. Die Studie *Klimapfade 2.0* (Burchardt et al. 2021) geht unter Berücksichtigung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 wiederum von einer Wasserstoffnachfrage von 240 TWh aus. Eine zusammenfassende Übersicht der Gasbedarfe der aufgeführten Studien ist in Tabelle 2.2 dargestellt.

Tabelle 2.2: Annahmen zu dem zukünftigen Gasbedarf im Jahr 2050 in den betrachteten Studien in TWh

	BMWi 2020b	Burchardt et al. 2021	dena 2021
Gesamter Gasbedarf 2050	350	325	1.030
davon Methan	280	85	530
davon Wasserstoff	70	240	500

Trotz der sehr unterschiedlichen Ergebnisse der Bedarfs- und Potenzialanalysen wird deutlich, dass das verfügbare Potenzial sich an der unteren Grenze der Bedarfsmenge bewegt. Die verfügbaren Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Strom in Deutschland werden voraussichtlich auch bei Ausreizung des Ausbaupotenzials der erneuerbaren Energien nicht

ausreichen, um die Nachfrage nach erneuerbaren Gasen vollständig zu befriedigen. Daher wird die bereits beleuchtete Importoption eine wichtige Rolle zur Bedarfsdeckung spielen. Zusätzlich können Gasspeicher, die im technischen Sinne nicht zu den Erzeugungsanlagen zählen, zum temporären Bilanzausgleich beitragen. (FNB Gas 2021c)

Bedeutung von erneuerbaren Gasen für das Energiesystem

Um das Klimaziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen, ist eine vollständige Dekarbonisierung des ganzen Energiesystems notwendig. Erneuerbarer Strom ist aus Effizienzgründen in vielen Bereichen die vorzuziehende Option. Daher wurde bei den bisherigen Klimaschutzbemühungen auf eine umfangreiche Elektrifizierung gesetzt. Mittlerweile hat sich jedoch herausgestellt, dass eine vollständige Umstellung auf Strom nicht zielführend ist. Zum einen ist eine Elektrifizierung in Bereichen wie beispielsweise der Industrie sehr aufwendig oder gar nicht umsetzbar. Zum anderen ist ein rechtzeitiger und ausreichender Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen in dem erforderlichen Umfang sowie einer dafür notwendigen Strominfrastruktur nicht realisierbar (OGE 2021). Zudem ist die Versorgungssicherheit bei einer vollständigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch die hohe Fluktuation und der geringen Speicherkapazitäten nicht gesichert (Kreidelmeyer et al. 2020). Insbesondere der beschlossene Ausstieg aus der Kernkraft und der Kohle bedingt die Bereitstellung großer Mengen erneuerbarer Energieträger bereits in den kommenden Jahren. Aus den aufgezeigten Gründen werden vor allem erneuerbare Gase wie grüner Wasserstoff und erneuerbares Methan von großer Bedeutung sein, um als Speicher oder als Energieträger genutzt zu werden. Die Vorteile der gasförmigen Energieträger liegen in der Flexibilität, der Speicherbarkeit und der Kosteneffizienz und bieten daher ein bisher ungenutztes Potenzial, um einen Beitrag zur Dekarbonisierung aller Sektoren beizutragen (FNB Gas 2021c). Für das Energiesystem bedeutet dies, dass beim Ausbau der Anlagen zur erneuerbaren Stromerzeugung der Strombedarf zur Erzeugung von den erneuerbaren Gasen berücksichtigt werden muss. Sowohl bei der Erzeugung als auch beim Transport geht es dabei nicht darum, dass die Energieträger gegeneinander konkurrieren, sondern dass eine intelligente, smarte Verknüpfung stattfindet, um ein effizientes und kostengünstiges Energiesystem zu erhalten.

Auf den in Abschnitt 2.1.1 beschriebenen Fuel Switch folgt somit langfristig der Content Switch, der den Austausch des Erdgases durch erneuerbare Gase beschreibt. So können pro Terrawattstunde erneuerbaren Gases anstelle von Erdgas 200.000 Tonnen CO₂ eingespart werden (Bettgenhäuser et al. 2018). Der Einsatz von erneuerbaren Gasen in Ergänzung zu erneuerbarem Strom ist daher langfristig unabdingbar, um das Klimaziel des treibhausgasneutralen Energiesystems bis 2045 zu erreichen.

Politischer Rahmen: Europäische und Nationale Wasserstoffstrategie

Die politischen Rahmenbedingungen haben einen großen Einfluss auf die zukünftige Gestaltung des Energiesystems und große Auswirkungen auf die Gesamtnachfrage in den einzelnen Sektoren (BMW 2020a). Das vorhandene Potenzial der erneuerbaren Gase findet in den politischen Diskussionen zur Energiewende in den letzten Jahren immer größere Berücksichtigung. Im Juni 2020 wurde in Deutschland die *Nationale Wasserstoffstrategie* beschlossen, um Wasserstoff als Säule der Energiewende zu implementieren (Bundesregierung 2020). Auch die Europäische Union (EU) unterstützt die Entwicklung von

Wasserstoff im Rahmen der *EU-Wasserstoffstrategie*, die im Juli 2020 veröffentlicht wurde (EU 2020). Die Strategiepapiere bieten einen politischen Rahmen auf nationaler bzw. europäischer Ebene, innerhalb dessen konkrete Projekte entwickelt werden. In beiden Papieren wird die Unterstützung von Forschung und Innovationen sowie finanzielle Unterstützung zugesichert, um Wasserstoff und seine Folgeprodukte wie beispielsweise erneuerbares Methan als Energieträger zu etablieren. In beiden Strategien wird grüner Wasserstoff als unverzichtbares Element zur Erreichung der europäischen Klimaziele bezeichnet. Dieser wird als Lösung für die Dekarbonisierung der Sektoren gesehen, in denen die Reduzierung von CO₂ nur schwer zu erreichen ist, beispielsweise in bestimmten Industrieprozessen. Es wird darauf verwiesen, dass grüner Wasserstoff im Vergleich zu bereits in größerem Maßstab verwendetem grauen Wasserstoff noch nicht kosteneffizient sei. Daher bedürfe es politischer Unterstützung, den technologischen Fortschritt voranzutreiben, den Wechsel von grauen zu grünem Wasserstoff zu vollbringen sowie die Produktion und Nutzung weiter auszubauen.

Die *EU-Wasserstoffstrategie* sieht drei Phasen vor. Die Ziele der ersten Phase beinhalten die Installation von mindestens 6 GW an Elektrolyseuren zur Produktion von grünem Wasserstoff, um bestehende Wasserstoffproduktionen in der Industrie zu dekarbonisieren sowie erste neue Endanwendungen in den Blick zu nehmen. Die Produktion des Wasserstoffs soll zunächst in der Nähe der Nachfragezentren wie Raffinerien oder Chemiekomplexen erfolgen, sodass kein langer Transport notwendig ist. Bis zum Ende der ersten Phase im Jahr 2024 soll bis zu 1 Mio. Tonnen grüner Wasserstoff pro Jahr produziert werden. Die anschließende zweite Phase läuft bis zum Jahr 2030 und hat einen Ausbau der Elektrolyseure auf mindestens 40 GW zum Ziel. Damit soll die Produktion von 10 Mio. Tonnen grünen Wasserstoffs pro Jahr möglich sein, was einer Energiemenge von 333 TWh entspricht. Da der *EU-Wasserstoffstrategie* nach erwartet wird, dass die Kosten der Produktionstechnologien im Laufe der nächsten Jahre stark sinken, wird grüner Wasserstoff in der zweiten Phase wettbewerbsfähig werden. Wasserstoff soll neben der direkten Nutzung auch weitere Funktionen einnehmen: zum einen als täglicher und saisonaler Speicher für Strom aus erneuerbaren Energien, zum anderen auch als Energiepuffer über verschiedene Regionen und Verbrauchssektoren hinweg. Ebenso wird im Strategiepapier der Bedarf an Infrastruktur zum Transport des Wasserstoffes und die Option der Umwidmung des existierenden Gasnetzes herausgestellt. Konkrete Umsetzungspläne werden nicht genannt. Es wird lediglich darauf hingewiesen, dass Maßnahmen erforderlich seien, um den grünen Wasserstoff aus Gebieten mit hohem Potential an erneuerbaren Energien zu den Nachfragezentren zu transportieren. Die letzte Phase umfasst den Zeitraum vom Jahr 2030 bis zum Jahr 2050. Als Zielformulierung werden der weitere Ausbau und Einsatz von grünem Wasserstoff genannt. Es wird erneut darauf hingewiesen, dass der Fokus auf die Sektoren gelegt werde, in denen es bisher keine oder nur kostenintensive Alternativen zur Dekarbonisierung gibt. Wasserstoff solle laut Strategiepapier in dieser Phase schon in systemrelevantem Umfang genutzt werden. Um die Produktion von grünem Wasserstoff zu ermöglichen, soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben werden. (EU 2020)

Die *Nationale Wasserstoffstrategie* setzt das Ziel, Deutschland zum weltweit führenden Ausrüster für moderne Wasserstofftechnologien zu machen. Das Vorgehen ist in zwei Phasen unterteilt: die erste Phase bis zum Jahr 2023, die zweite Phase bis zum Jahr 2030. In der ersten Phase soll zunächst der Markthochlauf erfolgen und die Grundlagen für einen Heimatmarkt geschaffen werden. Dabei wird ein Aktionsplan festgelegt, der Maßnahmen in

den Bereichen Erzeugung, Verkehr, Industrie, Wärme, Infrastruktur und Versorgung, Forschung und Innovationen, Europa sowie internationaler Markt und Partnerschaften definiert. Hauptsächlich handelt es sich um Förderungs- und Unterstützungsmaßnahmen, wie verbesserte Rahmenbedingungen für den effizienten Einsatz von Strom, die Förderung von Elektrolyseuren im Industriebereich, die Förderung von Anlagen zur Erzeugung strombasierter Kraftstoffe, die Schaffung von europaweiten Standards und die Integration von Wasserstoff in bestehende Energiepartnerschaften. Eine genaue Zielformulierung wird im Bereich Verkehr definiert. Dort wird eine Elektrolyseleistung von 2 GW zur Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen festgelegt. Bei weiteren Maßnahmen fehlen konkrete Zielsetzungen oder es wird auf zukünftige Programme verwiesen. Die zweite Phase beinhaltet die Festigung des Heimatmarktes und die Gestaltung der europäischen und internationalen Dimension. Im weiteren Strategiepapier wird auf Basis einer Schätzung der Bundesregierung des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2030 von ca. 90 – 110 TWh das Ziel eines Ausbaus an Elektrolyseuren mit einer Gesamtleistung von 5 GW bis 2030 festgelegt. Unter der Annahme von 4.000 Volllaststunden und einem Wirkungsgrad von 70 % kann mit den erzeugten 14 TWh ein Teil dieses Bedarfs gedeckt werden. Es wird betont, dass eine Erhöhung der CO₂-Emissionen aufgrund der höheren Stromnachfrage vermieden werden müsse. Je nach Möglichkeit sollen zudem bis zum Jahr 2035, jedoch spätestens bis zum Jahr 2040, weitere 5 GW zugebaut werden. Zur Deckung des Bedarfs wird zusätzlich der Import eine große Rolle spielen. Daher wird in der *Nationalen Wasserstoffstrategie* auch ein besonderer Fokus auf die Zusammenarbeit innerhalb der EU gelegt. (BMWi 2020a)

2.2 Die Gasinfrastruktur in Deutschland

Die aktuelle Gasinfrastruktur entstand in den 1960er Jahren und wird heute von den Netzbetreibern kontinuierlich nach Bedarf um- und ausgebaut (Wachsmuth et al. 2019). Sie besteht aus einem stark verzweigten Gasnetz mit Gasleitungen verschiedener Größen und Druckstufen sowie Gasspeichern. Im Folgenden wird der aktuelle Stand des Gasnetzes und die Ausbauplanung für die nächsten Jahre vorgestellt sowie mögliche Optionen für die zukünftige Nutzung beleuchtet. Des Weiteren werden die derzeitigen Gasspeicher als Teil der heutigen Gasinfrastruktur betrachtet und die Möglichkeiten der Speicherung hinsichtlich der Nutzung von erneuerbaren Gasen dargestellt.

2.2.1 Gasnetz

Der Transport von Gas erfolgt überwiegend über unterirdische Pipelines. In Europa existiert ein gut ausgebautes Leitungsnetz von mehr als 2 Mio. km Länge, welches grundsätzlich für den Transport von Erdgas errichtet wurde. Für große Entfernungen oder in Regionen, in denen aus geologischen Gründen kein Leitungsbau möglich ist, erfolgt der Transport von Erdgas im flüssigen Zustand (engl. liquefied natural gas, LNG) per LKW oder Schiff (van Basshuysen 2015). Im Rahmen dieser Arbeit wird ausschließlich der leitungsgebundene Transport von Gas betrachtet.

Das deutsche Erdgasnetz

Das deutsche Erdgasnetz umfasst Leitungen von mehr als 595.000 km Leitungslänge und ist aufgeteilt in das Fernleitungsnetz (41.600 km) und in das Verteilnetz (554.000 km). Die Verantwortlichkeiten der Netze liegen auf Fernleitungsnetzebene bei den 16 Fernleitungsnetzbetreibern, die der Verteilnetze lokal bei den 703 Verteilnetzbetreibern (BNetzA 2021). Eine Übersicht des deutschen Gasnetzes wird in Abbildung 2.7 dargestellt.



Abbildung 2.7: Das deutsche Gasnetz mit Leitungen > 4 bar (DVGW 2021)

Das Fernleitungsnetz dient dem Transport des inländisch geförderten sowie des importierten Gases zu den Verteilnetzen, zu Kraftwerken und zu Speichern. Zusätzlich beinhaltet es Durchgangsleitungen, um Gas durch Deutschland von und zu den angrenzenden Staaten zu transportieren. Mit insgesamt 30 Grenzübergangspunkten trägt es zur transeuropäischen Vernetzung bei (FNB Gas 2021c). Das Verteilnetz verbindet das Fernleitungsnetz mit den Verbrauchern, die hauptsächlich aus privaten Haushalten und kleineren Industrie- und Gewerbekunden bestehen (Wachsmuth et al. 2019).

In Deutschland wird über 95 % des Gasbedarfs durch Importe gedeckt (LBEG 2021). Das Gas wird überwiegend aus Russland sowie Norwegen und den Niederlanden importiert. Ein kleiner Teil kommt aus der inländischen Förderung sowie der Biomethanherzeugung. Die insgesamt in das deutsche Gasnetz eingespeiste Menge lag im Jahr 2020 bei ca. 1.790 TWh, wovon in Summe 56 TWh aus den Gasspeichern entnommen wurde. 45 % des eingespeisten Gases wurde lediglich durch Deutschland durchgeleitet (BNetzA 2021). Die Gasflüsse werden zusammenfassend in Abbildung 2.8 dargestellt. Eine genaue Aufschlüsselung der Im- und Exportübergabeländer ist in Anhang A gegeben.

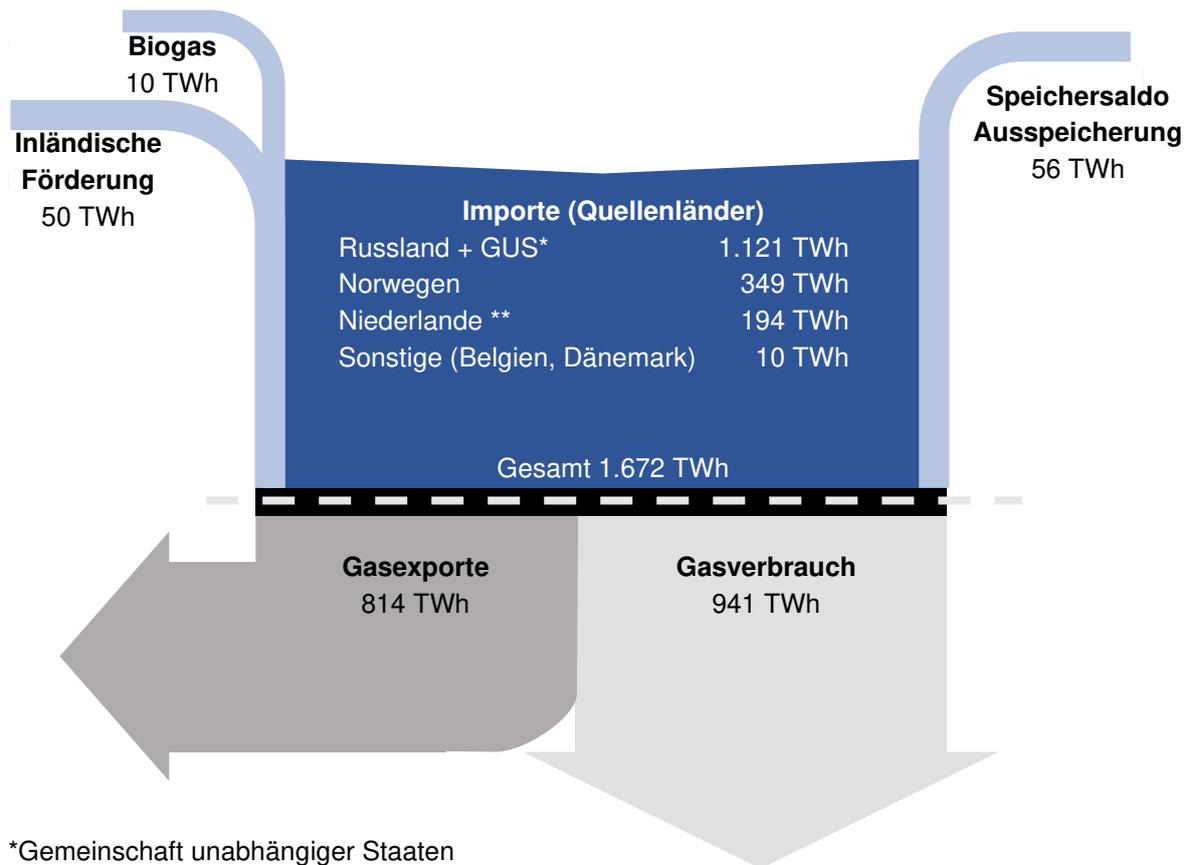


Abbildung 2.8: Gasaufkommen und -verwendung in Deutschland im Jahr 2020 in TWh (BNetzA 2021)

Im Jahr 2020 wurden insgesamt knapp 200 TWh Gas aus dem Fernleitungsnetz an Letztverbraucher ausgespeist (BNetzA 2021). Auf Fernleitungsnetzebene sind dies große Kraftwerke. Die Verteilung ist in Abbildung 2.9 dargestellt. Über 60 % der ans Fernleitungsnetz angeschlossenen Verbraucher befinden sich in Nordrhein-Westfalen.

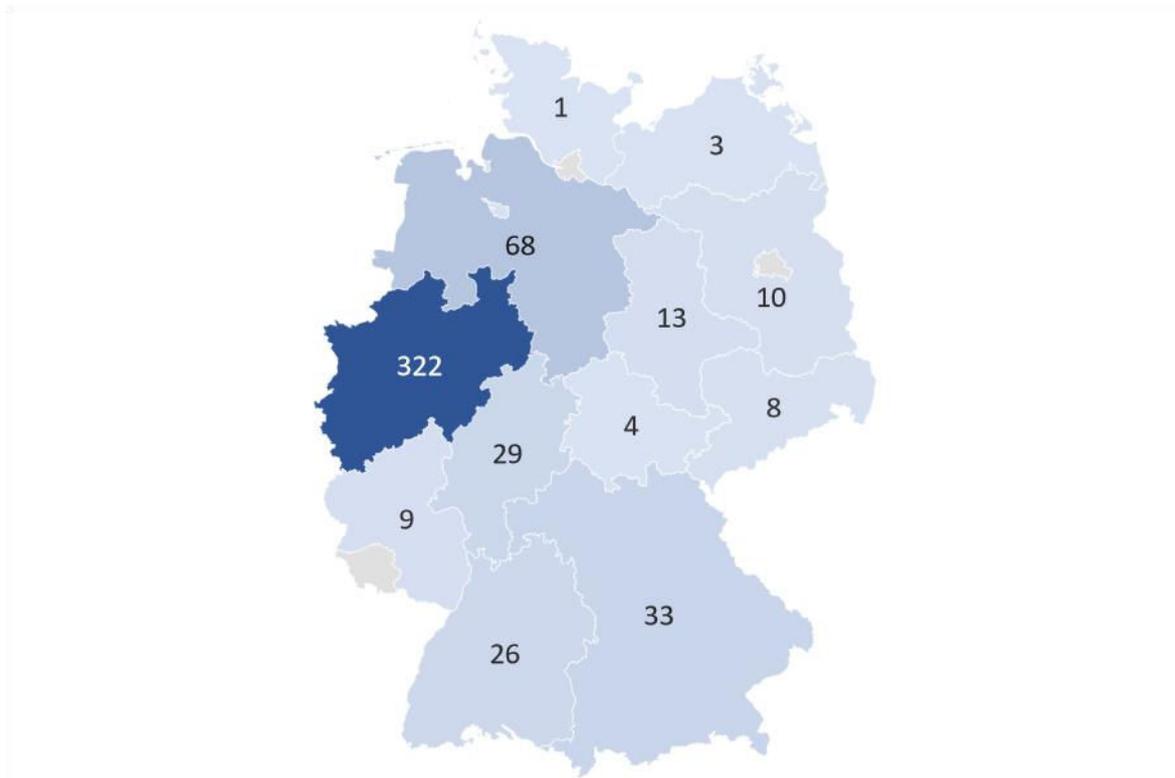


Abbildung 2.9: Letztverbraucher je Bundesland auf FNB-Ebene im Jahr 2020
(BNetzA 2021, eigene Darstellung)

Das nicht an Letztverbraucher ausgespeiste Gas aus dem Fernleitungsnetz wird an die Verteilnetze weitergegeben. Die Ausspeisemenge des Verteilnetzes betrug im Jahr 2020 mehr als 740 TWh, wovon ca. 36 % auf private Haushalte entfielen (BNetzA 2021).

Das deutsche Wasserstoffnetz

In Deutschland existieren drei Wasserstoffleitungsnetze mit einer Länge von über 400 km (Shell 2017). Sie sind an relevanten Standorten der chemischen Industrie vorzufinden, in denen bereits grauer Wasserstoff verwendet wird und dort in kurzen Distanzen transportiert werden muss. Die längste dieser Pipelineverbindungen ist im Ruhrgebiet installiert, eine weitere im mitteldeutschen Chemiedreieck Leuna-Buna-Bitterfeld (Wachsmuth et al. 2019). Die dritte und kleinste Wasserstoffleitung befindet sich in Schleswig-Holstein (Hüthig 2021). Die Wasserstoffleitungen sind in Abbildung 2.10 dargestellt.

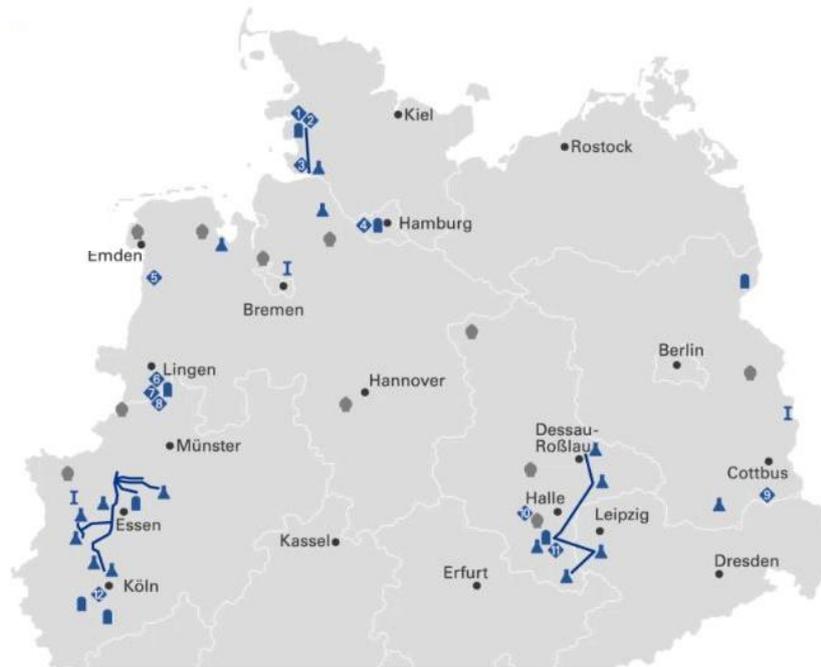


Abbildung 2.10: Deutsche Wasserstoffleitungen im Jahr 2021 (Salcher et al. 2021)

Integration der erneuerbaren Gase in das Gasnetz

Im Zuge der Dekarbonisierung des Gassektors ergeben sich verschiedene Möglichkeiten der Integration von erneuerbaren Gasen in die Gasinfrastruktur. Darunter fallen der Einsatz von Biomethan oder erneuerbarem Methan, die Beimischung von Wasserstoff in das aktuelle Gasnetz, der Aufbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur und die Umwidmung des bestehenden Gasnetzes zur Nutzung von Wasserstoff (Schulz 2020). Biomethan wird bereits heute in das bestehende Erdgasnetz eingespeist, nachdem im Zuge der Aufbereitung der Methangehalt so erhöht wird, dass es dem von Erdgas entspricht (BDEW 2019). Unter gleichen Voraussetzungen ist der Transport von erneuerbarem Methan in dem existierenden Erdgasnetz problemlos möglich. Wasserstoff dagegen kann nicht einfach in das Erdgasnetz eingespeist werden, da dieser andere chemische Eigenschaften aufweist. Dementsprechend muss zunächst eine Transportinfrastruktur aufgebaut oder das bestehende Netz angepasst werden (Wachsmuth et al. 2019). In der Literatur werden die verschiedenen Transportmöglichkeiten von Wasserstoff seit langem vielfach diskutiert. Dabei werden die Optionen der Umwidmung der bestehenden Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport mit der einer neuen Wasserstoffinfrastruktur verglichen und einhergehende Herausforderungen bei der jeweiligen Umsetzung definiert (u.a. Krieg 2012, Reuß 2019, Reuß et al. 2019, Cerniauskas et al. 2020). Für den Wasserstofftransport innerhalb Europas wird der Transport per Pipeline empfohlen. Eine Umwidmung erscheint im Vergleich zum Neubau unter aktuellen Voraussetzungen und Wissensstand die sinnvollere und kostengünstigere Option und wird daher auch von den FNB Gas bei der Entwicklung der zukünftigen Netzplanung angenommen. Cerniauskas et al. (2020) kommen in ihrer Studie zu dem Ergebnis, dass eine Umwidmung von insgesamt 80 % des deutschen Pipelinenetzes technisch realisierbar wäre.

Netzentwicklungsplan Gas

Auch die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen die genannten Punkte in ihrer Netzplanung. Sie definieren ihre zukünftigen Vorhaben alle zwei Jahre in dem Netz-

entwicklungsplan (NEP), der der Bundesnetzagentur vorgelegt werden muss. Dabei richten sie sich nach der zu erwartenden Gasabnahme der nächsten Jahrzehnte und richten die Infrastruktur für Maximalfälle aus (Wachsmuth et al. 2019). Der aktuelle *NEP 2020 – 2030* der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas 2021b) definiert die Ausbaupläne bis 2030 unter Berücksichtigung der L-H-Gas-Umstellung⁵ sowie der zunehmenden Bedeutung der erneuerbaren Gase. Für die Erstellung des NEPs werden aktuelle Studien betrachtet und aufbauend auf zwei ausgewählten Szenarien, dem „Technologiemixszenario -95 %“ der *dena-Leitstudie* (dena 2021) und dem „EUCO30-Szenario“ der EU (EU 2016a), die Entwicklung des Gasbedarfs abgebildet und eine Basis- und eine Grüngasvariante modelliert. Für exogene Einflussgrößen wie die Abnahme von Erdgas, der Gasaustausch mit Nachbarländern, Auswirkungen von Versorgungsstörungen oder bereits geplante Investitionen in die Infrastruktur werden Annahmen getroffen, die in der Online-Datenbank der FNB Gas (www.nep-gas-datenbank.de) festgehalten sind. Anschließend wird basierend auf der Grüngasvariante der konkrete Netzausbauvorschlag für die Jahre 2020 – 2030 entwickelt und mit den dafür notwendigen Maßnahmen im NEP definiert. Bis Ende des Jahres 2030 sollen fast 1.600 km neue Ferngasleitungen für Erdgas inklusive einer Verdichterleistung von 405 MW installiert werden sowie 150 km explizit für erneuerbare Gase entstehen. Zusätzlich sollen in diesem Zeitraum 1.140 km Leitungen für die Nutzung von erneuerbaren Gasen umgestellt werden. Das Investitionsvolumen für die Ausbaumaßnahmen beläuft sich insgesamt auf 7,8 Mrd. Euro. Ergänzend wird im *NEP 2020 – 2030* erstmalig die Planung für ein Wasserstoffnetz konkretisiert. Das „Visionäre Wasserstoffnetz“ präsentiert ein mögliches Zukunftsbild eines überregionalen Wasserstoffnetzes in Deutschland mit einer Gesamtlänge von 5.900 km. (FNB Gas 2021b)

Der *Netzentwicklungsplan 2022 – 2032* befindet sich aktuell noch in der Entstehungsphase. Bereits veröffentlicht wurde der Szenariorahmen, auf dessen Basis die Modellierung erfolgt. In diesem wird der Gas- und Wasserstoffbedarf bis zum Jahr 2032 entwickelt und ein Ausblick bis zum Jahr 2050 gegeben. Als Basis dient erneut das Szenario der *dena-Leitstudie*, wobei aufgrund der Energieeffizienz eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff im Vergleich zu erneuerbarem Methan angenommen wurde. Ferner wurde eine Marktabfrage für Gas- und Wasserstoffprojekte durchgeführt, die einen deutlichen Zuwachs im Vergleich zu den Vorjahren erkennen ließ. Der Fokus des NEP wird auf einer integrierten Methan- und Wasserstoffnetzplanung liegen, sodass neben einer Basisvariante auch eine Wasserstoffvariante modelliert wird, die sowohl die Beimischung von Wasserstoff oder die Nutzung von erneuerbarem Methan als auch die Nutzung reiner Wasserstoffleitungen berücksichtigt. Dabei wird unter anderem auch analysiert, welche Leitungen des Erdgasnetzes für eine Umwidmung in Frage kommen, sodass gleichzeitig ausreichend Leitungen verbleiben, um den zukünftigen Methanbedarf zu decken. (FNB Gas 2021c)

⁵ Seit dem Jahr 2015 werden aufgrund des Rückgangs des L-Gas-Aufkommens in Deutschland und in den Niederlanden kontinuierlich alle Regionen, die derzeit mit L-Gas versorgt werden, auf die Versorgung mit H-Gas umgestellt. Die Umstellung soll bis zum Jahr 2030 abgeschlossen sein. (Zukunft Gas 2022)

2.2.2 Gasspeicher

Die Nachfrage nach Gas unterliegt sowohl tageszeitlichen als auch jahreszeitlichen und temperaturabhängigen Schwankungen, die nicht genau prognostizierbar sind. Aktuell wird Erdgas zu einer vertraglich festgesetzten Menge importiert, die nicht kurzfristig anpassbar ist. Um bei Nachfrageschwankungen jederzeit eine sichere Versorgung gewährleisten zu können, sind Speichertechnologien notwendig (LBEG 2021). Dabei stellt das deutsche Erdgasnetz selbst bereits einen flächendeckenden vorhandenen Speicher dar. Den Gasleitungen wird eine sogenannte „Pufferfunktion“ zugeschrieben, in denen das Gas bis zur Entnahme verbleiben kann (Müller-Syring et al. 2013). Die so im Netz „gespeicherte“ Energie liegt bei ca. 85 TWh (BDEW 2021).

Ergänzend dazu existieren verschiedene andere Speichermöglichkeiten. Die Erdgasspeicher lassen sich in oberirdische sowie unterirdische Speichersysteme einteilen. Zu ersteren gehören oberirdische Gastanks und Röhrenspeicher, die sich ca. zwei Meter unter der Erdoberfläche befinden. Sie dienen aufgrund ihres kleinen Speichervermögens hauptsächlich zum Ausgleich lokaler, kurzfristiger Bedarfsschwankungen (INES 2022). Zu den unterirdischen Speichersystemen, auch Untertagegasspeicher genannt, gehören die Porenspeicher und die Salzkavernenspeicher. Sie dienen aufgrund ihrer Größe zum Ausgleich von tages- und jahreszeitlichen Nachfrageunterschieden. Porenspeicher sind meist in Sandstein-Formationen ehemaliger Erdöl- bzw. Erdgaslagerstätten oder in ehemaligen salinaren Aquiferen eingerichtet. Das Gas wird unter hohem Druck in das unterirdische Gestein gepresst. Aufgrund der natürlichen Fließwege im Speichergestein erfolgt die Anpassung von Förderraten sehr langsam. Daher dienen Porenspeicher hauptsächlich der saisonalen Grundlastabdeckung. Aktuell befinden sich in Deutschland 16 Porenspeicher mit einem maximal nutzbaren Gasvolumen von 8,6 Mrd. m³. Dabei ist zu beachten, dass die mögliche nutzbare Gasmenge nicht dem eigentlichen Volumen des Speichers entspricht. Ein Teil des im Speicher enthaltenen Gases, das sogenannte Kissengas, verbleibt dauerhaft im Speicher (ca. ein Drittel bis die Hälfte des maximalen Speichervolumens), um einen Mindestdruck für die Gasentnahme zu erhalten. Das restliche Gas ist das Arbeitsgasvolumen, welches das tatsächlich ein- und ausspeicherbare Volumen kennzeichnet. Im Gegensatz zu Porenspeichern sind Salzkavernenspeicher künstlich geschaffene Hohlräume in Salzstöcken, die durch Ableitung der Sole entstehen. Sie befinden sich hauptsächlich in Norddeutschland, da dort die größten Vorkommen von Salzstöcken existieren. Der Bau erfolgt vorzugsweise in Küstennähe, da dort eine Ableitung der Sole ins Meer möglich ist. Kavernenspeicher besitzen eine höhere Förderrate als Porenspeicher, wodurch sie für den tageszeitlichen Schwankungsausgleich in Frage kommen. In Deutschland gibt es fast doppelt so viele Kavernenspeicher (31) wie Porenspeicher (16) mit einem maximal speicherbaren Arbeitsgasvolumen von 15,1 Mrd. m³. Insgesamt ergibt sich derzeit ein installiertes nutzbares Gasvolumen in Untertagegasspeichern von 23,7 Mrd. m³. Weitere 2,4 Mrd. m³ sind in Planung. (LBEG 2021)

Die Verteilung des nutzbaren Speichervolumens in Deutschland ist in Abbildung 2.11 dargestellt. Sowohl bei den Porenspeichern als auch bei den Kavernenspeichern hat Niedersachsen die mit Abstand größten Speicherkapazitäten vorzuweisen.

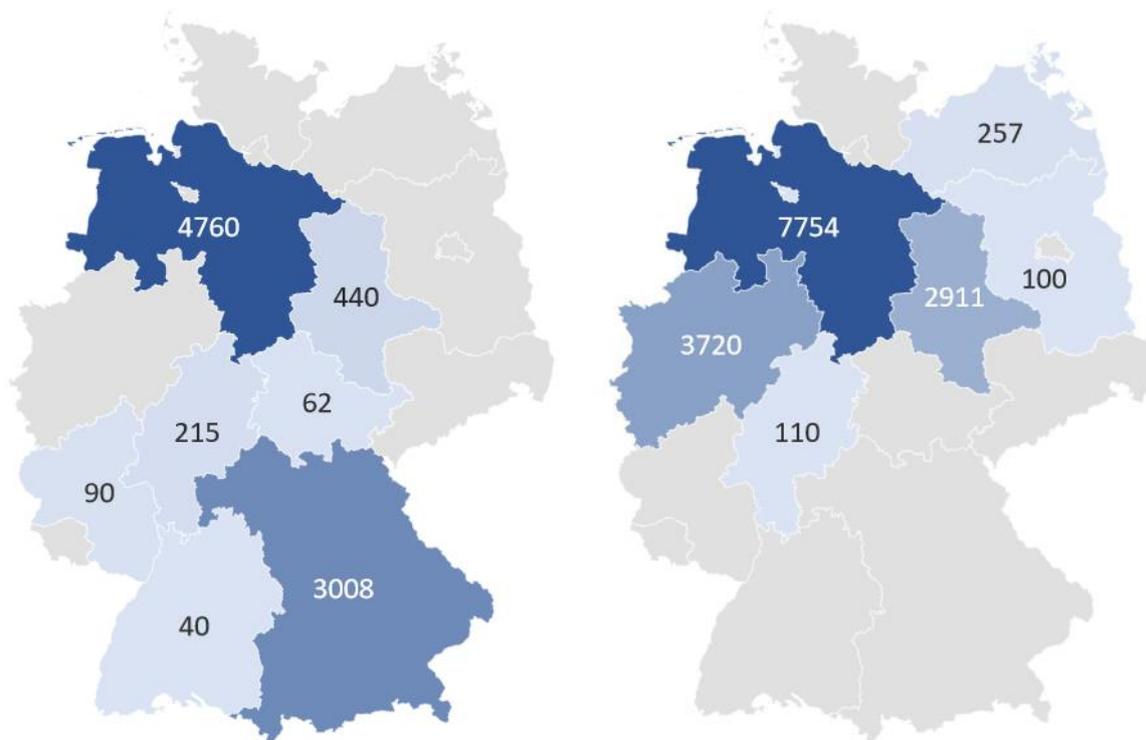


Abbildung 2.11: Nutzbares Arbeitsgasvolumen der Porenspeicher (links) und Kavernenspeicher (rechts) in Deutschland in Mio. m³ (LBEG 2021, eigene Darstellung)

Das im Jahr 2020 in Deutschland existierende Arbeitsgasvolumen der Gasspeicher entspricht einer Energiemenge von ca. 275 TWh, wovon 136 TWh auf Kavernenspeicher, 117 TWh auf Porenspeicher und 21 TWh auf sonstige Speicheranlagen entfallen (BNetzA 2021).

Mit steigendem Anteil von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen am Energiemix erlangen die Möglichkeiten der Energiespeicherung eine noch größere Bedeutung, um die Energieversorgung jederzeit zu gewährleisten. Die Wetterabhängigkeit der Windenergie- und der Photovoltaikanlagen lässt keine gesicherte Aussage zu Strom- bzw. Gasproduktionsmengen zu. Bisherige Lösungen, die Überschussstrom aufnehmen und anschließend bedarfsgerecht abgeben, sind beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, die jedoch nur eine geringe Speicherkapazität von 0,04 TWh aufweisen (Bothe et al. 2017). Die begrenzten Möglichkeiten der Stromspeichertechnologien und die Notwendigkeit der Speicherung aufgrund der fluktuierenden Energieerzeugung führen dazu, dass die Gasspeicher zukünftig vermehrt die Funktion eines generellen Energiespeichers im Rahmen der Power-to-Gas(-to-Power) Technologien einnehmen (Caglayan et al. 2020).

Die Speicherung von Wasserstoff ähnelt der Speicherung von Erdgas, sodass sich viele Erkenntnisse beim Bau und Betrieb übertragen lassen und von der langjährigen Erfahrung der Erdgasspeicherung profitiert werden kann. Dabei eignen sich zur Speicherung von Wasserstoff aufgrund geringer Investitionskosten, hohem Abdichtungspotenzials und geringem Bedarf an Kissengas insbesondere die unterirdischen Kavernenspeicher. Die technische Machbarkeit lässt sich an Standorten im Ausland wie in Großbritannien oder den USA, an denen bereits seit mehreren Jahren Wasserstoff in Salzkavernen gespeichert wird,

beweisen. Caglayan et al. (2020) zeigen ein mögliches Potenzial von Kavernen zur Wasserstoffspeicherung von 9.400 TWh in Deutschland auf, was 41 % des gesamten europäischen Potenzials ausmacht. Eine Übersicht zur Verteilung möglicher Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung in Europa ist in Abbildung 2.12 dargestellt.

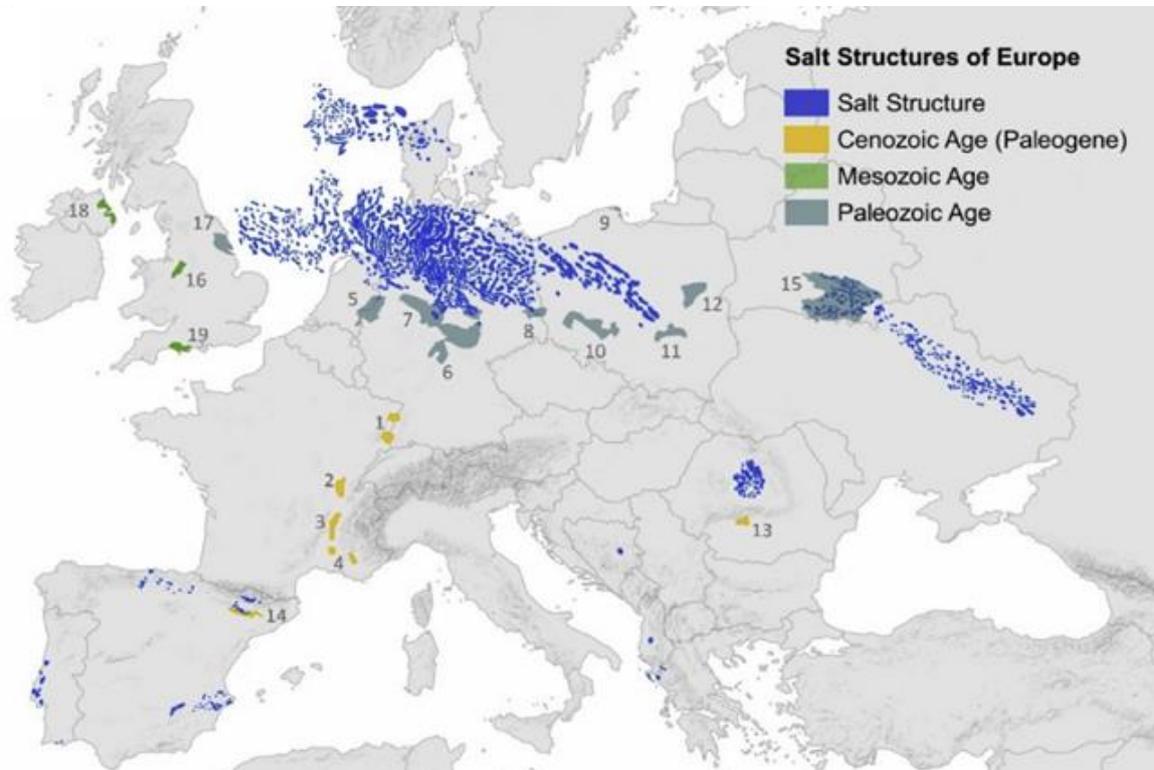


Abbildung 2.12: Salzstrukturen als mögliche Wasserstoffuntertagespeicher (Caglayan et al. 2020)

Die Karte verdeutlicht, dass Salzstrukturen zur möglichen Speicherung von Wasserstoff vorwiegend auf Norddeutschland fallen. Unter der Annahme einer maximalen Entfernung der Kavernen von 50 km zur Küste, in welchem Bereich die Entsorgung der Sole im Meer als wirtschaftlich erscheint, sinkt das deutsche Speicherpotenzial auf 4.400 TWh. Bei Hinzunahme von möglichen Offshore-Kavernen, also Kavernen unter der Nordsee, wird ein weitaus größeres Potenzial von 35.700 TWh für Deutschland erreicht. (Caglayan et al. 2020)

3 Die zukünftige Rolle der Gasinfrastruktur

Die Bedeutung des Energieträgers Gas wird im Rahmen der Energiewende bereits seit langem von diversen Forschungsinstituten in zahlreichen Studien untersucht. Zu den bekanntesten und in der Literatur meistzitiertesten zählen unter anderem die *dena-Leitstudie* (dena 2021), *Roadmap Gas* (BDEW 2020), *Roadmap Gas für die Energiewende* (Wachsmuth et al. 2019) und *Klimapfade 2.0* (Burchardt et al. 2021). Es werden dabei jeweils verschiedene Szenarien betrachtet, um die zukünftige Rolle der erneuerbaren Gase aufzuzeigen und den Wert dieser herauszustellen. Je nach gewählten Rahmenbedingungen sind Wasserstoff und erneuerbares Methan in unterschiedlichen Mengen und in unterschiedlichen Verhältnissen in das deutsche bzw. europäische Energiesystem der Zukunft integriert. Neben steigender Bedeutung der erneuerbaren Gase rückt nun auch die Gasinfrastruktur in den Fokus der Betrachtung. Analysen, die sich mit dem zukünftigen Transport von Gas beschäftigen, wurden bisher vor allem angesichts einer möglichen Versorgung des Verkehrssektors mit Wasserstoff durchgeführt (u.a. Baufume et al. 2012, Reuß 2019, Robinius 2015).

Im Hinblick auf die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführte Modellierung und dem Ziel, die Auswirkungen der Modellierung des Gasnetzes in der Energiesystemanalyse zu untersuchen, werden im Folgenden ähnliche, bereits existierende Studien und dessen Forschungsergebnisse vorgestellt. Anschließend wird in Abschnitt 3.2 ein Überblick über existierende Netzpläne für ein zukünftiges Wasserstoffnetz gegeben. Dabei ist zu erwähnen, dass die im Folgenden genannten Studien eine Auswahl darstellen und somit aufgrund der Vielzahl an weiteren, spezialisierten Veröffentlichungen keine Vollständigkeit gewährleistet werden kann. Bei der Auswahl der Studien wurde darauf geachtet, dass das ganzheitliche Energiesystem betrachtet wird sowie die Studien nicht älter als fünf Jahre sind, um einen optimalen Vergleich der Ergebnisse zu ermöglichen.

3.1 Energiesystemanalysen zu den Auswirkungen unterschiedlicher Transportinfrastrukturen

In diesem Abschnitt werden Studien, die Energiesystemanalysen zu unterschiedlichen Transportinfrastrukturen durchgeführt und deren Auswirkungen auf das Energiesystem untersucht haben, vorgestellt. Die im Folgenden betrachteten Studien sind:

- Bothe et al. (2017): „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“
- Hübner et al. (2021): „Techno-ökonomische Modellierung der künftigen Rolle leitungsgebundener Infrastruktur für Wasserstoff und CO₂“
- Wachsmuth et al. (2019): „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“

In den vorliegenden Studien werden verschiedene Szenarien modelliert, deren Durchführung und Ergebnisse im Einzelnen präsentiert werden. Es werden die jeweiligen Inputdaten herausgearbeitet, um nachvollziehen zu können, wie die Ergebnisse zustande kommen.

Sofern möglich, werden erhaltene Kenndaten zu Technologien, deren regionale Verteilung sowie Angaben zur Infrastruktur veranschaulicht und analysiert.

Zusätzlich dazu werden in kleinerem Umfang die Ergebnisse zweier weiterer Studien präsentiert, um die Relevanz der Ergebnisse der vorherigen Studien im Gesamtkontext besser einordnen zu können:

- ENTSOG (2019): „2050 Roadmap for Gas Grids“
- Burchardt et al. (2021): „Klimapfade 2.0“

Bothe et al. 2017: „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“

Bereits im Jahr 2017 gaben die Fernleitungsnetzbetreiber die Studie *Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland* (Bothe et al. 2017) in Auftrag, die unter Leitung der Wirtschaftsberatung Frontier Economics durchgeführt wurde. Sie diente der Abschätzung des Mehrwerts der Weiternutzung der Gasinfrastruktur mit erneuerbaren Gasen im Zuge der Energiewende. Die Studie basiert auf dem Ziel einer Treibhausgasreduktion Deutschlands bis zum Jahr 2050 um 95 % gegenüber dem Jahr 1990 und modelliert drei Szenarien, in denen der Energieträger Gas unterschiedlich eingesetzt wird. Die Szenarien werden anschließend hinsichtlich gesellschaftlicher Akzeptanz, Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit sowie Kosteneffizienz bewertet.

Szenarien

Das erste Szenario „*Strom*“ basiert auf Strom als nahezu alleinigem Energieträger. Für bestimmte Bereiche werden auch erneuerbare Kraftstoffe und Fernwärme zur Bedarfsdeckung eingesetzt. Dementsprechend werden die meisten Endanwendungen elektrifiziert und hauptsächlich die Strominfrastruktur als Verbindung zwischen Erzeugung und Anwendung genutzt. Die Gasinfrastruktur wird in diesem Szenario bis auf Durchgangsleitungen für Nachbarländer nicht genutzt.

Im zweiten Szenario „*Strom und Gasspeicher*“ werden zusätzlich zu Strom- auch Gasspeicher genutzt, um den Strom zwischenzuspeichern. Das Gas wird bei Bedarf vollständig rückverstromt, es findet also weiterhin kein Gastransport statt.

Das dritte Szenario „*Strom und grünes Gas*“ berücksichtigt die Nutzung beider Energieträger: Strom und Gas. Das bedeutet, es existieren neben den elektrischen auch gasbasierte Endanwendungen sowie eine Gasinfrastruktur zum Energietransport. Es wird angenommen, dass die Hälfte des transportierten und genutzten Gases grüner Wasserstoff sein wird, um den Industrie- und Verkehrssektor zu versorgen. Die andere Hälfte wird erneuerbares Methan sein, welches hauptsächlich im Wärmesektor Anwendung findet.

Inputdaten und Modellierung

Die Modellierung erfolgt für Europa mit Ausnahme der südöstlichen Regionen. Dabei werden Deutschland und seine Nachbarländer mit höherer Auflösung berücksichtigt, während andere Länder weniger detailliert betrachtet werden. Die Inputgrößen, die dem Modell exogen vorgegeben werden, bestehen aus Angebot (Bestandskraftwerke, Zubauoptionen, Speicher), Nachfrage (Strom- und Gasbedarf, Demand-Side-Management-Potenziale) sowie Netzkapazitäten. Der Endenergiebedarf in Deutschland für das Jahr 2050 wird auf Basis des

Bedarfs des Jahres 2015 und ausgewählter Studien zur zukünftigen Bedarfsentwicklung ermittelt. Aufgrund von technologiebedingten Unterschieden in der Endanwendung wird im dritten Szenario ein etwas höherer Endenergiebedarf festgesetzt als im ersten und zweiten Szenario. Die genauen Bedarfe je Szenario sind Tabelle 3.1 zu entnehmen.

Tabelle 3.1: Inputdaten je Szenario für das Jahr 2050

	Szenario 1 / 2 Strom / Strom + Gasspeicher	Szenario 3 Strom + grünes Gas
Endenergiebedarf in TWh	1.853	1.932
davon direkte Stromnachfrage	965	468
davon direkte Gasnachfrage	0	645

Die Outputgrößen, die von dem Modell optimiert werden, sind zum einen die Systemkosten und zum anderen die installierte Erzeugungsleistung, installierte Power-to-Gas-Anlagen sowie Speicheroptionen und deren Nutzung. Es wird angenommen, dass sowohl das erneuerbare Gas als auch der Strom ausschließlich inländisch erzeugt wird.

Ergebnisse

Die Modellierung des ersten Szenarios, in dem vorwiegend Strom als Energieträger genutzt wird, zeigt, dass dies keine zukunftsfähige Option für die Energiewende ist. Es würde ein Stromspeicher mit einem Speichervolumen von ca. 35 TWh erforderlich sein, welcher zudem eine saisonale Speicherung zulassen müsste, um die Versorgung jederzeit garantieren zu können. Dies führt nach aktuellem Stand der Forschung zu einem teuren und unrealistischen Ausbau, weshalb dieses Szenario im Rahmen der Studie nicht weiter betrachtet wird.

Das zweite Szenario wird als realistisch angesehen, da es aufgrund von Möglichkeiten der Gasspeicherung in Kombination mit Gaskraftwerken zur Rückverstromung das Stromerzeugungssystem entlastet und die Stromversorgung zu Zeiten hoher Nachfrage oder geringer Stromverfügbarkeit sicherstellt. Im Jahr 2050 beläuft sich die Erzeugung auf mehr als 240 TWh erneuerbaren Gases, das zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung zwischengespeichert wird.

Das dritte Szenario erlaubt zusätzlich zur Nutzung von Strom auch die Nutzung von Gas in Endanwendungen. Das Gas wird ausschließlich in Form von grünem Wasserstoff oder erneuerbarem Methan bereitgestellt. Das führt dazu, dass bis zum Jahr 2050 mehr als 250 GW_{el} an installierter Leistung an PtG-Anlagen erforderlich ist, was fast das Doppelte der installierten Leistung des zweiten Szenarios (130 GW_{el}) entspricht. Die Erzeugungsmenge liegt bei 646 TWh, welche sich fast vollständig auf den exogen vorgegebenen Gasbedarf zurückführen lässt. Der Strombedarf steigt aufgrund der Umwandlungsverluste bei der Gaserzeugung von 1.300 TWh auf rund 1.350 TWh im Jahr 2050.

Eine zusammenfassende und vergleichende Übersicht der Kenndaten zu Bedarfsmengen sowie die installierte Leistung an PtG-Anlagen für das zweite und für das dritte Szenario sind in Tabelle 3.2 gegeben.

3 Die zukünftige Rolle der Gasinfrastruktur

Tabelle 3.2: Ergebnisse der Modellierung – Strom- und Gasbedarfe sowie Leistung der PtG-Anlagen

	Szenario 2 Strom + Gasspeicher	Szenario 3 Strom + grünes Gas
Gasbedarf in TWh	244	646
Gas für Endanwendungen	0	645
Gas zur Rückverstromung	244	1
Strombedarf in TWh	1.296	1.347
direkte Stromnachfrage	965	468
Strombedarf PtG-Anlagen	331	879
Installierte Leistung PtG-Anlagen in GW_{el}	134	254

Die benötigten Stromerzeugungskapazitäten und -mengen sind in Abbildung 3.1 dargestellt⁶. Die an erneuerbaren Energien installierte Leistung zur Stromerzeugung (Wind, Solar, Sonstige EE) liegt im zweiten Szenario bei ca. 580 GW und stellt eine Energiemenge von 1.310 TWh bereit. Zusätzlich werden 32 GW an Energiespeichern und mehr als 100 GW an Gaskraftwerken zur Rückverstromung installiert. Das dritte Szenario beinhaltet eine etwas höhere erneuerbare Leistung von rund 620 GW. Energiespeicher und Gaskraftwerke gibt es in diesem Szenario dagegen kaum.

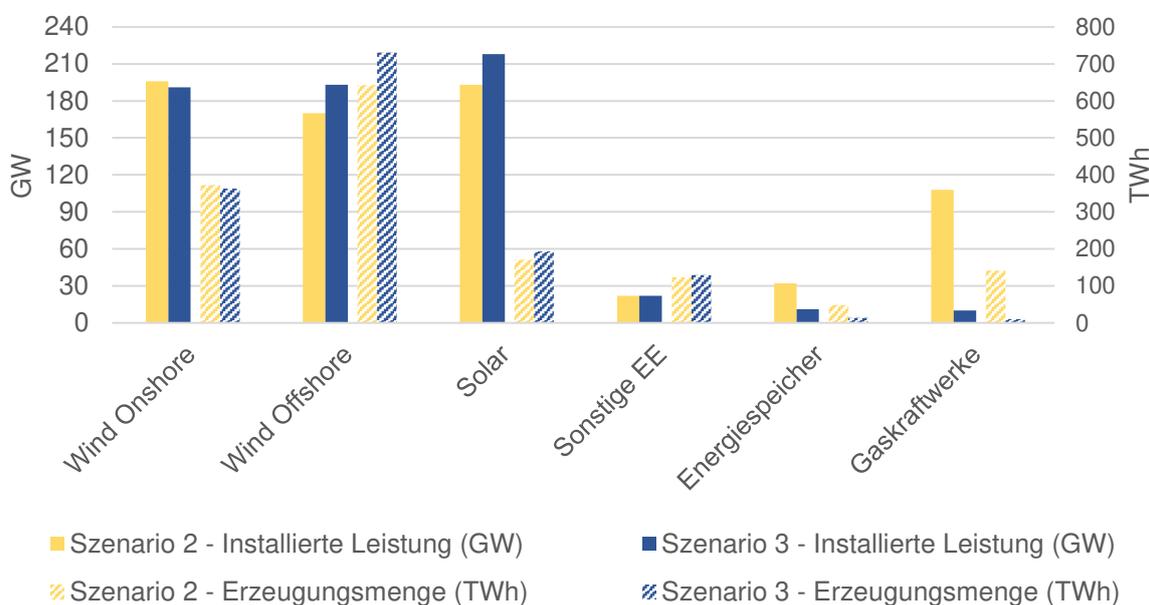


Abbildung 3.1: Installierte Leistung und Stromerzeugungsmengen der Technologien in den Szenarien 2 und 3 in GW bzw. TWh

In Summe ist die installierte Leistung zur Stromerzeugung bei möglicher Nutzung des Gastransports mit 645 GW geringer als im zweiten Szenario ohne Gastransport (721 GW). Die gesamte Stromerzeugung liegt mit knapp 1.500 TWh etwas über 1.440 TWh im dritten Szenario.

⁶ Die Kennzahlen sind tabellarisch in Anhang B.1 aufgeführt.

Der Transport im zweiten Szenario findet mittels des Energieträgers Strom statt, was zu einem Ausbau des Stromnetzes führt. Im dritten Szenario wird aufgrund des zulässigen Gastransports die bisherige Gasinfrastruktur erhalten und teilweise umgewidmet, um neben Methan auch Wasserstoff transportieren zu können. Dabei wird angenommen, dass die vorhandenen Gasleitungskapazitäten für den Transport ausreichen, während das Stromnetz auch in diesem Szenario ausgebaut wird. Die Netzlängen des Strom- und des Gasnetzes der Szenarien zwei und drei sowie die tatsächlichen Längen im Jahr 2020 (BNetzA 2021) sind in Tabelle 3.3 gegeben.

Tabelle 3.3: Ergebnisse der Modellierung – Netzlängen im Vergleich zum Jahr 2020

	2020	Szenario 2 Strom + Gasspeicher	Szenario 3 Strom + grünes Gas
Stromnetzlänge in Tsd. km	1.921	2.635	2.103
Übertragungsnetz	38	80	62
Verteilnetz	1.883	2.555	2.041
Gasnetzlänge in Tsd. km	596	11	514
Übertragungsnetz	42	11	33
Verteilnetz	554	0	481

Aufgrund des Erhalts des Gasnetzes fällt der Stromnetzausbau im dritten Szenario geringer aus, was bei wirtschaftlicher Bewertung eine Kostenersparnis gegenüber dem zweiten Szenario mit sich bringt. Im Rahmen der Ergebnisse werden Kosten aufgrund unterschiedlicher Lebensdauer und Investitionszeitpunkten als jährliche Annuität für das Jahr 2050 angegeben. Die Gesamtersparnis des dritten Szenarios gegenüber dem zweiten beläuft sich auf 12 Mrd. € pro Jahr (vgl. Abbildung 3.2). Sie setzt sich zusammen aus Einsparungen bei den gasbasierten Endanwendungen insbesondere im Wärmesektor und Einsparungen aufgrund des geringeren Stromnetzausbaus. Dem stehen im dritten Szenario höhere Kosten für Erhalt und Umwidmung des Gasnetzes sowie Mehrkosten für die höhere Stromerzeugung und den erhöhten Bedarf an PtG-Anlagen entgegen. Zur Ermittlung dieser Mehrkosten wurden für die Elektrolyse Kosten in Höhe von 250 €/kW_{el}, für die Methanisierung von 213 €/kW_{H2} und für die CO₂-Bereitstellung in Höhe von 10 €/MWh_{CH4} angenommen.

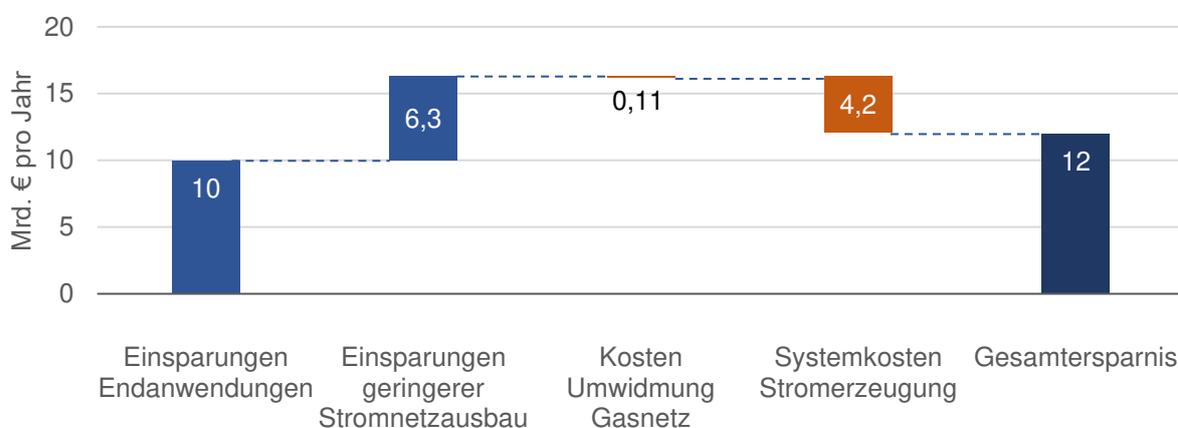


Abbildung 3.2: Kostenersparnis des Szenarios 3 gegenüber dem Szenario 2 (Bothe et al. 2017)

Die Betrachtung der gesellschaftlichen Akzeptanz der Szenarien ergibt eine höhere Akzeptanz des dritten Szenarios im Vergleich zu dem zweiten Szenario. Zum einen lässt sich dies auf den geringeren Stromnetzausbau zurückführen, da ein Ausbau des Stromnetzes allgemein auf Widerstand in der Gesellschaft stößt. Die Nutzung des Gasnetzes im dritten Szenario reduziert den Stromnetzausbau im Vergleich zum zweiten Szenario auf Übertragungsebene um bis zu 40 % und auf Verteilnetzebene um bis zu 60 %. Für den Gastransport existiert bereits eine umfangreiche Gasinfrastruktur mit hauptsächlich unterirdisch verlaufenden Gasleitungen, sodass kein Ausbau notwendig ist. Zum anderen führt das dritte Szenario zu weniger Veränderungen für den Endkunden. Im Zuge der Elektrifizierung des zweiten Szenarios müssten Endgeräte und gewohnte Technologien in weitreichendem Umfang ausgetauscht werden. Sowohl auf Netzebene als auch auf Endanwendungsebene ist die gesellschaftliche Akzeptanz demnach im dritten Szenario am höchsten.

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit scheinen sowohl das zweite als auch das dritte Szenario aufgrund der Gasspeicherkapazitäten Sicherheit zu bieten. Das dritte Szenario bietet den Vorteil, durch die Nutzung des Gasnetzes den Zugang zu internationalen Gasquellen und -speichern zu erhalten, wodurch die Energieversorgung zusätzlich abgesichert werden könnte. Zudem kann die Möglichkeit des Imports von erneuerbaren Gasen einen Kostenvorteil bringen, wenn die Erzeugung an Standorten erfolgt, die aufgrund vorteilhafter Bedingungen erneuerbaren Strom besonders günstig produzieren können.

Bewertung und Limitationen

Die von Bothe et al. (2017) durchgeführte Modellierung ergibt umfangreiche Kennzahlen zu Erzeugungskapazitäten, -mengen und Kosten für das deutsche Energiesystem der jeweiligen Szenarien im Jahr 2050. Es wird ein Überblick über die Gesamtsituation gegeben und absolute Zahlen für verschiedene Technologien präsentiert. Dadurch lässt sich ein Gesamteffekt, den die Nutzung der Gasinfrastruktur auf das Energiesystem hat, ableiten. Die veröffentlichten Ergebnisse lassen jedoch keinen Rückschluss auf die regionale Verteilung der Erzeugungstechnologien oder Speicher zu. Ferner wird keine Aufteilung des Leitungsnetzes für Wasserstoff und Methan für die betrachteten Regionen visualisiert.

Im Jahr 2019 wurde die Studie überarbeitet und auf sieben weitere europäische Länder ausgeweitet (Bothe und Janssen 2019). Es wurde zudem die Annahme der ausschließlich inländischen Gaserzeugung durch die Perspektive von erneuerbaren Gasimporten nach Deutschland ersetzt. In den Grundzügen bleiben die Ergebnisse gleich. Es kann jedoch eine weitere Kostenreduzierung im dritten Szenario erreicht werden. Wird ein Teil des Gases importiert statt selbst produziert, sinkt der Bedarf an PtG-Anlagen. Somit verringern sich die genannten Mehrkosten im dritten Szenario aufgrund von Kosteneinsparungen im Bereich der Stromerzeugung sowie der Speicherung und der Erzeugung von erneuerbarem Gas. Je nach Entwicklung der Erzeugungs- sowie Importkosten können diese von 4,2 Mrd. € auf bis zu 0,3 Mrd. € sinken. Insgesamt beläuft sich der Kostenvorteil des dritten Szenarios gegenüber dem zweiten Szenario im Jahr 2050 auf 14,9 bis 20,1 Mrd. € pro Jahr (statt auf 12 Mrd. € pro Jahr in der vorherigen Studie).

Hübner et al. 2021: „Techno-ökonomische Modellierung der künftigen Rolle leitungsgebundener Infrastruktur für Wasserstoff und CO₂“

Eine Modellierung, die eine zukünftige Nutzung der Gasinfrastruktur in Deutschland aufzeigt sowie zugehörige Technologiestandorte definiert, führen Hübner et al. (2021) der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH durch. In der veröffentlichten Studie *Techno-ökonomische Modellierung der künftigen Rolle leitungsgebundener Infrastruktur für Wasserstoff und CO₂* wird für den Gas- und Wasserstofftransport ein kostenoptimales Leitungsnetz sowie mögliche Standorte zur Elektrolyse und Methanisierung auf NUTS-3-Ebene⁷ für die Jahre 2030, 2040 und 2050 präsentiert. Zudem erfolgt die Modellierung einer CO₂-Infrastruktur.

Inputdaten und Modellierung

Für die Berechnungen wird ausschließlich der Gastransport innerhalb Deutschlands mit inländisch produzierten Gasen berücksichtigt. Als Eingangsdaten in die Modellierung fließen Verbrauchsdaten von Wasserstoff und erneuerbarem Methan sowie Daten von aus der Industrie verfügbarem CO₂. Diese sind in Tabelle 3.4 aufgeführt. Weitere Inputdaten sind Anhang B.2 zu entnehmen.

Tabelle 3.4: Inputdaten für die jeweiligen Jahre

	2030	2040	2050
Wasserstoffbedarf in TWh	48	85,8	99,3
Methanbedarf in TWh	2,8	47,3	59,7
Industrielle CO₂-Abscheidung in Mt	2,5	8,1	13

Die vorhandene Menge an Überschussstrom, also Strom, der nicht direkt genutzt wird und somit zur Produktion von erneuerbaren Gasen verfügbar ist, wird als ausreichend angenommen, um den Gasbedarf zu decken. Die regionale Verteilung der überwiegenden Verbrauchsdaten sowie regionale Begrenzungen zum Überschussstrom entstammen – bis auf eine Ausnahme – der *Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030 (Ffe 2019)*. Bei Festsetzung des Wasserstoffbedarfs wurde die Wasserstoffnachfrage in der Stahlherstellung unabhängig ermittelt. Die Verbrauchsdaten zu erneuerbarem Methan unterliegen keiner Regionalisierung, da von einer unproblematischen Versorgung durch das bestehende Erdgasnetz ausgegangen wurde. Ein Überblick über die regionale Verteilung der Bedarfe für das Jahr 2050 gibt Abbildung 3.3. Dabei gilt, je dunkler die jeweilige Farbe, desto höher der jeweilige Wert.

⁷ Der NUTS-Code (franz. Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques) klassifiziert Gebiete innerhalb der EU in verschiedenen Ebenen. Die Größe der Gebiete (bemessen an der Bevölkerungszahl) sinkt mit steigender Ebene. (Jansen und Simons 2022)

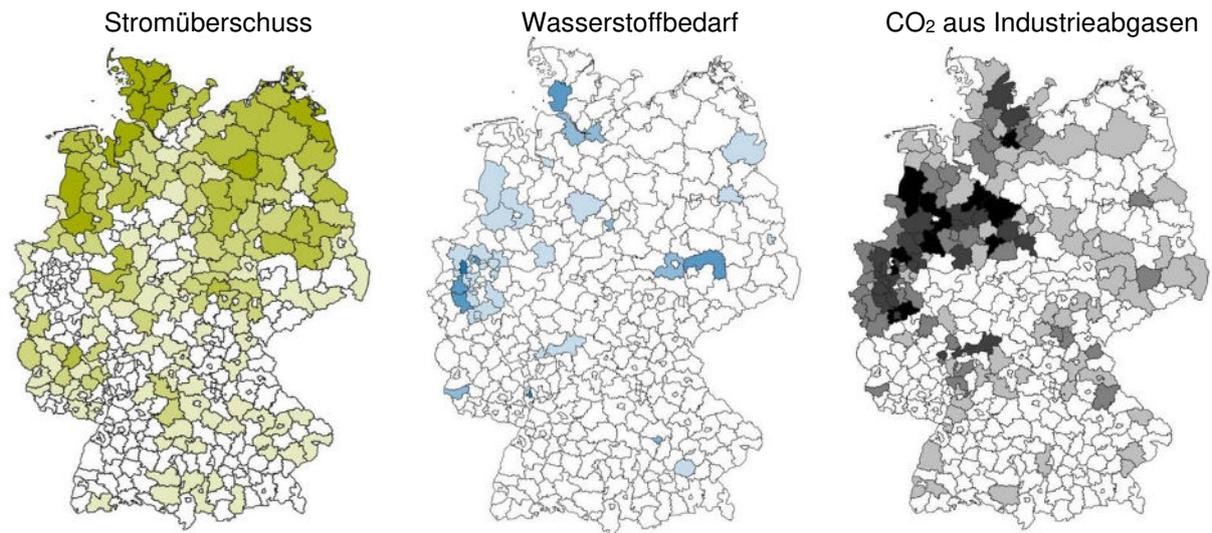


Abbildung 3.3: Regionalisierte Inputdaten für das Jahr 2050 (Hübner et al. 2021)

Es werden das bestehende Erdgasnetz und Kostenannahmen für Neubau bzw. Umwidmung der Leitungen, Betriebskosten der Leitungen und Kosten der CO₂-Abscheidungen hinterlegt. Die Modellierung erlaubt sowohl die Umwidmung der Erdgasleitungen zur Nutzung von Wasserstoff als auch den Neubau von Leitungen. Als Outputdaten werden Standorte für Elektrolyseure und Methanisierungsanlagen, das Leitungsnetz sowie Standorte und Art der CO₂-Gewinnung definiert.

Ergebnisse

Das Ergebnis der Optimierung zeigt, dass die Elektrolyse an Stromerzeugungsstandorten, an denen viel Strom verfügbar ist, günstiger ist als in der Nähe des Verbrauchers, wenn die Verbräuche groß und die Distanzen klein sind. Bei geringen Verbräuchen und einer großen Distanz wird dagegen aus Kostengründen der Stromtransport gegenüber dem Wasserstofftransport bevorzugt. Das Modell konstruiert für das Jahr 2030 zunächst Wasserstoffleitungen zwischen Stromerzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten wie der Nordsee und dem Ruhrgebiet sowie der Ostseeküste und dem mitteldeutschen Chemiedreieck. Bis 2050 entsteht ein vernetztes Leitungssystem mit einer Länge von 5.121 km. Abbildung 3.4 zeigt die regionale Verteilung der Produktionsanlagen für Gas und Wasserstoff sowie den Verlauf der Wasserstoffleitungen im Jahr 2050.

Es ist zu erkennen, dass die Elektrolyse hauptsächlich im Norden Deutschlands stattfindet. Dies lässt sich auf hohe Stromüberschusskapazitäten der Windenergieanlagen zurückführen (vgl. Abbildung 3.3). Der Großteil des produzierten Wasserstoffes wird in den Transport- und Verteilungen in Richtung West- und Süddeutschland transportiert. Regionen mit geringen Verbräuchen, die keine Anbindung an das Wasserstoffnetz haben, produzieren ihren Wasserstoff selbst. Der dafür notwendige Strom wird bei vorhandenen Kapazitäten selbst produziert oder aus dem Netz bezogen. Methanisierungsanlagen sind ebenfalls zu großen Teilen im Norden vorzufinden, jedoch auch in Verbrauchsregionen, die keine Anbindung an das Wasserstoffnetz vorweisen. Es gibt nur Methanisierungsanlagen, die sowohl die Elektrolyse als auch die Methanisierung kombiniert durchführen. Das bedeutet, dass zu den Anlagen nur ein Stromtransport, jedoch kein Wasserstofftransport notwendig ist.

Wachsmuth et al. (2019): „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“

Die im Auftrag des Umweltbundesamtes und vom Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung sowie vom DVGW durchgeführte Studie *Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors* (Wachsmuth et al. 2019) analysiert den potentiellen Klimaschutzbeitrag des Gassektors, die damit verbundenen Gasbedarfe sowie einhergehende Auswirkungen auf die Infrastruktur für unterschiedliche Ambitionsniveaus. Es werden unter anderem zwei Szenarien betrachtet, in denen bis 2050 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 % gegenüber 1990 erreicht wird.

Szenarien

Das erste Szenario geht davon aus, dass als gasförmiger Energieträger im Jahr 2050 überwiegend erneuerbares Methan genutzt wird. Die Verwendung von Wasserstoff ist marginal. Das zweite Szenario nimmt neben Strom auch Wasserstoff als zentralen Energieträger an.

Ergebnisse

Die Gasbedarfe im Jahr 2050 werden im ersten Teil der Studie ermittelt und unterscheiden sich in den Szenarien um ca. 100 TWh. Tabelle 3.5 zeigt eine Übersicht der Bedarfsdaten.

Tabelle 3.5: Inputdaten der Szenarien

	Szenario 1 Fokus Methan	Szenario 2 Fokus Wasserstoff
Gasbedarf in TWh	750	660
davon Erdgas	23	30
davon Biomethan	4	4
davon Wasserstoff	33	541
davon erneuerbares Methan	690	85

Im ersten Szenario fällt über 90 % des Gasbedarfs auf erneuerbares Methan, das vorwiegend importiert wird. Es wird angenommen, dass ca. 17 % der Gasnachfrage mittels Flüssiggas bereitgestellt wird, sodass rund 620 TWh mittels des Fernleitungsnetzes zum Verbraucher bzw. zum Verteilnetz transportiert wird. Diese Menge ist um mehr als 30 % geringer als die aktuell durch die Leitungen transportierte Erdgasmenge.

Im zweiten Szenario ergibt sich eine Gesamtgasnachfrage von 660 TWh. Der Wasserstoffbedarf liegt bei rund 540 TWh. In der Studie wird pauschal davon ausgegangen, dass Wasserstoff stets verbrauchernah erzeugt wird und daher lediglich regionale Verteilnetze notwendig sind. Dafür wird angenommen, dass das aktuelle Verteilnetz umgewidmet wird, um den Wasserstoff zu transportieren. Das aktuelle Fernleitungsnetz wird ausschließlich für den verbleibenden Bedarf von Erdgas, Biomethan und erneuerbaren Methan verwendet, welcher mit etwas über 30 TWh bei nur 3,5 % der heutigen Erdgasmenge liegt. Somit werden insgesamt 22.000 km Leitungen stillgelegt. Die Option der Umwidmung der Fernleitungen wird zwar genannt, jedoch im Rahmen der Studie ausgeschlossen. Abbildung 3.5 zeigt die im Jahr 2050 zu transportierenden Gasmengen in den jeweiligen Szenarien im Vergleich.

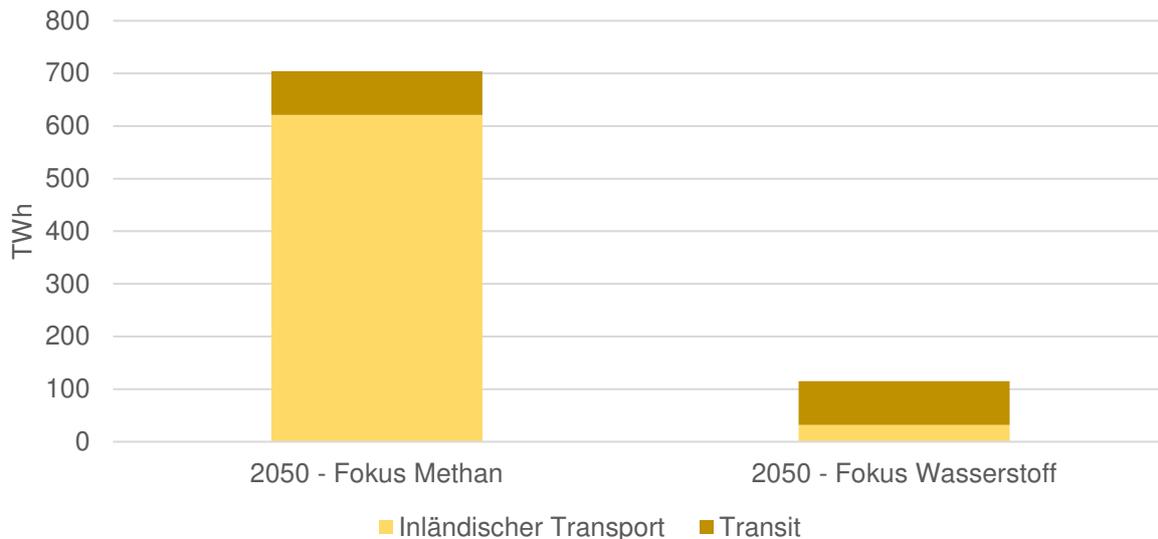


Abbildung 3.5: Transportiertes Gas im Fernleitungsnetz in den Szenarien in TWh (in Anlehnung an Wachsmuth et al. (2019))

Die infrastrukturellen Gesamtkosten auf Fernleitungsnetzebene belaufen sich auf 1 Mrd. € im ersten Szenario sowie auf 4,7 Mrd. € im zweiten Szenario. Die höheren Kosten sind zu großen Teilen auf den Rückbau der Leitungen und Verdichterstationen zurückzuführen (3,5 Mrd. €). Die fixen Betriebskosten sinken im dritten Szenario auf 0 – 100 Mio. € für die verbleibenden Transitleitungen, während bei weiterer Nutzung des Netzes im Szenario Methan ca. 310 Mio. € Betriebskosten anfallen.

Bewertung und Limitationen

Im Rahmen der Studie von Wachsmuth et al. (2019) wird ein Vergleich zwischen zwei Szenarien hergestellt, die einen unterschiedlichen gasförmigen Energieträger nutzen. Es werden Bedarfe, Nutzung der Infrastruktur sowie Kosten der infrastrukturellen Anpassungsbedarfe analysiert. Der Bereich der Erzeugung der Gase wird dabei nicht betrachtet. Im Hinblick auf eine vermehrte Wasserstoffnutzung im Jahr 2050 (Szenario 2) wird die Ausarbeitung dahingehend eingeschränkt, dass ein Ferntransport von Wasserstoff ausgeschlossen wird. Eine Erzeugung müsste dementsprechend dezentral stattfinden. Zudem muss die Annahme, das Gasnetz für den Transport des verbleibenden Bedarfs von Erdgas, Biomethan und erneuerbarem Methan zu nutzen, kritisch hinterfragt werden. Ein Fernleitungsnetz für diese geringe Menge zu erhalten und zu betreiben, erscheint eher unrealistisch. Ein Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wird innerhalb der Studie im Rahmen eines Exkurses zwar aufgezeigt, jedoch nicht weiter ausgearbeitet.

Weitere Studien

Neben den bereits analysierten Studien gibt es weitere bedeutende Forschungsprojekte, die im Folgenden in geringerem Umfang vorgestellt werden, da entweder nur qualitative Ergebnisse veröffentlicht wurden oder sich das Projekt noch in der Entwicklungsphase befindet.

Die *2050 Roadmap for Gas Grids* (ENTSOG 2019) wurde von dem europäischen Verband der Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (engl. European Network of Transmission System

Operators for Gas, ENTSOG) erarbeitet. Ziel war es, den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern Möglichkeiten aufzuzeigen, wie Gasmarkt und Gasversorgungssicherheit mit dem Ziel der Dekarbonisierung des Gasmarktes kombiniert werden können. Dabei werden drei Szenarien betrachtet, die aus Sicht des Verbandes möglich sind, um bis zum Jahr 2050 alle Treibhausgasemissionen vollständig zu vermeiden. Im ersten Szenario „*Nur Methan*“ werden ausschließlich Erdgas, Biogas und erneuerbares Methan in Endanwendungen verwendet. Die Nutzung von Erdgas und zum Teil auch von Biogas wird dabei mit CCUS⁸ kombiniert. Die Modellierung ergibt eine Infrastruktur mit dezentraler Gasproduktion. Es wird – soweit möglich – Biogas erzeugt und importiert. Der Beitrag des Wasserstoffes ist im Rahmen der Produktion von erneuerbarem Methan als gering anzusehen. Daher wird dieses Szenario Regionen mit hohem Potenzial an Biomethan sowie geringem Potenzial für PtG-Anlagen zugeordnet.

Das zweite Szenario „*Methan und Wasserstoff*“ lässt die Verwendung von Wasserstoff zu, wobei sowohl eine Beimischung zu Methan als auch die teilweise oder vollständige Umstellung auf Wasserstoff berücksichtigt wird. Die Herstellung des Wasserstoffes ist mittels Elektrolyse oder Pyrolyse aus Erdgas mit anschließender Speicherung des CO₂ möglich. Das Ergebnis zeigt zunächst ein konzentriertes Wasserstoffaufkommen in Regionen, in denen Produktionsanlagen errichtet werden. Wasserstoff wird in der Industrie mit einer Beimischung von 50 % sowie in weiteren Endanwendungen mit einem Anteil von 20 % verwendet. Zusätzlich existiert eine dezentrale Produktion von Biogas und erneuerbarem Methan, ggf. in Kombination mit CCUS. Einige wenige Erdgasleitungen werden auf den Transport von reinem Wasserstoff umgestellt, um die direkte Nachfrage nach Wasserstoff zu bedienen.

Das dritte Szenario „*Nur Wasserstoff*“ basiert – bis auf wenige Ausnahmen in der chemischen Industrie – auf einer reinen Wasserstoffnutzung. Die Modellierung ergibt eine vollständige Umwidmung der Gasinfrastruktur auf die Nutzung von Wasserstoff. Das bedeutet, es werden sowohl alle Leitungen als auch alle Speicher und Endanwendungen auf die Nutzung von Wasserstoff angepasst. Für die wenigen Technologien, bei denen eine Umstellung nicht möglich ist, wird Biomethan oder erneuerbares Methan verwendet. Es stellt sich heraus, dass in diesem Szenario eine zentrale Wasserstoffherzeugung geeignet ist.

Die Roadmap zeigt mit ihren drei Szenarien Optionen auf, was für Möglichkeiten bestehen, die Treibhausgasneutralität des Gassektors zu erreichen. Es werden dabei jedoch keine spezifischen Vorschläge zum Umfang des Ausbaus und den zu verwendenden Technologien gegeben. Auffällig ist, dass in jedem der Szenarien CCUS aufgeführt wird, was den Umfang der Netzkonfigurationsoptionen erweitert und auch die Nutzung von Erdgas weiterhin in großem Umfang ermöglicht.

Die Boston Consulting Group untersucht im Rahmen ihrer Studie *Klimapfade 2.0* (Burchardt et al. 2021) im Auftrag des BDI neben den zukünftigen Bedarfen für erneuerbare Gase und Wasserstoff auch Optionen zur Herstellung sowie zum Transport dieser. Sie kommen, ähnlich wie Bothe et al. (2017) und Hübner et al. (2021), zu dem Ergebnis, dass aus heutiger Sicht der Transport von Gasen (Erdgas, erneuerbarem Methan und auch Wasserstoff) strukturell günstiger ist als der Transport von Strom. Dafür sprechen insbesondere die hohen vorhandenen Transportkapazitäten des Gasnetzes. Daher empfehlen sie in ihrer Studie die

⁸ CCUS steht für CO₂-Abscheidung, Nutzung und -Speicherung (engl. Carbon Capture, Utilisation and Storage).

Produktion von Wasserstoff in der Nähe von Stromerzeugungsanlagen und den anschließenden Transport zum Verbraucher, statt zunächst den Strom zu transportieren und die Elektrolyse vor Ort beim Anwender durchzuführen. Die Modellierung für Deutschland ergibt eine Wasserstoffproduktion vorwiegend an der Nordseeküste, was sich auf die Offshore-Wind Kapazitäten zurückführen lässt. Der Wasserstoff wird anschließend über Leitungen zu den Verbraucherschwerpunkten im Ruhrgebiet und in Süddeutschland transportiert. Die Studie verweist auf Basis ihrer Ergebnisse insbesondere darauf, dass eine hohe Anzahl an Elektrolyseuren in Süddeutschland vermieden werden sollte, um die bereits stark beanspruchte Nord-Süd-Stromverbindung nicht noch weiter auszulasten sowie Kosten und CO₂-Emissionen aufgrund von Redispatch anderer Kraftwerke zu vermeiden. Gleichzeitig muss die Versorgung mit Wasserstoff sichergestellt werden, da viele Verbraucher zur Erreichung der Treibhausgasneutralität bereits in naher Zukunft auf grünen Wasserstoff angewiesen sind. Dafür können wiederum vereinzelt dezentrale Elektrolyseanlagen notwendig sein. Bei Gestaltung der Infrastruktur orientiert sich die Studie an den Plänen des European Hydrogen Backbone (siehe Abschnitt 3.2).

Der DVGW hat bereits in vergangenen Studien den Nutzen der Gasversorgung für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung herausgestellt. Im Rahmen des DVGW-Leitprojektes *Roadmap Gas 2050*, welches bis Mitte des Jahres 2022 angesetzt ist, wird innerhalb eines Teilprojektes die Gasinfrastruktur konkreter betrachtet. Neben der Entwicklung der regionalen Gasnachfrage werden Transformationspfade für die Infrastruktur unter Berücksichtigung der erneuerbaren Gase erstellt. Der DVGW setzt dabei die Vorstellung eines intelligenten Gasnetzes (als sogenanntes Smart Gas Grid) um. Zwischenergebnisse dieses Projektes sind zum Zeitpunkt des Entstehens dieser Arbeit nicht öffentlich zugänglich, weshalb diese Studie hier nicht weiter analysiert werden kann.

3.2 Visionäre Wasserstoffinfrastrukturen im Vergleich

Die technische Machbarkeit der Umwidmung des Erdgasnetzes zur Nutzung von Wasserstoff ist bereits umfangreich analysiert und bestätigt worden. Der im Dezember 2021 veröffentlichte Bericht des Projektes *Ready4H2*, in dem 90 europäische Gasnetzbetreiber involviert sind, belegt die materialseitige Eignung von 96 % der deutschen Gasleitungen für die Wasserstoffnutzung (Ready4H2 2021). In den letzten Jahren wurden bereits erste konkrete Netzpläne veröffentlicht. Wie bereits in Abschnitt 2.2.1 erwähnt, haben die FNB Gas im Zuge des *NEP 2020 – 2030* ein zukünftiges Wasserstoffnetz für Deutschland entworfen und passen dieses kontinuierlich an neue Erkenntnisse und Entwicklungen an. Des Weiteren hat die Initiative European Hydrogen Backbone (EHB) im Juli 2020 im ersten Entwurf ein europaweites Wasserstoffnetz präsentiert und dieses im April 2021 im zweiten Entwurf weiterentwickelt. Da für eine gesicherte und flächendeckende Versorgung länderübergreifende Transporte notwendig werden, ist eine gesamteuropäische geostrategische Betrachtung bei infrastrukturellen Entscheidungen wie der Umwidmung des Erdgastransportnetzes wichtig (Golling et al. 2017). Auf Basis der bereits genannten Veröffentlichungen führte die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft KPMG AG eigene Analysen durch, bei denen die aktuellen Förderprojekte der EU (engl. „Important Projects of Common European Interest“, „IPCEI“) einbezogen wurden. Die Ergebnisse wurden in einem Entwurf eines Wasserstoffnetzes festgehalten. Auch das Forschungszentrum Jülich skizzierte ein zukünftiges Wasserstoffnetz für Deutschland. Im Folgenden werden die verschiedenen

Wasserstoffnetze präsentiert, ihr Entwicklungsvorgehen vorgestellt und wesentlichen Ergebnisse erfasst. Die Netzpläne werden unter Berücksichtigung der Parameter Netzlänge, Kosten, Neubau- bzw. Umwidmungsanteil und Importoptionen ausgewertet.

Fernleitungsnetzbetreiber Gas

Das visionäre Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber Gas wurde erstmalig im Zuge des *NEP 2020 – 2030* entwickelt. Als Grundlage für das Netz diente zum einen die *Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030* (Ffe 2019) sowie eine Marktabfrage für Projekte im Bereich erneuerbare Gase. Der Studie nach sind Regionen mit guten Erzeugungsmöglichkeiten von Wasserstoff in Deutschland in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen zu finden. Der NEP sieht einen schrittweisen Aufbau des Netzes von Erzeugungs- und Speicherstandorten im Norden hin zu großen Verbrauchsschwerpunkten in West- und Süddeutschland vor. Es wird zudem die Möglichkeit einer Verbindung zu europäischen Nachbarländern aufgezeigt (FNB Gas 2021b). Mit dem *NEP 2020 – 2030* wurde somit die Grundlage für die Planung eines Wasserstoffnetzes geschaffen, jedoch wurde keine Netzsimulation durchgeführt. In den folgenden Jahren wurden daraufhin szenarienbasierte Modellierungen durchgeführt sowie Zielvorgaben der *Nationalen Wasserstoffstrategie* berücksichtigt. Dadurch sind konkrete Aussagen zu Größe und Kosten eines potenziellen Netzes möglich. Die Ergebnisse der Modellierung für ein zukünftiges Wasserstoffnetz wurden für die Jahre 2030 (H2-Netz 2030) und 2050 (H2-Netz 2050) definiert und visualisiert. Die im Folgenden vorgestellten Netze basieren auf den aktuellen Veröffentlichungen der Website der FNB Gas (FNB Gas 2021d und FNB Gas 2021e).

Die FNB Gas gehen überwiegend von einer Umstellung der aktuellen Erdgasleitungen auf Wasserstoff aus und ergänzen diese gegebenenfalls mit neuen Leitungsabschnitten. Eine Beimischung von Wasserstoff in das Methantransportnetz wird als nicht zielführend angesehen, da ein konstanter Wasserstoffanteil nicht zu jeder Zeit an jedem Ort sichergestellt werden kann. Das kann für Abnehmer sowie an Grenzübergangspunkten zu Nachbarstaaten ein Problem werden, wenn diese nur bestimmte Beimischungsanteile zulassen. Eine Separierung von Methan und Wasserstoff an diesen „Endpunkten“ des Netzes zur Sicherstellung eines konstanten Wasserstoffanteils wäre sehr aufwendig. Da bereits deutschland- und europaweit Leitungen für den Gastransport existieren, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber in der Umwidmung neben dem technischen Vorteil im Vergleich zu einer Beimischung auch einen volkswirtschaftlichen Vorteil im Vergleich zu einem Neubau. Bei der Planung kann auf die Erfahrung der L-H-Gas Umstellung der letzten Jahre zurückgegriffen werden. (FNB Gas 2021c)

Die Modellierung basiert zu großen Teilen auf dem Technologiemiixszenario der *dena-Leitstudie* (dena 2021), die auch als Grundlage für den *NEP 2022 – 2032* verwendet wird. Da die FNB Gas Wasserstoff aufgrund seiner energieeffizienteren Herstellung zukünftig eine höhere Bedeutung als erneuerbarem Methan zuordnen, modifizieren sie das Szenario hinsichtlich einer stärkeren Wasserstoffnutzung. Der angenommene Wasserstoffbedarf für die Jahre 2030 und 2050 ist Tabelle 3.6 zu entnehmen. Die Nachfrage der verschiedenen Sektoren wird für die Modellierung auf NUTS 2-Ebene regionalisiert. Die Netzentwicklung erfolgte unter Berücksichtigung des Ziels der Klimaneutralität bis 2050. Im Hinblick auf das

neue deutsche Klimagesetz kann die Umsetzung laut FNB Gas auch bereits bis zum Jahr 2045 erfolgen.

Tabelle 3.6: Übersicht der Kennzahlen des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2030 und 2050 nach Sektoren (FNB Gas 2021c)

	2030	2050
Wasserstoffbedarf in TWh	71	504
davon Industrie	k.A.	340
davon Verkehr	k.A.	95
davon private Haushalte/ Gewerbe	k.A.	22
davon Umwandlung	k.A.	47

Im Jahr 2030 wird der Wasserstoffbedarf auf rund 70 TWh geschätzt, wovon der größte Teil in der Industrie entsteht. Es handelt sich dabei sowohl um energetischen als auch stofflichen Bedarf, der Bedarf zur Erzeugung von erneuerbarem Methan ist nicht berücksichtigt. Zudem wird angenommen, dass die Nachfrage im Bereich Verkehr und Wärme gering ist und daher im Jahr 2030 überwiegend dezentral erzeugt wird (konkrete Werte für die Sektoren für das Jahr 2030 sind nicht veröffentlicht). Bis zum Jahr 2050 steigt der prognostizierte Wasserstoffbedarf auf rund 500 TWh, wovon neben der Industrie als Haupteinsatzgebiet auch Wasserstoff für den Verkehrs- und Wärmesektor transportiert wird. Erneuerbarem Methan wird eine vergleichbare Nachfragemenge unterstellt, sodass auch weiterhin Erdgasleitungen für den Methantransport zurückgehalten werden.

Das erhaltene Wasserstoffnetz besteht im Jahr 2030 aus 3.700 km umgewidmeten Erdgasleitungen sowie 1.400 km neu gebauten Leitungen und ermöglicht eine Spitzenabnahme von 10 GWh/h. Die notwendigen Investitionen bis zum Jahr 2030 werden mit 6 Mrd. € angenommen. Bis zum Jahr 2050 wird das Wasserstoffnetz auf eine Größe von 13.300 km ausgeweitet werden, wovon über 80 % der Leitungen umgewidmet werden. Es kann eine Spitzenabnahme von 110 GWh/h Wasserstoff über das Netz transportiert werden. Die Investitionskosten für das Wasserstofftransportnetz (ohne Berücksichtigung der Offshore-Leitungen) liegen bis zum Jahr 2050 bei ca. 18 Mrd. €. Im Vergleich zu den Ausbauplänen für das Stromnetz, bei dem bereits bis 2035 bis zu 76,5 Mrd. € anfallen, ist dies weniger als ein Viertel der Kosten. Die Ergebnisse der Modellierung sind in Tabelle 3.7 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 3.7: Übersicht Ergebnisse für das Jahr 2030 und 2050

	2030	2050
Spitzenabnahme in GWh/h	10	110
Netzlänge in km	5.100	13.300
davon umgewidmet	3.700	10.640
Investitionskosten in Mrd. €	6	18

Eine visuelle Darstellung der Wasserstoffnetze inklusive Kennzeichnung der ermittelten Verbrauchsschwerpunkte und Speichermöglichkeiten für die Jahre 2030 und 2050 ist Abbildung 3.6 zu entnehmen.

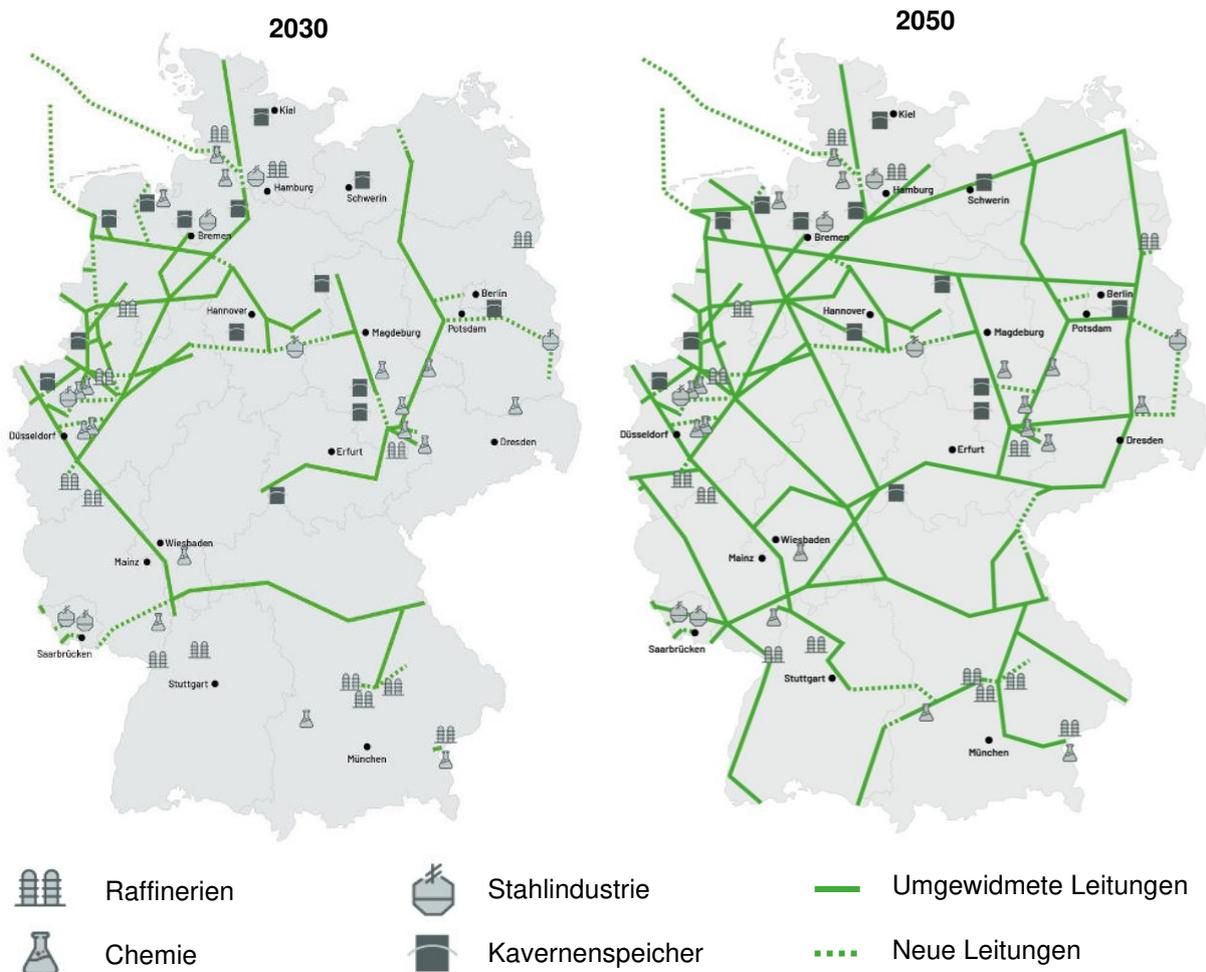


Abbildung 3.6. Visionäre Wasserstoffnetze der Jahre 2030 und 2050
(FNB Gas 2021d und FNB Gas 2021e)

Die in der Karte abgebildeten Leitungen stellen eine schematische Übersicht da und können sowohl für eine Leitung als auch für mehrere parallele Leitungen stehen. Zu erkennen ist, dass zunächst Verbrauchsschwerpunkte der Industrie mit Speichern oder Offshore-Erzeugungsanlagen verbunden sowie Anbindungen an die Niederlande, Tschechien und Frankreich geschaffen werden. Die Umwidmung startet vorwiegend in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Bis 2050 werden die Verbindungen zu Nachbarländern und das Netz innerhalb Deutschlands in östliche und südliche Richtung ausgeweitet und stärker vermascht.

Die Speicherleistung durch die Umwidmung von existierenden Erdgasspeichern in Deutschland wird für das Jahr 2050 auf 69 GW festgesetzt und entfällt überwiegend auf den norddeutschen Raum. Das gesamte Arbeitsgasvolumen beläuft sich auf 10,6 Mrd. Nm³, was einer Energiemenge von 32 TWh entspricht.

Die Nachfrage nach Wasserstoff wird in der Modellierung hauptsächlich über Importe und in geringen Mengen durch inländische Erzeugung gedeckt. Die möglichen Importleistungen aus europäischen Nachbarländern sind in Tabelle 3.8 dargestellt.

Tabelle 3.8: Importleistungen des Wasserstoffnetzes im Jahr 2050 in GW

		Mögliche Importleistung in GW	Gesicherte Erzeugung in GW
Nord	Dänemark/ Schweden	17,0	-
	Norwegen	17,0	17,0
Ost	Russland	17,0	17,0
	Polen/ Finnland	11,0	-
	Tschechische Republik	11,0	-
Süd	Schweiz	8,5	-
	Frankreich	15,5	4,2
	Österreich	10,0	-
West	Niederlande	19,7	4,2
	Belgien	4,2	-
Gesamt		130,9	42,4

Die installierte Elektrolyseleistung wird im Jahr 2050 mit 63 GW_{el} angenommen. Die produzierte Energiemenge liegt bei 164 TWh. Abbildung 3.7 zeigt die mögliche Verteilung der Wasserstoffherstellungsanlagen auf NUTS-2-Ebene und verdeutlicht, dass der Norden Deutschlands als Erzeugungsschwerpunkt hervorgeht. Aufgrund der Nähe und Anbindung zu Offshore-Anlagen weisen insbesondere Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern eine hohe Einspeiseleistung auf. Die Lage der Erzeugungsanlagen orientiert sich demnach vorwiegend an den Standorten der erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen.

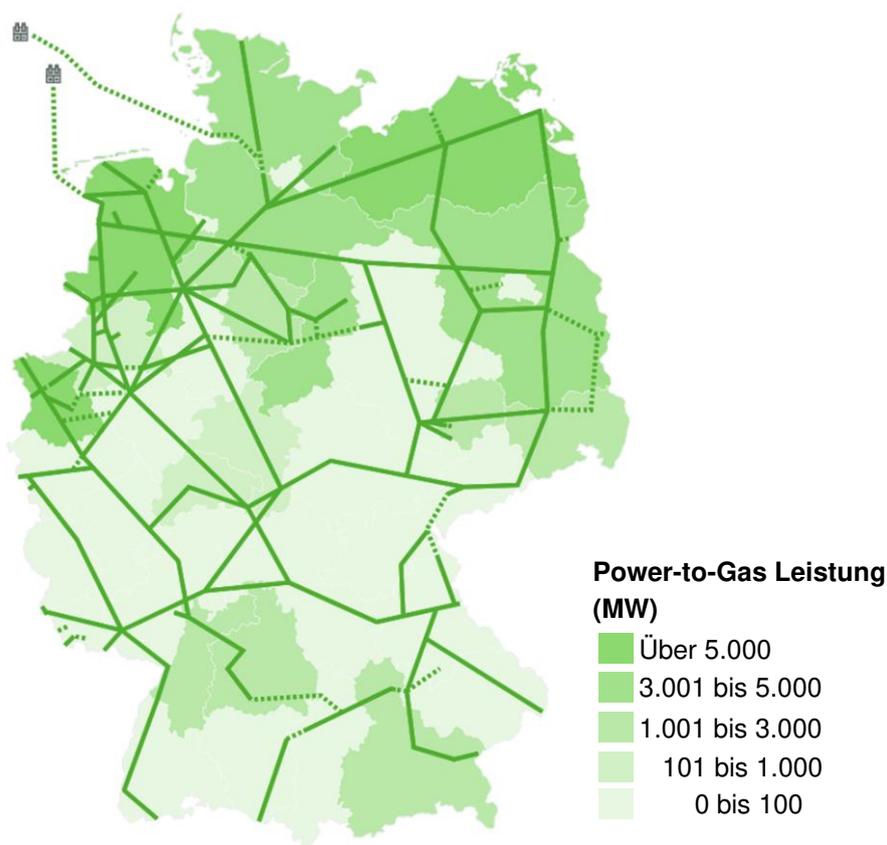


Abbildung 3.7: Verteilung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen im Jahr 2050 (FNB Gas 2021e)

European Hydrogen Backbone

An der Entwicklung des *European Hydrogen Backbone* (EHB) der European Hydrogen Backbone Initiative (Wang et al. 2021b) sind 23 Gasnetzbetreiber aus 21 europäischen Ländern beteiligt. Dazu gehören unter anderem die Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH, Gasunie Deutschland und Ontras Gastransport GmbH, die in Deutschland für den größten Teil des Fernleitungsnetzes zuständig sind.

Im Rahmen der Entwicklung des Wasserstoffnetzes wurde keine eigene Modellierung von Wasserstoff- und Erdgasflüssen durchgeführt. Es werden die Studie vom Gas for Climate Konsortium *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen* (Wang et al. 2021a) und, falls vorhanden, die jeweiligen Nationalen Wasserstoffstrategien berücksichtigt, die existierende Infrastruktur analysiert sowie die in Europa gemeldeten Wasserstoffprojekte evaluiert. Ausgehend davon wurde ein Szenario entwickelt, wie unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur entstehen kann. Dabei wird hervorgehoben, dass kein finaler Planungsentwurf entwickelt wurde, sondern es sich um eine Vision eines Wasserstoffnetzes handelt, die von den Angebot- und Nachfragedynamiken der weiteren Entwicklung des Energiesystems abhängig ist. Zudem sind die Pläne und Strategien der europäischen Länder sowohl im zeitlichen Rahmen als auch im Umfang der Ausführung sehr unterschiedlich.

Das EHB basiert – wie auch das Netz der FNB Gas – auf einer Umwidmung des bestehenden Erdgasnetzes zur Nutzung von Wasserstoff. Die Umwidmung ist nach Angaben der EHB Initiative zu 10 – 35 % der Kosten eines Neubaus möglich. Die dem EHB zugrunde liegende

Studie zur Entwicklung des zukünftigen Gas- und Wasserstoffmarkts (Wang et al. 2021a) stellt zunächst die Bedeutung von Erdgas als wichtigem Bestandteil des Energiesystems bis in die 2030er heraus, um eine Versorgungssicherheit zu garantieren. Langfristig wird jedoch Wasserstoff als bedeutender Energieträger für alle Sektoren und als Ergänzung zum Strom gesehen, um große Mengen erneuerbare Energien in das Energiesystem zu integrieren. Daher setzt das EHB ausgehend vom Status Quo den Beginn des Umwidmungsprozesses in den kommenden Jahren voraus. Die genaue Entwicklung ist nicht vorherzusagen, da im Zuge der Umsetzung Erdgas und Wasserstoff um die vorhandenen Leitungen konkurrieren und die Schnelligkeit der Umwidmung von der Marktentwicklung und der politischen Unterstützung abhängig ist. Der Umfang des Ausbaus des EHBs wird vorerst für die Jahre 2030, 2035 und 2040 definiert. Es wird jedoch eine weitere Entwicklung über das Jahr 2040 hinaus erwartet, die noch nicht Teil der Studie ist.

Der Wasserstoffbedarf für Deutschland wird im Rahmen des EHB für das Jahr 2040 mit 300 TWh angesetzt. Eine Übersicht über die Verteilung nach Sektoren gibt Tabelle 3.9.

Tabelle 3.9: Übersicht Kennzahlen Wasserstoffbedarf im Jahr 2030, 2035 und 2040 nach Sektoren

	2030	2035	2040
Wasserstoffbedarf in TWh			
davon Industrie	61	k.A.	183
davon Verkehr	3	9	20
davon Gebäude	k.A.	k.A.	k.A.
davon Energie	k.A.	k.A.	78

Im Jahr 2030 besteht das EHB europaweit aus 11.600 km Wasserstoffleitungen, die überwiegend aus vorhandenen Erdgasleitungen entstehen. Abbildung 3.8 zeigt die Leitungen sowie potenzielle Speicherstandorte des EHB im Jahr 2030. Bereits in der Karte aufgenommen ist die zukünftige Anlage des Fernleitungsnetzbetreibers Gasuni Deutschland, der bis zum Jahr 2030 eine Offshore Wasserstoffproduktion nahe Helgoland in der Nordsee plant. Die Leitungen sind größtenteils in Nord- und Westdeutschland, der Niederlande sowie Belgien zu finden. In anderen europäischen Ländern entwickeln sich einzelne Netzabschnitte wie beispielsweise in Italien eine Nord-Süd-Verbindung.

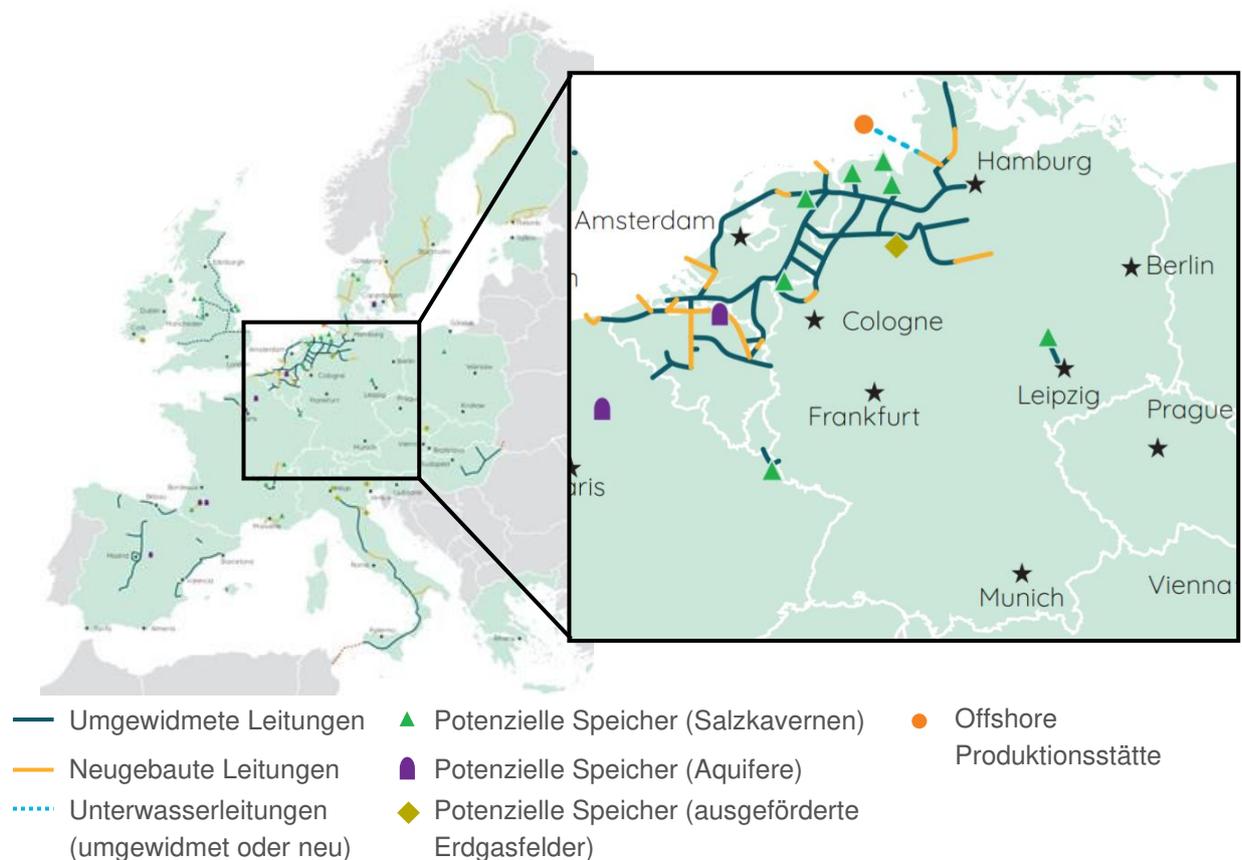


Abbildung 3.8: European Hydrogen Backbone im Jahr 2030 (Wang et al. 2021b)

Bis zum Jahr 2035 erfolgt sowohl deutschland- als auch europaweit eine Ausweitung des Wasserstoffnetzes, die in Abbildung 3.9 dargestellt ist. Es werden bereits deutlich mehr Regionen abgedeckt und viele Verbindungen über Landesgrenzen hinaus geschaffen. Die umfangreiche Erweiterung des Wasserstoffnetzes im Vergleich zum EHB 2030 spiegelt die Notwendigkeit wieder, den Gassektor zügig zu dekarbonisieren.

Es werden zum Jahr 2035 Verbindungsleitungen aus Nord- und Südeuropa, die nach Wang et al. (2021b) Regionen mit reichhaltigen Ressourcen an erneuerbaren Energien (Norden Offshore-Wind und Süden Photovoltaik) darstellen, zu Energienachfragezentren und Regionen mit Speichermöglichkeiten geschaffen. Als bedeutende Importroute nach Deutschland wird die Verbindung von der Ukraine über die Slowakei und die Tschechische Republik gesehen. Da in der Ukraine sowohl gute Bedingungen für Wind- als auch für Solaranlagen bestehen, ist dort eine Installation von Elektrolyseuren sinnvoll sowie ein Betrieb mit hoher Auslastung möglich. Zudem existieren bereits Leitungen mit großen Durchmessern Richtung Zentraleuropa, die umgewidmet werden können. Auch die existierende Verbindung von Italien über Österreich, die Slowakei und die Tschechische Republik wird dem EHB nach bereits 2035 umgewidmet. Voraussetzung dafür ist, dass die Erdgasflüsse zurückgehen, sodass eine von zwei bereits bestehenden parallelen Leitungen dieser Verbindung zur Wasserstoffnutzung frei wird.

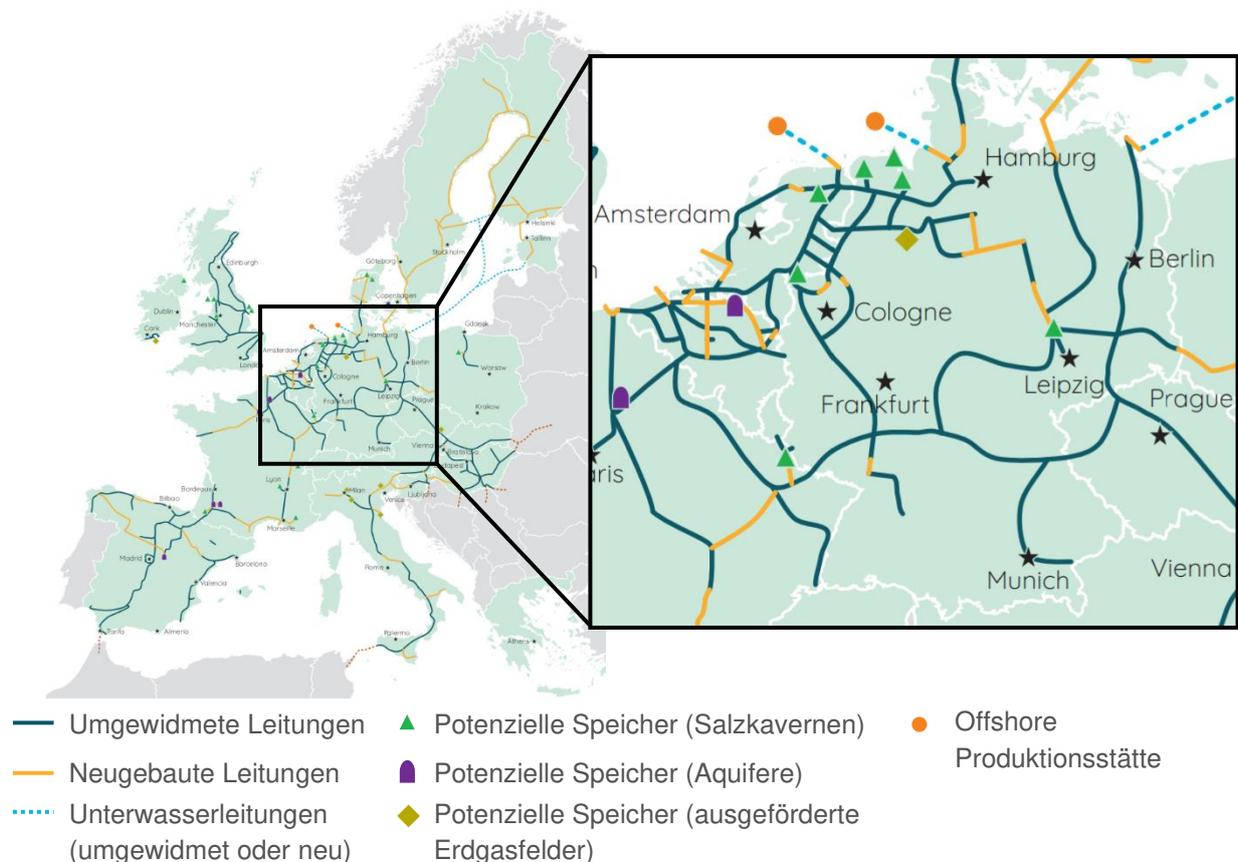


Abbildung 3.9: European Hydrogen Backbone im Jahr 2035 (Wang et al. 2021b)

Eine weitere Importroute ist aus südwestlicher Richtung durch Spanien und Frankreich abgebildet, die Afrika oder die Iberische Halbinsel als Quelle mit Deutschland verbindet. Die Initiative 2x40 GW fordert eine alleinig für den Export nach Europa bestimmte Elektrolysekapazität von 8 GW in der Ukraine sowie 24 GW in Nordafrika. Des Weiteren sind die Offshore Potenziale in der Nord- und Ostsee wichtige Bestandteile der Wasserstoffplanung des EHBs. Beispielsweise plant der dänische Netzbetreiber Energinet bis 2035 10 GW zusätzliche Offshore Windenergiekapazität in der Nordsee, um eine Elektrolyseleistung von 5 – 8 GW_{el} zu ermöglichen. In der Ostsee ist für diesen Zeitraum die Entwicklung von 93 GW Offshore Kapazität geplant, bei der Wasserstoff als Speicher- und Transportmittel der erzeugten Energiemengen eine wichtige Rolle spielen soll.

Das für 2040 entwickelte europäische Wasserstoffnetz der EHB Initiative ist Abbildung 3.10 zu entnehmen. Es hat eine Gesamtlänge von 39.700 km und besteht zu 69 % aus umgewidmeten Erdgasleitungen mit einem maximalen Durchmesser von 610 – 914 mm.

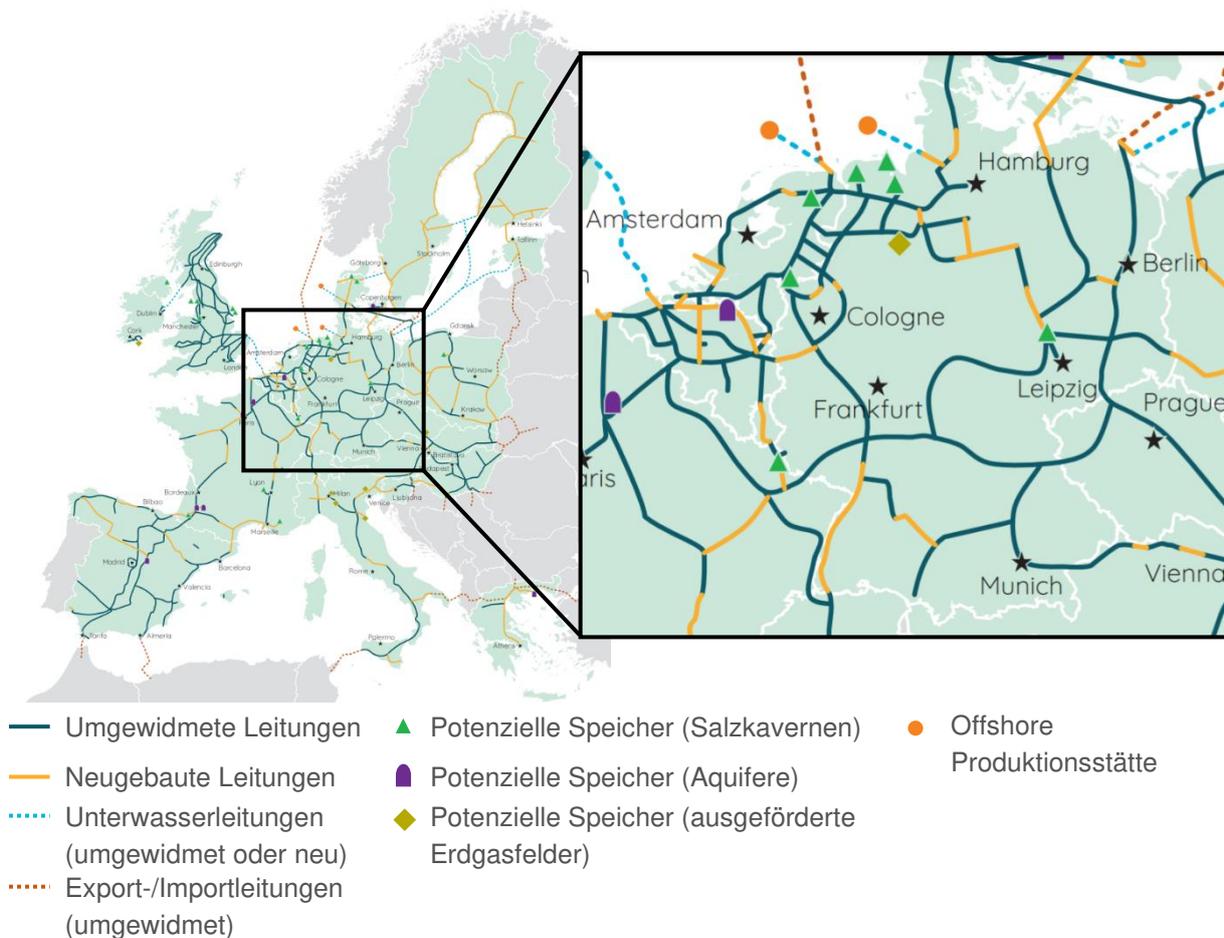


Abbildung 3.10: European Hydrogen Backbone im Jahr 2040 (Wang et al. 2021b)

Die zusätzlichen Leitungen verbinden die einzelnen Abschnitte weiter zu einem vermaschten Netz als Teil eines paneuropäischen integrativen Energiesystems. Innerhalb Deutschlands ist der größte Teil des Um- bzw. Aufbaus bereits bis 2035 umgesetzt, bis 2040 werden weitere Importverbindungen von Belgien, aus der Schweiz, aus Österreich und aus Nord- und Ostsee geschaffen. Die Gesamtinvestitionen werden auf 43 – 81 Mrd. € geschätzt und sind im Verhältnis zur gesamten europäischen Energietransformation als gering anzusehen. Die Kennzahlen des Netzes der jeweiligen Jahre sind in Tabelle 3.10 zusammengefasst.

Tabelle 3.10: Übersicht Kennzahlen des EHBs

	2030	2035	2040
Netzlänge in km	11.600	k.A.	39.700
davon umgewidmet	k.A.	k.A.	27.390
Investitionskosten in Mrd. €		43 – 81	

Die EHB Initiative erwartet auch nach 2040 eine weitere Entwicklung des Wasserstoffnetzes. Bis zum Jahr 2050 wird die Installation von 180 GW Offshore Windenergieanlagen als möglich angesehen. Um diese in das Energiesystem zu integrieren, müssen die Wasserstoff- und die elektrische Infrastruktur kombiniert werden, sodass eine bestmögliche Ausnutzung erreicht werden kann. Dafür planen die Netzbetreiber für Strom und für Gas aus Dänemark, den

Niederlanden und Deutschland ein Hub-and-Spoke-Netzwerk, ein umfangreiches Netzwerk mit zentralen Netzknoten, die zusätzlich Verbindungen zu Großbritannien und Norwegen beinhalten sollen. In der Küstenregion sollen dafür bis 2050 Elektrolyseure mit einer Leistung von 80 – 90 GW_{el} installiert sein. (Wang et al. 2021b)

KPMG

Die KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft veröffentlicht in ihrem Whitepaper *Wasserstoffnetze* (Salcher et al. 2021) ein Wasserstoffnetz, was unter anderem auf den Plänen der FNB Gas als auch des EHBs basiert. Zusätzlich dazu werden die IPCEI Standortkarte des BMWi⁹, die Karte des ENTSOG¹⁰ sowie eigene Analysen berücksichtigt. Als Grundlage wird der Wasserstoffbedarf in Deutschland für das Jahr 2050 mit 600 TWh angenommen und liegt damit über dem geschätzten Bedarf der FNB Gas und des EHBs.

Da die zukünftige Produktion des Wasserstoffes laut KPMG an Standorten erfolgen soll, an denen erneuerbare Energien zur Elektrolyse oder Erdgas zur Dampfreformierung zur Verfügung stehen, entsteht ein hoher Transportbedarf. Die Standortwahl der Erzeugungsanlagen wird damit begründet, dass der Energietransport mittels Wasserstoff kostengünstiger ist als mittels Strom. (Breloer 2021)

Für die Zeitschritte 2025, 2030 und 2040 wird ein europaweites Netz skizziert, welches zu großen Teilen aus umgewidmeten Erdgasleitungen besteht. Abbildung 3.11 zeigt die bereits existierenden Wasserstoffleitungen, Standorte von Raffinerien, der Stahl- und Chemieindustrie sowie potenzielle Leitungen und Speicherstandorte für Wasserstoff in Deutschland.

⁹Das erste IPCEI umfasst 62 deutsche Großvorhaben zur Wasserstoffherzeugung, -infrastruktur, Nutzung in der Industrie sowie im Bereich Mobilität. Die zugehörige Standortkarte ist abrufbar unter <https://www.bmwi.de/> (letzter Zugriff: 31.01.2022).

¹⁰ Die Karte ist abrufbar unter <https://www.entsog.eu/> (letzter Zugriff: 31.01.2022).

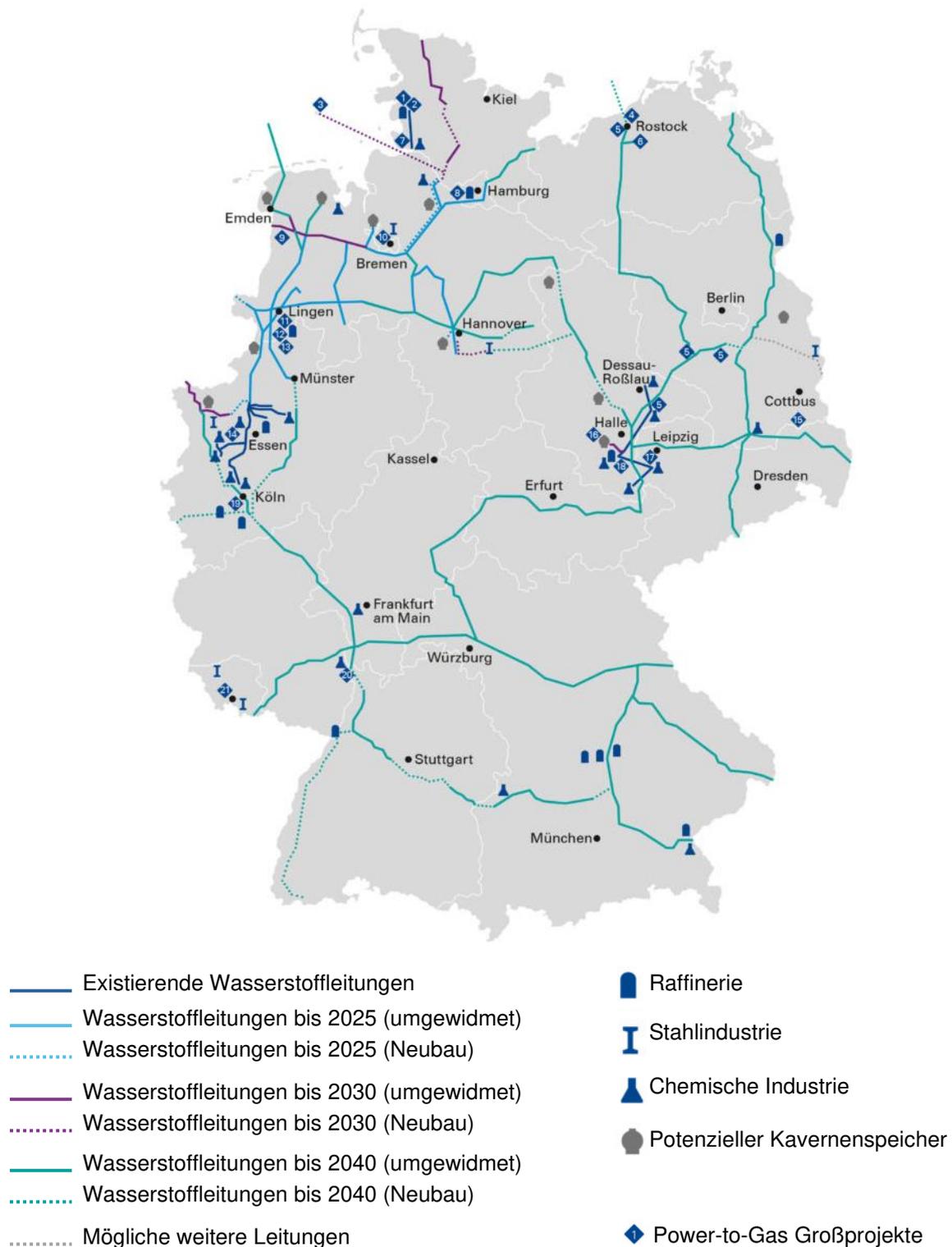


Abbildung 3.11: Visionäres Wasserstoffnetz für 2050 der KPMG AG (Salcher et al. 2021)

Die Karte zeigt, dass das Wasserstoffnetz - ähnlich zu den Netzentwicklungen der FNB Gas und dem EHB - zunächst in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen aufgebaut wird. Das bereits bestehende Netz im Westen wird an umgewidmete Leitungen aus Niedersachsen angeschlossen und erhält eine Verbindung zu den geplanten PtG-Anlagen und Speichern. Bis 2040 entstehen Transportleitungen durch ganz Deutschland sowie Verbindungen in alle Nachbarländer und in die Nord- und Ostsee. (Salcher et al. 2021)

Forschungszentrum Jülich

Einen anderen Ansatz wählt das Forschungszentrum Jülich (FZ Jülich) in ihrer Studie *Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050* (Robinius et al. 2020). Robinius et al. (2020) konzipieren eine Wasserstoffinfrastruktur für Deutschland und gehen dabei – im Gegensatz zu den FNB Gas und dem EHB – von einem Aufbau einer vollständig neuen Infrastruktur für Wasserstoff aus. Im Rahmen der Studie werden für zwei verschiedene Szenarien Wasserstoffbedarfe ermittelt und darauf aufbauend die Infrastruktur entwickelt. Die Szenarien unterscheiden sich in der Zielsetzung der Treibhausgasemissionsreduktion und orientieren sich an den alten Klimaschutzziele (80%ige – 95%ige Treibhausgasreduktion). Das Szenario mit 80%iger Reduktion ist fernab der neuen Ziele und wird hier daher nicht weiter betrachtet. Das entwickelte Netz des Szenarios einer 95%igen Treibhausgasreduktion ist in Abbildung 3.12 dargestellt.

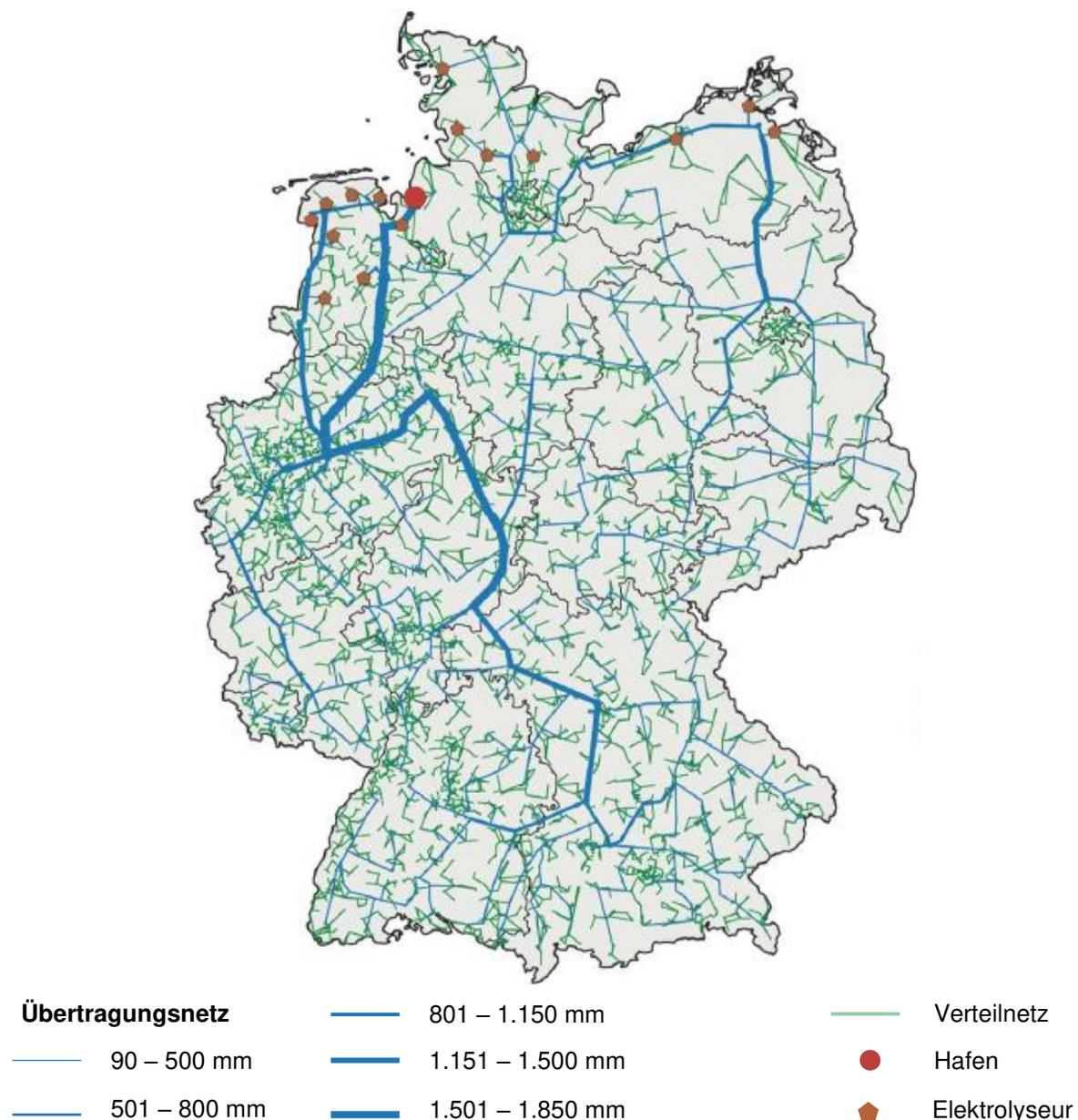


Abbildung 3.12: Wasserstoffinfrastruktur im Szenario 95 im Jahr 2050 (Robinius et al. 2020)

Das Wasserstoffnetz hat auf Fernleitungsebene eine Länge von 12.200 km und ein Verteilnetz von 41.900 km Länge, unter Annahme eines Wasserstoffbedarfs von 400 TWh. Dabei werden bis auf die mögliche Nutzung bei der Stahlerzeugung alle nicht energiebedingten Bedarfe vernachlässigt und nur die energetische Wasserstoffnutzung berücksichtigt (vgl. Tabelle 3.11).

Tabelle 3.11: Übersicht der Kennzahlen des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050 (Markewitz 2020)

	2050
Wasserstoffbedarf in TWh	396
davon Industrie (nur energetischer Bedarf)	133
davon Verkehr	145
davon Gebäude	27
davon Energie	91

Zusätzlich sind die Pipelinedurchmesser definiert, die zwischen 90 mm und 1.850 mm liegen. Die Speicherkapazität wird mit 67 TWh angegeben, wobei die Standorte der Speicher nicht in der Karte hinterlegt sind. Es ist zu erkennen, dass die inländische Produktion zentralisiert in Norddeutschland in Küstennähe erfolgt. Dazu wird eine inländische Elektrolyseleistung von 62 GW aufgebaut. Der Import von Wasserstoff, der über die Hälfte des Bedarfes (219 TWh) deckt, erfolgt mittels Flüssiggastankern über den Seeweg ebenfalls ausschließlich in Norddeutschland. Der importierte Wasserstoff kommt dabei zur Hälfte aus Irland, zu großen Teilen auch aus Norwegen und Großbritannien sowie zu kleinen Teilen aus Island. Importe über Pipelines finden nicht statt. Auffällig ist die Pipeline entlang der Nord-Süd-Transportrichtung mit einer hohen Übertragungskapazität (1.850 mm Durchmesser) als Verbindung von Erzeugungs- und Importstandorten in Niedersachsen mit den Industriestandorten in Nordrhein-Westfalen, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern. In der Studie wird zusätzlich der Transport per LKW betrachtet, welcher der Karte nicht zu entnehmen ist. (Robinius et al. 2020)

Vergleich

Die Netzpläne der Fernleitungsnetzbetreiber und das European Hydrogen Backbone sind in den Grundzügen ähnlich. Da an der Erstellung des EHBs die größten deutschen Fernleitungsnetzbetreiber beteiligt waren, sind große Schnittmengen bei den Ergebnissen erwartbar. Das Netz der FNB Gas weist für Deutschland bereits mehr Leitungen auf. Das von KPMG entwickelte Netz ist vergleichbar mit dem EHB und liefert keine neuen Erkenntnisse. Es wird daher im folgenden Vergleich nicht weiter betrachtet. Dagegen hat die vom FZ Jülich entwickelte Wasserstoffinfrastruktur einen grundlegend anderen Verlauf, da sie nicht auf der bestehenden Erdgasinfrastruktur basiert. Die Kenndaten zu den Netzen sind in Tabelle 3.12 gegenübergestellt.

Beim Vergleich muss berücksichtigt werden, dass die FNB Gas und das FZ Jülich das Zieljahr 2050 angenommen haben, wobei die FNB Gas eine Verkürzung auf das Jahr 2045 im Zuge des neuen Deutschen Klimaschutzgesetzes als realisierbar ansehen. Im EHB dagegen ist das Netz bis zum Jahr 2040 entwickelt, jedoch wird für die Folgejahre eine weitere Entwicklung angenommen. Es ist also davon auszugehen, dass das EHB im Jahr 2045 weitere Leitungen dazugewinnt. Zudem sind im Rahmen des EHB nicht immer exakte Daten für Deutschland angegeben. Beispielsweise ist die Länge des Leitungsnetzes nur für ganz Europa festgesetzt.

Die Länge der zu Deutschland zugehörigen Leitungen wurde daher lediglich anhand der Grafik abgeschätzt. Da die Tendenz zukünftig in einer Umwidmung des bestehenden Erdgasnetzes liegt, wird der geografische Aufbau des entwickelten Netzes des FZ Jülich im weiteren Verlauf nicht weiter analysiert.

Tabelle 3.12: Kernelemente der visionären Wasserstoffinfrastruktur der FNB Gas und der EHB-Initiative

	FNB GAS	EHB	FZ JÜLICH
Zieljahr	2050 (bzw. 2045)	2040	2050
Gesamtbedarf H2 in Deutschland in TWh	504	300	400 ¹¹
Leitungslängen in km	13.300 (D)	39.700 (EU) (ca. 4.700 für D)	12.200 (D)
Anteil umgewidmeter Leitungen in %	83	69	0
Inländische Elektrolyseleistung in GW_{el}	63	k.A.	62
Inländisch erzeugte H2-Menge in TWh	164	k.A.	181
Inländische Elektrolysestandorte	Insbesondere BB, NI, MV, SH	Offshore (Nordsee)	NI, MV, SH
Importleistung in GW	131	k.A.	k.A.
Importenergie in TWh	340	k.A.	219
Importländer (nach EU-Ländercode)	FR, NL, NO, RUS	DK, NL, NO, RUS, Südeuropa, Nordafrika	IE, IS, NO, UK
Speicherkapazität in GW	69	k.A.	67
Kosten in Mrd. €	18 (D)	43 - 81 (EU)	k.A.

Der zukünftige Wasserstoffbedarf wird von den FNB Gas mit über 500 TWh als am höchsten eingeschätzt. Die Differenz zum Bedarf des EHB lässt sich überwiegend auf den Industriesektor (340 TWh vs. 183 TWh) zurückführen. Auch im Vergleich zum Bedarf des FZ Jülich wird der Industrie ein höherer Wasserstoffbedarf unterstellt, wobei diese sich bei Berücksichtigung der stofflichen Nachfrage weiter dem Bedarf der FNB Gas annähern würden. Die Leitungslänge sowie die installierte Elektrolyseleistung und die Speicherkapazitäten sind von den FNB Gas und dem FZ Jülich in der gleichen Größenordnung angesetzt. Für das EHB fehlen diese Angaben. Die Kosten der Wasserstoffinfrastrukturen sind für Deutschland nur von den FNB Gas mit 18 Mrd. € angegeben.

Abbildung 3.13 zeigt die visionären Wasserstoffnetze der FNB Gas sowie das EHB für Deutschland im Vergleich zum aktuellen Erdgasnetz. Es ist erkennbar, dass die visionären Wasserstoffnetze auf den aktuellen Leitungen basieren. Auch die Grenzübergangspunkte

¹¹ Keine Berücksichtigung des stofflichen Wasserstoffbedarfs.

lassen sich bereits im heutigen Gasnetz wiederfinden. Die meisten Leitungen, die im H2-Netz 2050 oder EHB als Neubau definiert sind, sind ebenfalls bereits im aktuellen Netzplan Leitungen zu finden. Es ist daher davon auszugehen, dass die jeweiligen vorhandene Leitungen entweder keine Umwidmung zulassen oder für den Methantransport beibehalten werden sollen. Es wird dementsprechend eine Wasserstoffleitung parallel zur bestehenden Leitung neu errichtet. Für Strecken, die im visionären Wasserstoffnetz zu finden sind und bei denen im aktuellen Netz mehrere Leitungen nebeneinander existieren, lässt sich nicht sagen, ob alle oder nur eine bzw. ein Teil der Leitungen für den Wasserstofftransport umgewidmet werden. Herausstechende Leitungen im Wasserstoffnetz der FNB Gas sind die bisher nicht vorhandenen Verbindungen zwischen Bayern und Sachsen sowie zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt. Im EHB sind diese nicht wiederzufinden, ebenso wie die Verbindungen von Niedersachsen in die Ostsee. Umgekehrt lassen sich jedoch fast alle Leitungen des EHB auch im vom FNB Gas entwickelten Netz wiederfinden. Insbesondere in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen weist das Netz der FNB Gas eine deutlich detailliertere Auflösung auf. Auffällig ist auch die westliche Leitung in Baden-Württemberg, die zwar in beiden Karten zu finden ist, im EHB jedoch als neue Leitung mit Verbindung nach Hessen und in der Karte der FNB Gas als umgewidmete Leitung nach Rheinland-Pfalz aufgeführt ist.

3 Die zukünftige Rolle der Gasinfrastruktur

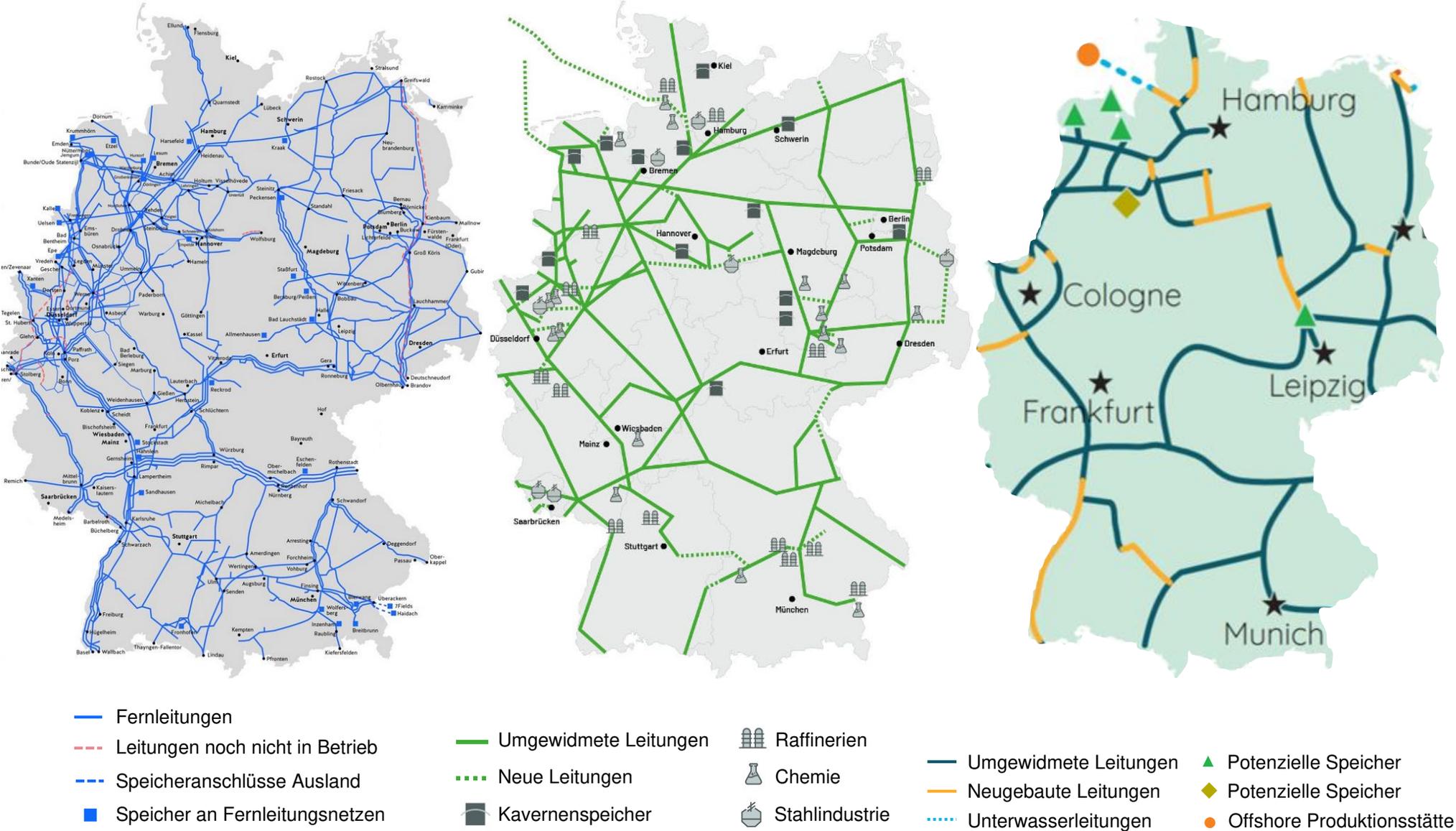


Abbildung 3.13: Aktuelles Gas Fernleitungsnetz (links), H2-Netz 2050 der FNB Gas (Mitte) und das EHB 2040 (rechts)

4 Methodik der Modellierung

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen dienen dazu, den Einfluss der Berücksichtigung von Gasnetzen als Möglichkeit des Energietransportes auf das Energiesystem zu untersuchen. Ziel ist es, die Auswirkungen der Modellierung des Gasnetzes auf das Design und den Betrieb eines klimaneutralen Energiesystems zu beleuchten und wesentliche Effekte abzuleiten. Dazu wird sowohl ein Betrieb des Gasnetzes mit erneuerbarem Methan als auch mit Wasserstoff betrachtet. Die Modellierung erfolgt mit Hilfe des am IfES-EES¹² existierenden Energiesystemtransformationsmodells (ESTRAM), welches in Abschnitt 4.1 vorgestellt wird. In Abschnitt 4.2 werden die verschiedenen Möglichkeiten des leitungsgebundenen Energietransportes beleuchtet und aufgezeigt, wie der Energietransport im ESTRAM abgebildet wird. Abschnitt 4.3 dient der Darstellung der leitungsgebundenen Importoptionen der Energieträger Strom, Erdgas bzw. erneuerbarem Methan und Wasserstoff. Zur Erreichung der Zielsetzung werden im Rahmen dieser Arbeit verschiedene Szenarien modelliert, die abschließend in Abschnitt 4.4 definiert werden.

4.1 Energiesystem-Transformationsmodell (ESTRAM)

Das ESTRAM wurde im Rahmen des MET-Projektes¹³ des Leibniz Forschungszentrums Energie 2050 entwickelt. Es ist ein lineares Optimierungsmodell, mit Hilfe dessen Transformationspfade des europäischen Energiesystems abgebildet werden können. Dies geschieht auf Basis des im Jahr 2018 existierenden Energiesystems und unter Verwendung von Prognosen zu Bedarfs- und Kostenentwicklungen. Darüber hinaus können auch zukünftige Energiesysteme nach dem „grüne Wiese“ Ansatz, indem vorhandene Komponenten des Energiesystems nicht berücksichtigt werden, optimiert werden.

Der Modellaufbau lässt sich grundsätzlich in zwei Bereiche clustern. Auf der einen Seite stehen die Energieträger (z.B. Strom), die aus einer Quelle (z.B. Wind) oder mittels Imports in das Energiesystem gelangen. Die Energieträger können mit Hilfe von Wandlern (z.B. Elektrolyseur) umgewandelt und in Speichern gespeichert werden. Auf der anderen Seite stehen die Verbraucher (z.B. Brennstoffzellenfahrzeug), die die Energieträger zur Befriedigung des Bedarfs einer Anwendung (z.B. Mobilität/Straße) nutzen. Alle zugehörigen Technologien und Bedarfe unterliegen im Modell einer räumlichen Verteilung. Je nach gewünschtem Auflösungsgrad werden Komponenten in einem Knoten aggregiert. Innerhalb des Energiesystems können Energieträger mittels vorgegebener Infrastruktur zwischen Knoten transportiert werden. Dazu sind im ESTRAM die existierenden Strom- und Gasnetze hinterlegt, sodass ein Transport der Energieträger Strom, Erdgas bzw. Methan und Wasserstoff möglich ist. Weitere Transportoptionen beispielsweise über Straßen oder Schienen werden nicht abgebildet.

Das übergeordnete Ziel des Modells ist die Minimierung der Gesamtkosten (C^{total}) des Energiesystems, die im ESTRAM aus Kapital- (C^{capex}), Betriebs- und Wartungs- (C^{om}) und

¹² Institut für Elektrische Energiesysteme – Fachgebiet Elektrische Energiespeichersysteme, Leibniz Universität Hannover.

¹³ MET: Modellieren der Energiesystem-Transformation.

Energieträger- bzw. Brennstoffkosten ($C^{carrier}$) der einzelnen Systemkomponenten über alle Knoten ($k \in K$) und Jahre ($y \in Y$) bestehen. Die Zielfunktion ist in Gleichung 4.1 definiert.

$$C^{total} = \sum_y \sum_k C_{k,y}^{capex} + C_{k,y}^{om} + C_{k,y}^{carrier} \quad (4.1)$$

Dieses Ziel soll unter Einhaltung mehrerer Nebenbedingungen erreicht werden. Dazu gehört beispielsweise die Deckung der Bedarfe der unterschiedlichen Anwendungen oder die Begrenzung der CO₂-Emissionen. Die meisten Bedingungen lassen sich je nach Anwendungsziel aktivieren, deaktivieren oder anpassen. Als Eingangsgrößen sind unter anderem Potenziale zum Zubau von erneuerbaren Energien sowie Endenergieverbräuche der jeweiligen Energieträger hinterlegt. Die regionale Unterteilung erfolgt nach NUTS-Regionen, wobei die höchstmögliche Auflösung die NUTS-3-Ebene darstellt.

Der Begriff „Gas“ wird im ESTRAM – anders als in Kapitel 2 und 3 dieser Arbeit – stellvertretend für Erdgas und erneuerbares Methan verwendet. Wasserstoff fällt nicht unter den Begriff „Gas“ und wird als separater Energieträger betrachtet. Biomethan findet im ESTRAM derzeit noch keine Verwendung. Daher werden im Folgenden die Begriffe „Gas“ und „Wasserstoff“ in Anlehnung an das ESTRAM getrennt genutzt.

4.2 Leitungsgebundener Energietransport und dessen Modellierung im ESTRAM

Die Möglichkeiten Energie zu transportieren sind vielfältig. Die bekanntesten Optionen sind der Transport in Form von Strom, der Gastransport sowie der Transport von Wärme. Für diese drei Energieträger existieren in Deutschland flächendeckend ausgebaute Netzsysteme, die den jeweiligen Energietransport ermöglichen. Bisher sind die Energienetze autarke Infrastrukturen. Aufgrund des starken Ausbaus der erneuerbaren Energien zur Erreichung der Klimaziele ist jedoch ein intelligentes System notwendig, das die Nutzung der Energieträger und dessen Infrastrukturen möglichst effizient kombiniert. (Schulz 2020)

In der im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen wird das Stromtransport- und das Gastransportnetz berücksichtigt. Das Fernwärmenetz besteht aus einzelnen, zum Teil stark lokalen Netzen, sodass diese im Kontext des überregionalen Transports keine Beachtung finden. Auf die Nutzung weitere, nicht leitungsgebundene Möglichkeiten wie der Transport von flüssigen Kraftstoffen oder flüssigem Gas per Schiff oder LKW wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter eingegangen. Um die Ergebnisse im Anschluss interpretieren zu können, wird im Folgenden zunächst ein Überblick über die unterschiedlichen Energietransportmöglichkeiten gegeben und die Implementierung im ESTRAM vorgestellt. Dabei werden Aufbau der Netze beschrieben, für den Transport relevante Eigenschaften der Energieträger verglichen sowie Kosten und Effizienz des jeweiligen Transports analysiert. Abschließend wird ein Einblick in die unterschiedliche Akzeptanz des jeweiligen Energietransportes gegeben.

Technischer Aufbau der Netze

Das **Gasnetz** dient zum Transport von Erdgas respektive Methan von der Förderstätte zum Verbraucher (vgl. Abschnitt 2.2.1). Es besteht innerhalb Deutschland und Europa hauptsächlich aus unter der Erdoberfläche verlegten Leitungen. Im Fernleitungsnetz wird das

Gas mit einem hohen Druckniveau von bis zu 100 bar in Leitungen mit bis zu 140 cm Durchmesser transportiert. Zum Teil existieren für den Transport großer Mengen mehrere parallele Leitungen. Um ein weitestgehend stabiles Druckniveau zu erhalten, ist alle 100 - 200 km eine Verdichterstation vorgesehen (FNB Gas 2021a). Diese kann neben einer Hauptleitung auch mehrere abzweigende Leitungen bedienen, sodass aufgrund der Vermaschung des Transportnetzes bilanziell eine Station pro 560 km Transportleitung existiert. Die Größe der Verdichterstationen sowie die Anzahl der Kompressoren sind abhängig vom Rohrdurchmesser und dem zu transportierendem Gasvolumen (Wachsmuth et al. 2019). An Gasübernahmestationen, die das Fernleitungsnetz mit dem Verteilnetz verbinden, sind Gasdruckregel- und Messanlagen vorzufinden, die das Druckniveau für den Transport im Verteilnetz reduzieren und die Gasmenge messen. Zusätzlich sind Prozessgaschromatographen, die das Gas analysieren und brenntechnische Eigenschaften bestimmen, installiert.

Das Verteilnetz wird nach Druckstufen in Hoch-, Mittel- und Niederdruckleitungen gegliedert. Es übernimmt an den Gasübernahmestationen das Gas vom vorgelagerten Fernnetz, wo es auf 25 bar (Hochdruck) entspannt wird. Die Hochdruckleitungen versorgen entweder direkt mittelgroße Industriekunden oder transportieren das Gas zu den Mittel- und Niederdruckleitungen. An den Übernahmestellen wird das Gas in Gasdruckregelanlagen erneut auf ein niedrigeres Druckniveau entspannt, auf 16 bar für Mitteldruckleitungen oder auf 60 mbar für Niederdruckleitungen. Aus der Mitteldruck- und Niederdruckstufe werden alle weiteren Nachfrager wie kleinere Industriekunden, private Haushalte, Gewerbekunden oder Tankstellen versorgt. (Schulz 2020)

Die maximale Last des gesamten Netzes tritt im Winter auf, wenn ein hoher Bedarf an Gas zu der Erzeugung von Raumwärme existiert, während die Auslastung im Sommer eher gering ist (Wachsmuth et al. 2019). Die dem Gasnetz entnommene Energie lag nach der BNetzA (2021) im Jahr 2020 bei insgesamt 940 TWh, davon sind 200 TWh unmittelbar aus dem Fernleitungsnetz an Verbraucher und 740 TWh über das Verteilnetz ausgespeist worden. Zusätzlich wurden weitere 814 TWh Gas in Nachbarländer exportiert (vgl. Abschnitt 2.2.1). Da im Rahmen dieser Arbeit der überregionale Transport innerhalb Deutschlands betrachtet wird, wird sich im Folgenden stets auf den Transport im Fernleitungsnetz bezogen.

Das **Stromnetz** dient zum Transport und zur Verteilung von elektrischer Energie über Freileitungen und Erdkabel vom Erzeuger hin zum Verbraucher. In der Regel erfolgt die Übertragung mittels Dreiphasenwechselstrom mit einer Netzfrequenz von 50 Hz. Für weite Entfernungen oder bei Seekabeln erfolgt die Energieübertragung aufgrund geringerer Übertragungsverluste zum Teil auch mittels Gleichstroms. Vergleichbar zu den Druckstufen im Gasnetz existieren unterschiedliche Spannungsstufen, die über Transformatoren in Umspannwerken miteinander verbunden sind. Die überregionale Übertragung des Stroms erfolgt im Drehstromnetz im Höchstspannungsbereich von 220 kV und 380 kV (Übertragungsnetz). Anschließend wird der Strom über das Verteilnetz auf Hoch- (110 kV), Mittel- (bis 30 kV) und Niederspannungsebene (bis 1 kV) zu den jeweiligen Verbrauchern verteilt. (Schulz 2020)

Der Transport von Strom im Stromnetz ist aufgrund seiner besonderen Eigenschaften sehr komplex. Es sind neben den zu berücksichtigenden Gesetzmäßigkeiten auch zahlreiche Anforderungen für einen sicheren Netzbetrieb zu erfüllen. Darunter fallen für das Übertragungsnetz beispielsweise die Einhaltung der Kirchhoff'schen Regeln sowie des n-1-

Kriteriums¹⁴. Eine umfangreiche Darstellung des Stromtransports in allen Netzebenen bietet Schwab (2009).

Wie beim Gastransport wird im Folgenden ausschließlich die Übertragungsnetzebene betrachtet, außer es wird sich explizit auch auf das Verteilnetz bezogen. Die Länge des deutschen Stromübertragungsnetzes beträgt im Jahr 2020 ca. 37.500 km, wovon über 90 % auf Freileitungen fallen (BNetzA 2021). Die konventionellen Stromerzeugungsanlagen konnten aufgrund der Standortunabhängigkeit stets verbrauchernah angeordnet werden, sodass die Länge und die Transportkapazität der Übertragungsleitungen minimal gehalten werden konnte. Mit zunehmender Anzahl an erneuerbaren Erzeugungsanlagen, die vorzugsweise an wind- bzw. sonnenreichen Standorten installiert werden, wird ein höherer Transportbedarf erforderlich. Außerdem sind erneuerbare Anlagen nicht wie konventionelle Anlagen nur an der Hoch- und Höchstspannungsebene angeschlossen, sondern auch an unteren Spannungsebenen. Dies erhöht die Komplexität des Netzbetriebes und erschwert die Einhaltung der zulässigen Betriebsparameter wie beispielsweise Spannungsgrenzen. Durch die hohe Volatilität der erneuerbaren Energien wird zudem die Netzauslastung weniger planbar. Diesen sich verändernden Anforderungen wollen Netzbetreiber unter anderem mit vermehrter Berücksichtigung der Gleichstromübertragung beim Netzausbau begegnen. (Mahr et al. 2021)

Die dem Stromnetz entnommene Energie lag 2020 in Deutschland bei 460 TWh, wovon 27 TWh auf Industriekunden, die unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, und 433 TWh auf Kunden des Verteilnetzes entfielen (BNetzA 2021).

Die in Deutschland installierten Transportkapazitäten von Gasleitungen übersteigen die der Stromleitungen deutlich, da sich aufgrund der hohen Energiedichte von Gas einfacher größere Energiemengen transportiert lassen. Große Gasleitungen wie beispielsweise die OPAL von Mecklenburg-Vorpommern nach Sachsen oder die JAGAL von Brandenburg nach Thüringen besitzen eine Kapazität von über 40 GW bzw. über 30 GW. Einzelne Stromübertragungsleitungen weisen dagegen eine Kapazität von weniger als 5 GW auf (Burchardt et al. 2021). Zukünftig wird aufgrund der steigenden Erzeugungskapazitäten an den windreichen Küsten die Nord-Süd Transportrichtung von großer Bedeutung sein. Das Stromübertragungsnetz weist von Nord- nach Süddeutschland derzeit eine Transportleistung von 18 GW auf, während die für diese Verbindung installierte Gastransportleistung von 75 GW mehr als das Vierfache beträgt. (Bothe et al. 2017)

Im ESTRAM ist der Transport von Strom, Gas oder Wasserstoff über die jeweiligen Transportnetze möglich. Die verwendeten Datensätze zur Abbildung des Strom- und des Gasnetzes sind der Dokumentation des ESTRAMs zu entnehmen. Im Stromnetz werden Leitungen der Spannungsebenen 110 kV, 220 kV und 380 kV zusammengefasst. Es werden existierende und geplante Gleichstromleitungen berücksichtigt, für die eine Spannung von 380 kV angenommen wird. Das ESTRAM bietet im Rahmen der Modellparameter die Option, den Stromfluss im Wechselstromnetz als linearen optimalen Leistungsfluss (engl. linear optimal power flow, LOPF) darzustellen, um die Kirchhoff'schen Regeln zu berücksichtigen. Andernfalls erfolgt die Darstellung des Stromnetzes als sogenanntes Transportmodell, in dem

¹⁴ Das n-1-Kriterium ist ein Planungskriterium für Übertragungsnetze und dient der Netzsicherheit. Es besagt, dass ein Ausfall einer Leitung im Übertragungsnetz keine Unterbrechung der laufenden Stromübertragung verursachen darf. (Winter et al. 2020)

der freie Austausch von Strom zwischen Knoten erlaubt ist. Für alle Transportnetze kann zudem die Netzverfügbarkeit eingeschränkt werden. Dies wird vor allem beim Stromnetz angewendet, um näherungsweise das n-1-Kriterium abzubilden (Winter et al. 2020). Die verfügbare Kapazität des Netzes wird dafür auf 70 % reduziert. Zusätzlich gehen mit einer reduzierten Netzverfügbarkeit weitere positive Effekte wie die Vermeidung einer unerwünschten hohen Last oder die Reservierung von Blindleistungskapazität einher.

Technische Eigenschaften von Gas und Wasserstoff

Die Gasinfrastruktur wird nach aktuellen Studien sowie politischen Plänen zukünftig auch für den Wasserstofftransport genutzt (vgl. Abschnitt 3.2). Wasserstoff besitzt eine geringere volumetrische Energiedichte als Erdgas bzw. Methan, sodass bei gleichem Druckniveau und bei gleichem Volumenstrom weniger Energie transportiert wird. Die Energiedichte unterscheidet sich je nach Druck unterschiedlich stark. Bei Normaldruck (1,01325 bar) besitzt Methan eine Energiedichte von 9,97 kWh/m³. Die Energiedichte von Erdgas schwankt je nach Herkunft zwischen 8,8 kWh/m³ und 10,4 kWh/m³. Wasserstoff dagegen hat lediglich eine Energiedichte von 3 kWh/m³, was circa einem Drittel der Energiedichte von Methan entspricht. Mit steigendem Druck erhöht sich die jeweilige Energiedichte. Bei Methan steigt diese jedoch schneller als bei Wasserstoff und somit wird auch die Differenz der Energiedichten mit steigendem Druck größer (Wachsmuth et al. 2019). Beim Transport von Wasserstoff wird dementsprechend unter gleichen Bedingungen weniger Energie transportiert als beim Transport von Erdgas bzw. erneuerbarem Methan. Um mit Wasserstoff die gleiche Leistung wie mit Erdgas zu transportieren, können unterschiedliche Maßnahmen ergriffen werden. Beispielsweise kann der Druck erhöht werden, um eine höhere Energiedichte des Wasserstoffes zu erhalten. Eine andere Möglichkeit ist die Vergrößerung der Leitungsdurchmesser, um den Volumenstrom des Wasserstoffes zu erhöhen. (Merten et al. 2020)

Müller-Syring et al. (2013) haben im Rahmen einer Studie den Einfluss der Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz auf die Transportkapazität und den Druckverlust untersucht. In dieser Arbeit wird von einer vollständigen Umstellung des Erdgasnetzes auf Wasserstoff ausgegangen, weshalb lediglich die Randdaten von 0 % und 100 % Beimischung von Wasserstoff relevant sind. In der Studie wird eine Erdgasleitung von 250 km Länge mit einem Eingangsdruck von 80 bar betrachtet. Die Ergebnisse zeigen, dass je nach Herkunft des Erdgases¹⁵ der Volumenstrom beim Wasserstofftransport um das 3,1- bis 3,4-fache erhöht werden müsste, um die gleiche Transportkapazität zu erhalten wie das jeweilige Erdgas. Während bei Erdgas dabei der Druck um circa 14 % abfällt, findet beim Transport von Wasserstoff ein Druckverlust von 23 - 27 % statt. Die Verdichterleistung ist daher beim Wasserstofftransport um das 6,8- bis 8,6-fache höher als die Verdichterleistung beim Erdgastransport. Wird der Volumenstrom so angepasst, dass der Druckverlust beim Wasserstofftransport dem Druckverlust beim Erdgastransport entspricht, wird dieser um das 2,5-fache erhöht. Die Transportkapazität ist im Vergleich zu Erdgas dann 21 – 25 % geringer (Müller-Syring et al. 2013). Diese Verringerung der Transportkapazität bei Nutzung von

¹⁵ Es werden L-Gas aus den Niederlanden, H-Gas aus der Nordsee und aus Russland betrachtet. Aufgrund der fortschreitenden L-Gas / H-Gas Umstellung werden die Ergebnisse des L-Gas Transports an dieser Stelle vernachlässigt.

Wasserstoff anstelle von Erdgas bzw. Methan im Gasnetz gilt als zentrale Herausforderung bei der Umstellung der Infrastruktur (Wachsmuth et al. 2019).

Im ESTRAM kann das Gasnetz sowohl für den Methantransport als auch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Ist der Wasserstofftransport erwünscht, wird ein Umwidmungsanteil (p) über die Modellparameter vorgegeben. Die Umwidmung erfolgt linear ausgehend vom Jahr 2025 bis zum Zieljahr. Dazu wird jede zwischen zwei Knoten existierende Transportkapazität (P^{nom}) anhand des zuvor festgelegten Umwidmungsanteils in eine Gas- (P_{Gas}^{nom}) und eine Wasserstoffleitungskapazität ($P_{H_2}^{nom}$) für das Zieljahr aufgeteilt. Aufgrund der unterschiedlichen Energiedichten von Methan und Wasserstoff wird zudem die verfügbare Kapazität der umgewidmeten Leitungen reduziert. Unter Annahme einer Energiedichte von Wasserstoff (w_{H_2}) von 0,6 MWh/m³ und einer Energiedichte von Methan (w_{Gas}) von 2 MWh/m³ bei einem durchschnittlichen Druck von 20 bar, ergibt sich ein Verhältnis von drei zu zehn. Die Berechnung der verfügbaren Leitungskapazität einer Wasserstoffleitung erfolgt demnach durch die Multiplikation der Ursprungskapazität mit dem Faktor 0,3. Die Ermittlung der jeweiligen Transportkapazitäten zwischen zwei Knoten wird in Gleichung 4.2 und 4.3 zusammengefasst.

$$P_{Gas}^{nom} = P^{nom} * (1 - p) \quad (4.2)$$

$$P_{H_2}^{nom} = P^{nom} * p * \frac{w_{H_2}}{w_{Gas}} \quad (4.3)$$

Unter Annahme eines beispielhaften Umwidmungsanteils von 75 % und einer existierende Transportkapazität von 10 GW würden demnach 2,5 GW für den Gastransport und 2,25 GW für den Wasserstofftransport zur Verfügung stehen.

Effizienz des Energietransports

Die in ein Transportnetz eingespeiste Energie entspricht grundsätzlich nicht der gleichen Energiemenge, die bei Verbrauchern oder an Übernahmestationen entnommen wird. Der Transport von Energie verursacht Verluste, die je nach Energieträger und Transportoption unterschiedlich ausfallen und von den Netzbetreibern so gering wie möglich gehalten werden. Auch Wandler sowie die zwischenzeitliche Ein- und Ausspeicherung in Speichersysteme verursachen Verluste. Im Folgenden werden die jeweiligen Verluste, die dem Leitungstransport zugeordnet werden können, aufgezeigt. Verluste, die im Rahmen der Speicherung oder an Übernahmestationen bzw. Umspannwerken entstehen, werden nicht explizit erläutert.

Beim **Gastransport** entstehen Verluste durch ungewollte bzw. unvermeidbare Gasemissionen sowie durch den Energiebedarf der zum Transport notwendigen Verdichterstationen. Gasemissionen sind auf unterschiedliche Ursachen zurückzuführen. An den Leitungen können aufgrund hoher mechanischer Beanspruchung, Alterung oder Schäden an der Leitung Leckagen entstehen, an denen Gas entweichen kann. Auch die Verbindungsstellen von Leitungsabschnitten sowie Dichtungssysteme der Verdichter sind typische Punkte, an denen Emissionen auftreten. Zusätzlich dazu gibt es betriebsbedingte Emissionen, die bei Wartungs- und Reparaturarbeiten entstehen (Müller-Syring et al. 2016). Aufgrund der starken Treibhausgaswirkung des Methans liegt es nicht nur im Sinne der Netzbetreiber, die Emissionen bestmöglich zu vermeiden. Zahlreiche Studien haben in den vergangenen Jahren

versucht, die Erdgasemissionen bei Produktion, Speicherung, Transport und Verteilung zu bestimmen (u.a. Müller-Syring et al. 2016, Goumas 2015, Große et al. 2020). Insgesamt wird der Beitrag der Gasentweichungen zu den Treibhausgasemissionen als gering eingeschätzt. Lelieveld et al. (2005) ermitteln anhand von Messungen und Hochrechnungen beim Erdgastransport in Russland Verluste durch Leckagen von 0,7 % des transportierten Gasvolumens bezogen auf das gesamte Transportnetz. Große et al. (2020) gehen von einem Transportverlust von 0,019 % pro 100 km aufgrund von ungewollten Emissionen aus. Leckagen an Gasleitungen in Deutschland sind durch Modernisierungsmaßnahmen der Leitungen gegenüber dem Jahr 1990 bereits um 90 % zurückgegangen (DVGW 2019). Daher werden Verluste durch Leckagen insgesamt als vernachlässigbar angesehen (Urbansky 2017).

Im Zuge der Umwidmung der Erdgasleitungen zur Wasserstoffnutzung muss beachtet werden, dass aufgrund von Wasserstoffversprödung die Rohre anfälliger für Risse und Beschädigungen werden. Um Verluste durch Emissionen weiterhin zu vermeiden, gibt es umfassende Projekte, die die Wasserstofftauglichkeit der Erdgasleitungen prüfen sowie Maßnahmen zum Schutz der Leitungen ausarbeiten und umsetzen (u.a. Jankowsk 2021, Fraunhofer 2020).

Der Transport von Erdgas im Fernnetz erfolgt bei hohem Druck, um mit einer hohen Energiedichte große Energiemengen transportieren zu können. Der Druck nimmt beim Gastransport aufgrund der Reibung entlang der zu transportierenden Strecke ab, weshalb das Gas immer wieder neu verdichtet werden muss. Der Betrieb der meisten Verdichterstationen erfolgt durch Gasturbinen. Dafür wird ein Teil des transportierten Gases aus den Leitungen abgezweigt und kann im Hinblick auf die Effizienzbetrachtung des Transports somit als Verlust gewertet werden (Göb 2017). Je nach Betriebszustand der Leitung und Art des Verdichters ist der Energiebedarf für den Antrieb unterschiedlich hoch. Von 54 Verdichterstationen im deutschen Fernleitungsnetz werden 45 ausschließlich mit Gasturbinen betrieben. Die restlichen Stationen verwenden Elektromotoren (sieben Stationen) oder eine Kombination aus Gas und Strom (zwei Stationen). Der gesamte Verbrauch an Erdgas zum Betrieb der Verdichterstationen lag in Deutschland im Jahr 2017 bei ca. 6,5 TWh (Bundestag 2017). Göb (2017) gibt an, dass bei einer Pipelinestrecke vom Förderort Russland zum Verbraucher in Deutschland von 5.000 km circa 10 % des in die Pipeline eingespeisten Erdgases zum Betrieb der Verdichterstationen verwendet wird. Das bedeutet, dass auf 100 km Transportverluste von 0,2 % anzunehmen sind. Eine ähnliche Annahme treffen Wachsmuth et al. (2019), die in ihrer Studie pro Megawattstunde transportiertes Erdgas von einem Gasbedarf von 2,7 kWh zum Betrieb der Verdichter ausgehen. Dies entspricht einem Verlust von 0,27 % pro Verdichterstation. Müller-Syring et al. (2016) haben auf Basis von Daten der FNB Gas einen Energiebedarf zum Gastransport von 0,1 % des transportierten Gases pro 100 km ermittelt.

Für den Transport der gleichen Energiemenge Wasserstoff wie Erdgas wird aufgrund der geringen Energiedichte eine größere Menge benötigt. Hawkins (2006) nimmt an, dass auf 100 km 0,77 % des transportierten Wasserstoffs für den Transport verbraucht wird. Merten et al. (2020) beziehen sich in ihrer Studie ebenfalls auf Hawkins (2006) und nehmen für den Wasserstofftransport per Pipeline Verluste von 0,8 % pro 100 km an.

Die Verluste beim **Stromtransport** setzen sich aus ohm'schen Verlusten, Koronaentladungen und Blindstromkompensation zusammen. Der größte Anteil fällt dabei auf die Ohm'schen Verluste. Da der elektrische Widerstand der Leitungen zu deren Erwärmung führt, ist eine

Isolierung der Leitungen erforderlich. Bei Freileitungen ist dieses durch die umgebende Luft gegeben. Die Verluste sind abhängig von dem durch die Leitung fließenden Strom, welcher mit der zu übertragenen Leistung bei konstanter Spannung ansteigt. Die Verlustleistung steigt quadratisch zur Stromstärke und somit auch zur übertragenen Leistung. Durch hohe Spannungen kann bei hoher Übertragungsleistung der Strom und somit die Verlustleistung klein gehalten werden. Eine weitere Möglichkeit zur Reduzierung der Verlustleistung ist die Verringerung des Widerstands, was eine Vergrößerung des Leiterquerschnitts bedeutet und somit mehr Material und stärkere Masten erfordert. Dieser Option sind daher technische und wirtschaftliche Grenzen gesetzt. Freileitungen bestehen meist aus mehreren Leiterseilen, die mit einer Stromstärke von bis zu 2 kA belastet werden können (Paschotta 2022). Im Mittel werden die Leitungen jedoch nur mit 30 – 50% des Grenzstroms belastet (Müller-Syring et al. 2013). Die maximale Belastung erfolgt aufgrund der überproportionalen Steigung der Verlustleistung bei steigendem Strom in der Regel nur selten (Paschotta 2022).

Unabhängig von der Strombelastung können an Freileitungen Verluste durch elektrische Entladungen an die Luft, den Koronaentladungen, vorkommen. Diese bilden sich bei hohen Feldstärken, weshalb Freileitungen als Bündelleiter ausgeführt werden und so die Feldstärke gering gehalten wird. Zusätzlich fallen bei Drehstromleitungen Blindströme an, die die Leitungen belasten und weitere Verluste verursachen. Daher ist teilweise eine Blindstromkompensation erforderlich. Bei der Gleichstromübertragung fällt kein Blindstrom an. (Amprion 2021)

Die summierten Netzverluste im Jahr 2020 in Deutschland lagen laut BNetzA (2021) auf Übertragungsnetzebene bei 9,9 TWh. Für das gesamte Stromnetz fielen Netzverluste von 27,2 TWh an. In der Literatur werden bei der Ermittlung der Transportverluste in der Regel nur die ohmschen Verluste, Verluste durch Blindströme sowie ggf. Umspannverluste betrachtet. Verluste durch Koronaentladungen werden vernachlässigt, da diese vergleichsweise gering sind (Oeding und Oswald 2016). Müller-Syring et al. (2013) geben die Verluste einer typischen 380 kV Freileitung mit einer mittleren Übertragungsleistung von 600 MW (max. Übertragungsleistung 1.100 MW) mit 0,6 % pro 100 km Leistungslänge an. Da die Leitungen innerhalb eines Jahres unterschiedlich stark ausgelastet sind, fallen bei höherer Auslastung stärkere sowie bei niedrigerer Auslastung geringere Verluste an. Zwischen Verlusten und Leitungslänge kann näherungsweise ein linearer Zusammenhang angenommen werden. Eine Verdopplung der Leitungslänge ruft demnach doppelt so hohe Verluste hervor (Müller-Syring et al. 2013). Oeding und Oswald (2016) geben für eine 380 kV Leitung bei vergleichbarer Leistung Verluste von 1,3 % pro 100 km an. Die höheren Verluste auf geringerer Spannungsebene werden bei konkreter Betrachtung besonders deutlich. Für eine 220 kV Leitung liegen diese bereits bei 2,3 % pro 100 km, bei einer 110 kV Leitung bei 4,5 % pro 100 km (Oeding und Oswald 2016). Die Bürgerdialog Stromnetz (2021) nennt durchschnittliche Verluste einer 380 kV Leitung von 1,18 % pro 100 km. Die Energieverluste für die Gleichstromübertragung werden bei Freileitungen je nach Spannung mit 0,3 – 0,75 % pro 100 km sowie bei Erd- bzw. Seekabeln mit 0,5 – 0,75 % pro 100 km angenommen (Bürgerdialog Stromnetz 2021).

Im ESTRAM werden die beim Energietransport entstehenden Verluste näherungsweise in prozentualen Verlusten pro Strecke angegeben. Für das Gasnetz werden beim Methantransport Verluste von 0,2 % pro 100 km nach Göß (2017) und für den Wasserstofftransport von 0,8 % pro 100 km nach Merten et al. (2020) angenommen. Die

Abbildung nichtlinearer Verluste im Stromnetz ist im Modell nicht möglich, weshalb identisch zum Gasnetz näherungsweise eine lineare Verlustkurve angenommen wird. In der Literatur gehen die Annahmen von Durchschnittsverlusten zum Teil weit auseinander. Da im ESTRAM geringere Spannungsebenen, die in Realität höhere Verluste aufweisen, mit der 380 KV-Spannungsebene zusammengefasst werden, erfolgt eine konservative Annahme der Verluste nach Oeding und Oswald (2016) mit 1,3 % pro 100 km für alle Stromleitungen.

Je nach gewünschtem Endprodukt kann der Transport des Energieträgers vor oder nach bzw. innerhalb zwei Erzeugungsschritten erfolgen. Um den Einfluss der Transportverluste im Vergleich zu den Umwandlungsverlusten zu ermitteln, werden verschiedene Erzeugungs- und Transportkombinationen erstellt und anhand ihrer Gesamtverluste miteinander verglichen. Alle Varianten gehen von dem Ausgangsenergieträger Strom aus, der erneuerbar erzeugt wird. Es besteht für den Vergleich zudem die Annahme, dass eine ausreichende Netzkapazität verfügbar ist, um einen unabhängigen Vergleich zu ermöglichen. Ist das gewünschte Endprodukt Strom, kann dieser als Strom transportiert werden. Zur Entlastung der Stromnetze wäre es ebenso möglich, den Strom zunächst in Wasserstoff umzuwandeln, den Wasserstoff zu transportieren und anschließend wieder zu verstromen. Ist das gewünschte Endprodukt Wasserstoff, kann dieser sowohl unmittelbar in Erzeugernähe hergestellt und anschließend transportiert werden als auch in Verbrauchernähe hergestellt werden, wozu zuvor ein Stromtransport stattfindet. Bei erneuerbarem Methan als Endprodukt ist sowohl ein Strom-, als auch ein Wasserstoff- oder Methantransport denkbar, da sowohl der Elektrolyse-, als auch der Methanisierungsstandort gewählt werden kann. Jeder Transport und jede Umwandlung erzeugt unterschiedliche Verluste. Die in ESTRAM genutzten Wirkungsgrade sind in Tabelle 4.1 gegeben.

Tabelle 4.1: Wirkungsgrad Transport und Umwandlung

Transport	Wirkungsgrad in % pro 100 km	Wandler	Wirkungsgrad in %
Strom	98,7	Elektrolyse	66,7
Gas	99,8	Methanisierung	70,0
Wasserstoff	99,2	H2-Kraftwerk	40,0
		Gas-Kraftwerk	40,0

Anhand der jeweiligen Wirkungsgrade wird für die jeweiligen Kombinationen ein Gesamtwirkungsgrad je Transportentfernung ermittelt, welcher in Abbildung 4.1 dargestellt wird.

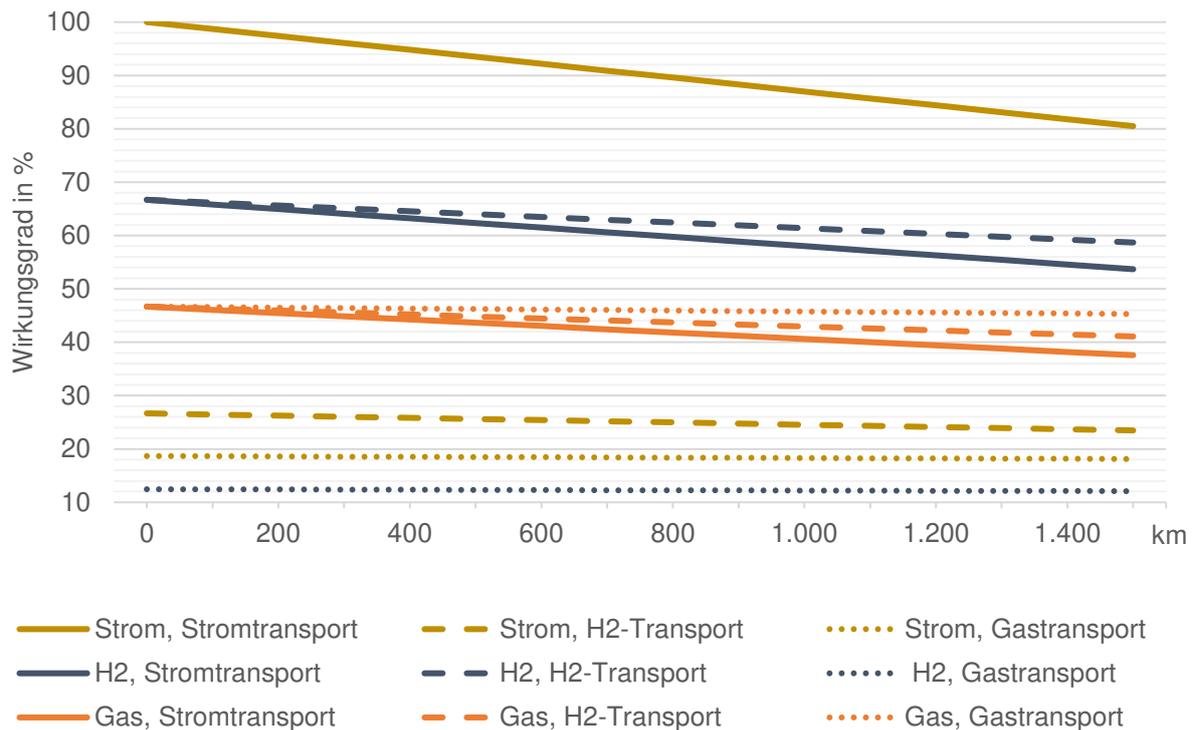


Abbildung 4.1: Einfluss der Wahl des Transportmittels auf den Gesamtwirkungsgrad nach Entfernung

Die Abbildung zeigt, dass der Stromtransport dem Wasserstofftransport grundsätzlich vorzuziehen ist, wenn das gewünschte Endprodukt Strom ist. Dies lässt sich auf die Verluste bei der Elektrolyse und insbesondere auf den geringen Wirkungsgrad bei der Rückverstromung zurückführen. Beim gewünschten Endprodukt Wasserstoff ist der Wasserstofftransport effizienter als der Stromtransport, was sich bereits bei Betrachtung der Transportverluste erkennen lässt. Verluste bei der Elektrolyse fallen in jedem Fall an und haben daher keine Auswirkungen. Bei geringen Entfernungen ist der Einfluss der Transportverluste minimal. Bei einer großen Entfernung von 1.000 km unterscheidet sich der Gesamtwirkungsgrad jedoch um 3,3 %. Beim Endprodukt erneuerbares Methan ist aufgrund der geringsten Verluste der Methantransport einem Strom- oder Wasserstofftransport vorzuziehen. Bereits bei einer Entfernung von 500 km liegen die Gesamtwirkungsgrade um mehr als 2,5 % auseinander. Sowohl bei Wasserstoff als auch bei Methan ist demnach eine Umwandlung am Erzeugerstandort energetisch am sinnvollsten. Darüber hinaus entstehen dadurch weitere positive Effekte wie eine Entlastung des Stromnetzes, das ohnehin die geringsten Transportkapazitäten vorzuweisen hat. Eine mögliche Verflüssigung und anschließendem Seetransport wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Eine Verflüssigung geht zunächst mit höheren Umwandlungsverlusten einher, weist dagegen jedoch deutlich geringerer Transportverluste auf. Daher ist ein Seetransport erst bei lange Transportdistanzen vorteilhaft (Wang et al. 2021a).

Diese nachfolgenden Effekte, die mit der Wahl eines Transportmittels einhergehen, werden im direkten Vergleich nicht abgebildet, sollten jedoch nicht vernachlässigt werden. Insbesondere beim Stromnetz spielen mögliche Einschränkungen aufgrund von Netzengpässen oder eine hohe Netzauslastung eine entscheidende Rolle. Würde beispielsweise ausschließlich der Stromtransport als Energietransportmittel gewählt werden, führt dies zu einer höheren Auslastung und damit zu höheren Verlusten.

Kosten des Energietransports

Die Kosten eines Energieträgers setzen sich aus der Summe der Beschaffungs- (Erzeugung inkl. Aufbereitung/Import), Transport- und Verteilungskosten zusammen. Im Folgenden werden ausschließlich Kosten, die dem leitungsgebundenen Transport zugeordnet werden können und ca. 30 – 40 % der Gesamtkosten ausmachen, analysiert (Robinius et al. 2020). Unter die Transportkosten fallen Investitionen für Ausbau bzw. Umwidmung der jeweiligen Infrastruktur sowie Kosten für den Betrieb der Leitungen.

Investitionskosten

Die Investitionskosten einer Strom- oder Gasleitung setzen sich aus den Materialkosten und den Verlegekosten zusammen. Die Materialkosten hängen im Wesentlichen von Dicke bzw. Durchmesser der Leitungen ab. Bei den Verlegekosten ist zwischen Neubau einer Strom- bzw. Gasleitung und Anpassung (z.B. Umwidmung der Gasleitung für Wasserstoff) zu unterscheiden. Bei einem Neubau von Gasleitungen zeigt sich, dass bei kleineren Durchmessern die Verlegekosten, bei großen Durchmessern die Materialkosten dominieren (Reuß 2019).

Der Netzentwicklungsplan Strom 2035 setzt die spezifischen Investitionskosten einer 380 kV AC-Freileitung mit 2,5 – 2,8 Mio. € pro km und eines AC-Erdkabels mit 11,5 Mio. € pro km an (Dolak 2021). Die Kosten der Gleichstromleitungen werden auf 2 Mio. € pro km für Freileitungen bzw. 6 Mio. € pro km für Erdkabel geschätzt. Für den geplanten Ausbau des Stromnetzes bis zum Jahr 2035 sind insgesamt Kosten in Höhe von 72 – 76,5 Mrd. € angesetzt (FNB Gas 2021e). Die spezifischen Investitionskosten für den Neubau einer Gasleitung sind mit denen einer Stromleitung vergleichbar, wenngleich die Leitungskapazität in den meisten Fällen deutlich höher liegt (Burchardt et al. 2021). Die Ausbaukosten liegen nach dem Netzentwicklungsplan Gas bis zum Jahr 2030 bei 7,8 Mrd. € für Erdgasleitungen sowie 0,7 Mrd. € für erneuerbare Gase (FNB Gas 2021b). Bezogen auf den geplanten Netzausbau ergibt dies im Mittel Kosten von 2,9 Mio. € pro km. Im visionären Wasserstoffnetz der FNB Gas werden Investitionskosten von 18 Mrd. € bis zum Jahr 2050 angenommen. Eine Umrüstung der Gasleitungen auf einen Wasserstoffbetrieb lässt sich nach aktuellen Schätzungen der FNB Gas zu 10 – 15 % der Kosten eines Neubaus durchführen (FNB Gas 2021e). Es ergeben sich demnach spezifische Investitionskosten einer Umrüstung von 0,7 – 0,8 Mio. € pro km sowie eines Neubaus von 4,6 – 5,4 Mio. € pro km¹⁶. Das EHB nennt spezifische Investitionskosten von 0,4 – 2,8 Mio. € pro km (Wang et al. 2021b). Eine Übersicht über die spezifischen Investitionskosten von Strom- und Gasleitungen sowie die getroffenen Annahmen für Wasserstoffleitung in der Literatur stellt Tabelle 4.2 dar.

¹⁶ Das Wasserstoffnetz der FNB Gas sieht umgewidmete Leitungen von 11.039 km Länge sowie einen Neubau an Leitungen von 2.261 km Länge vor (FNB Gas 2021e) .

Tabelle 4.2: Übersicht der spezifischen Investitionskosten von Transportleitungen

Transportleitung	Quelle	Mio. € / km	Mio. € / GW / km ¹⁷	
Strom, 380 kV Freileitung	AC	NEP Strom, Neubau (Dolak 2021)	2,5 – 2,8	1,25 – 1,40
		NEP Strom, Umbeseilung (Dolak 2021)	0,4 – 0,6	0,20 – 0,30
	DC	NEP Strom, Neubau (Dolak 2021)	2,0	1,00
Strom, 380 kV Erdkabel	AC	NEP Strom, Neubau AC (Dolak 2021)	11,5	5,80
	DC	NEP Strom, Neubau DC (Dolak 2021)	6,0	3,00
Erdgas/Methan		NEP Gas (FNB Gas 2021b)	1,3 – 3,3 ¹⁸	0,09 – 0,11
Wasserstoff, Neubau		FNB Gas (FNB Gas 2021e)	4,6 – 5,4	-
		EHB (Wang et al. 2021a)	1,5 – 2,8	0,22 – 1,25
		Hübner et al. 2021	1,5	0,68
		Reuß 2019	1,5	-
Wasserstoff, Umwidmung		FNB Gas (FNB Gas 2021e)	0,7 – 0,8	-
		EHB (Wang et al. 2021a)	0,3 – 0,5	0,04 – 0,25
		Hübner et al. 2021	0,2	-
		Wachsmuth et al. 2019	0,7 – 1,3	-

Die Annahmen zu den Investitionskosten von Wasserstoffleitungen zeigen, dass auch nach ökonomischen Gesichtspunkten die Umwidmung von Gasleitungen einem Neubau vorgezogen werden sollte. Zusätzlich würden bei einem Neubau weitere Kosten für die Stilllegung des Erdgasnetzes anfallen, die hier noch nicht berücksichtigt sind (Wachsmuth et al. 2019). Zur Infrastruktur gehören auch weitere Komponenten wie z.B. Verdichter oder GDRM im Gasnetz oder Transformatoren im Stromnetz, deren Kosten hier nicht quantitativ aufgeführt werden.

Betriebskosten

Im Vergleich zu den Investitionskosten einer Strom- oder Gasleitung sind die Betriebskosten vergleichsweise gering. Die Betriebskosten des Stromnetzes lassen sich auf die Bereitstellung der Systemdienstleistungen wie der Frequenzhaltung, Spannungshaltung oder allgemeinen Betriebsführung sowie auf Deckung der beim Stromtransport auftretenden Verluste zurückführen (Tennet TSO 2021). Die Kosten werden im Rahmen der Netzentgeltermittlung von den Netzbetreibern erhoben und nicht einzeln ausgewiesen. Betriebskosten von Gasleitungen lassen sich unterteilen in fixe Betriebskosten, die durch Betrieb, Wartung und Reparatur der Leitungen und Verdichter entstehen sowie variable Betriebskosten. Unter letztere fallen Kosten der Energie, die zum Transport des Gases in den Verdichterstationen benötigt wird (Wang et al. 2021a). Der Betrieb von Wasserstoffleitungen benötigt eine größere Energiemenge wie der von Erdgas, was sich wiederum in den variablen Betriebskosten

¹⁷ Auf Basis eigener Berechnungen. Für eine typische 380 kV Stromleitung wurde nach Wang et al. (2021a) eine Übertragungsleistung von 2 GW angenommen, für ein 380 kV Erdkabel 2 GW nach Dolak (2021). Für einen Neubau der Gasleitung wurde anhand einzelner Leitungen des NEPs (FNB Gas 2022) und in Anlehnung an Fluxys (2021) Leitungen vergleichbarer Größe ein Durchschnittswert ermittelt. Wang et al. (2021) unterscheidet zwischen Wasserstoffleitungen verschiedener Kapazitäten (1,2 – 13 GW), Hübner et al. (2021) nimmt eine Kapazität von 2,2 GW an.

¹⁸ Neubau Leitungen > 500 mm nach NEP (FNB Gas 2022).

widerspiegelt. Betriebskosten von Gasleitungen sind sowohl abhängig von der Leitungslänge als auch von dem Durchsatz (Reuß 2019). In der Literatur sind verschiedene Annahmen zu den Betriebskosten von Gasleitungen zu finden. Für die fixen Betriebskosten des Gasnetzes geben Wachsmuth et al. (2019) einen Wert von jährlich 9.080 €/km an. Reuß (2019) nimmt in seiner Analyse einen Wert von 5.000 €/km an. Horlacher und Helbig (2018) nennen ebenso 5.000 €/km. Die variablen Betriebskosten sind abhängig vom Durchsatz und werden in der Literatur selten separat aufgeführt. Wachsmuth et al. (2019) ermitteln die variablen Betriebskosten unter Berücksichtigung eines Energiebedarfs von 2,7 kWh/MWh an Erdgas pro Verdichterstation. Sie erhalten spezifische variable Kosten von 0,47 €/MWh. Bei einem durchschnittlichen Abstand der Verdichterstationen von circa 150 km ergeben sich variable Kosten für den Betrieb von 0,003 €/MWh_{Gas}/km. Hawkins (2006) gehen bei der Ermittlung der variablen Kosten des Wasserstofftransportes ähnlich vor. Der Verlust von 0,77 % pro 100 km zum Betrieb der Verdichterstationen, entspricht Energiekosten von 0,77 % des Wasserstoffwertes pro 100 km. Unter Annahme der Verwendung von Strom zum Betrieb lägen die Kosten nach Hawkins (2006) bei ca. 0,0078 €/MWh_{H2}/km.

Gesamtkosten

Wang et al. (2021a) führen im Rahmen der Erstellung des EHBs einen Transportvergleich zwischen Strom- und Wasserstofftransport über Leitungen hinsichtlich der nivellierten Gesamttransportkosten¹⁹ durch. Dabei werden sowohl Wechsel- als auch Gleichstromleitungen mit verschiedenen großen Gasleitungen verglichen. Das Endprodukt ist dabei in allen Fällen Wasserstoff. Abbildung 4.2 zeigt das Ergebnis der Analyse einer 380 kV Freileitung im Vergleich zu neu gebauten sowie umgewidmeten Leitungen.

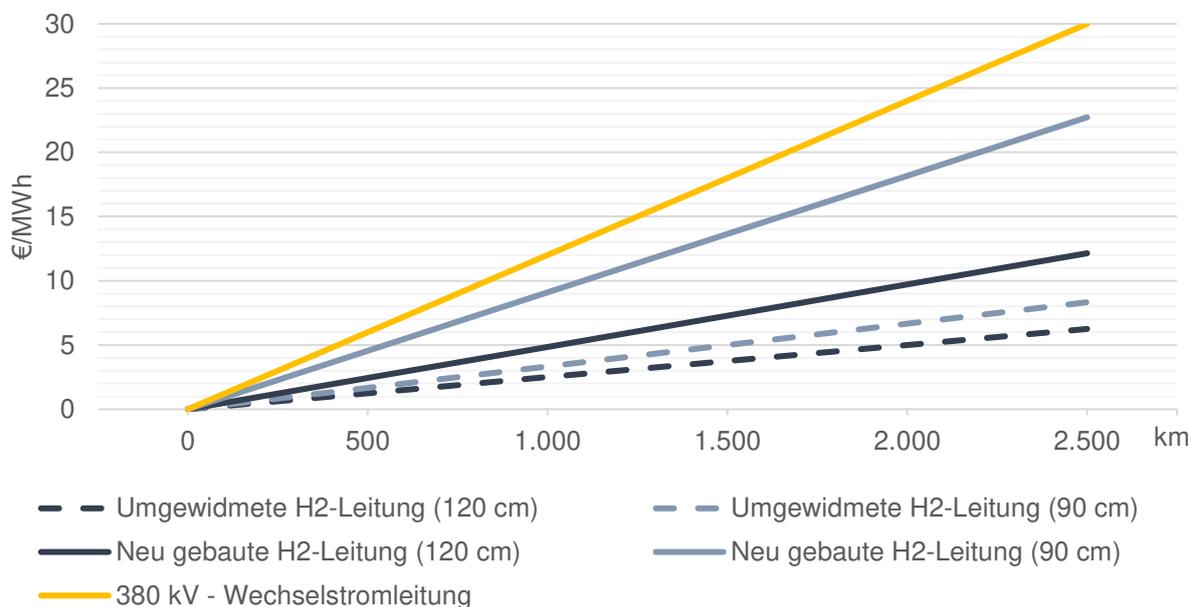


Abbildung 4.2: Vergleich der Strom- und Gasinfrastrukturkosten für das Endprodukt Wasserstoff (Wang et al. 2021a)

¹⁹ Es werden Investitionskosten (Bau bzw. Umwidmung der Leitungen und der Verdichterstationen, €/MW/km), fixe Betriebskosten (Betriebs- und Wartungskosten der Leitungen und der Verdichterstationen, % der Investitionskosten) und variable Betriebskosten (Stromkosten für den Betrieb der Verdichter, €/MWh) berücksichtigt. Die Kostenannahmen sind in Anhang B.3 hinterlegt.

Das Ergebnis zeigt, dass je nach verwendeter Leitung und Entfernung der direkte Wasserstofftransport kostentechnisch zwei bis vier Mal günstiger ist als der Stromtransport. Insbesondere bei großen umgewidmeten Leitungen existiert ein Kostenvorteil gegenüber Stromleitungen, der sich bei zunehmender Leitungslänge weiter ausbaut.

Abbildung der Kosten im ESTRAM

Die Kostenannahmen im ESTRAM erfolgen technologiebasiert. Das bedeutet, dass für jede Technologie im Energiesystem (Quelle, Wandler, Speicher, Verbraucher) Investitions- und Betriebskosten anfallen. Die Energieträgerkosten fallen beim Import zu einem festgesetzten Kostensatz an. Dem Transportnetz sind keine Kosten zugewiesen. Die Betriebskosten des Netzes werden indirekt bereits durch die Annahme von Transportverlusten einbezogen. Investitionskosten der Netze werden im ESTRAM bisher nicht berücksichtigt.

Gesellschaftliche Akzeptanz

Neben der Wirtschaftlichkeit und dem Systemverhalten der verschiedenen Transportoptionen spielt auch die gesellschaftliche Akzeptanz eine bedeutende Rolle bei der Wahl des geeigneten Transportmittels für bestimmte Strecken. Strom-Freileitungen besitzen im Allgemeinen eine geringe Akzeptanz in der Bevölkerung. Dafür werden Gründe wie Beeinträchtigung des Landschaftsbilds sowie Anfälligkeit für aggressive Umweltbedingungen (z.B. Blitzschlaggefahr) genannt. Der Bau neuer Trassen ist daher gesellschaftspolitisch schwierig durchzusetzen (Konstantin 2013). Dem Bau von Gasleitungen dagegen sind geringere gesellschaftliche Hürden entgegengesetzt, da sie überwiegend unter der Erdoberfläche verlaufen. Für den Wasserstofftransport stellt im Hinblick auf die gesellschaftliche Akzeptanz insbesondere eine Umwidmung der Leitungen eine unproblematische Option dar. Es ist darauf hinzuweisen, dass durch eine gesellschaftliche Akzeptanz oder Ablehnung einer Transportoption nicht automatisch die generelle Nutzung eines Energieträgers befürwortet oder abgelehnt wird. Weitere Faktoren wie Herkunft, Erzeugung oder die jeweiligen Endgeräte zur Nutzung eines Energieträgers haben zum Teil eine weitaus größere Wirkung auf die gesellschaftliche Einstellung zu einem Energieträger als der Transport. Die Abbildung der gesellschaftlichen Akzeptanz in einem Optimierungsmodell ist nicht direkt möglich. Bei einer Optimierung des Netzausbaus könnte dies beispielsweise über Kapazitätsbeschränkungen näherungsweise berücksichtigt werden. Das Transportnetz im ESTRAM basiert auf den bereits existierenden Netzkapazitäten. Zusätzlich kann der Stromnetzausbau des NEP bis 2035 berücksichtigt werden. Es erfolgt keine Optimierung des Transportnetzes, wodurch eine mögliche Ablehnung bestimmter Leitungen ausgeschlossen wird.

4.3 Importoptionen

Die in Deutschland genutzte Energie wird sowohl inländisch erzeugt als auch importiert. Die Stromerzeugung erfolgt überwiegend inländisch und lag im Jahr 2020 bei rund 530 TWh. Im gleichen Jahr lag die reale nach Deutschland importierte Strommenge bei 47,6 TWh, die exportierte Strommenge bei 65,4 TWh (BNetzA 2021). Deutschland gilt damit als Netto-Stromexporteur, da insgesamt mehr Strom exportiert als importiert wurde. Erdgas hingegen wird aufgrund geringer eigener Vorkommen überwiegend importiert (1.674 TWh). Zu

berücksichtigen ist dabei, dass aufgrund der geographischen Lage nahezu die Hälfte der in Deutschland ankommenden Importe lediglich durchgeleitet werden (815 TWh). Abbildung 4.3 zeigt eine Übersicht der im- und exportierten Energiemengen nach Ländern.

Die geringen Strom- und die hohen Gasimporte spiegeln sich auch in den Importkapazitäten der Leitungen wider. Die Kapazitäten der Gasleitungen nach Deutschland (360 GW) übersteigen die der Stromleitungen (28 GW) circa um den Faktor 13 (Bothe und Janssen 2019). Ein zukünftiger Im- und Export von Wasserstoff wird den visionären Wasserstoffinfrastrukturen nach ebenfalls über umgewidmete Erdgasleitungen aus und zu allen Nachbarländern möglich sein.

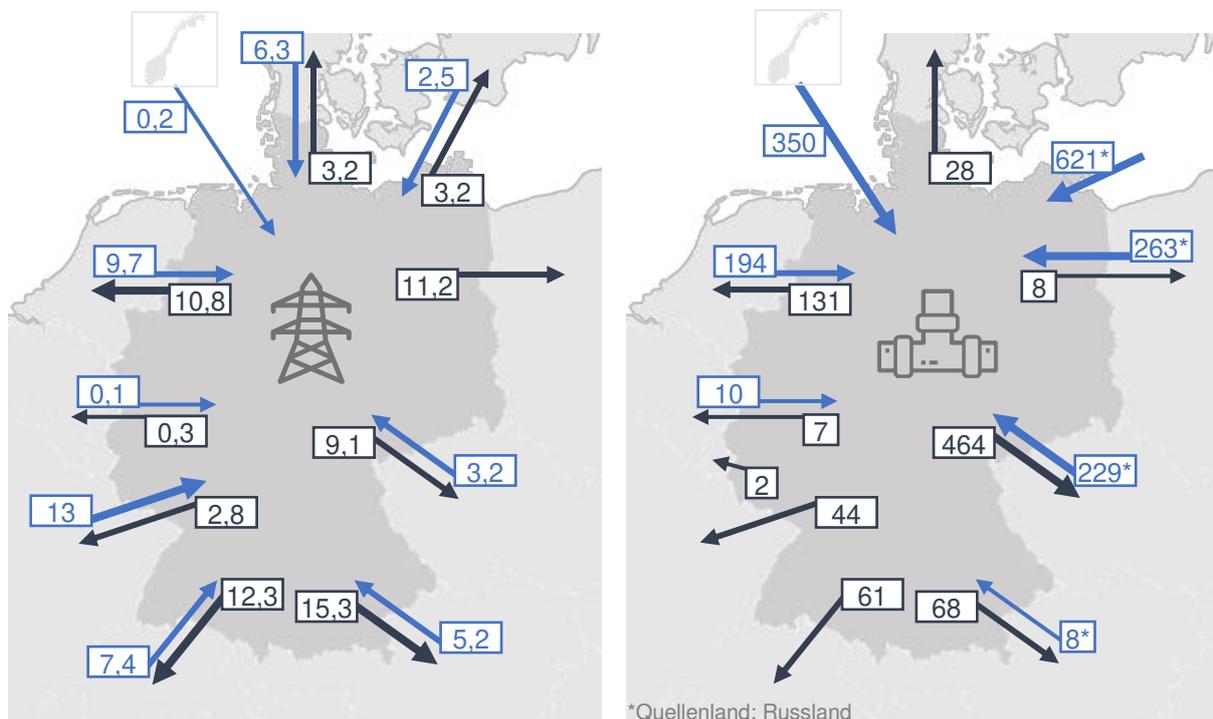


Abbildung 4.3: Importierte Strom- (links) und Gasmengen (rechts) im Jahr 2020 in TWh (in Anlehnung an BNetzA 2021)

Im ESTRAM ist die Erzeugung von Strom ausschließlich inländisch möglich. Eine Importoption wird ausgeschlossen. Die Energieträger Gas und grüner Wasserstoff können im ESTRAM dagegen sowohl inländisch erzeugt als auch importiert werden. Ein Import von Gas bedeutet in diesem Fall fossiles Erdgas und geht mit einer CO₂-Emission einher, während die inländische Erzeugung die Produktion von erneuerbarem Methan darstellt. Ein Import ist grundsätzlich an jedem Knoten möglich. Es entstehen Kosten, die auf Basis aktueller Studien für Erdgas mit 35 €/MWh und für grünen Wasserstoff standardmäßig mit 110 €/MWh im Jahr 2050 angenommen werden. Eine genaue Herleitung der Kosten und die zugrundeliegenden Studien sind der ESTRAM Dokumentation zu entnehmen.

4.4 Definition der Szenarien

In dieser Arbeit werden mehrere Szenarien mit verschiedenen Energietransportmöglichkeiten untersucht. Als Grundlage dient das Referenzszenario. Es stellt einen Bezugs- und Vergleichspunkt für die weiteren Szenarien dar. Darauf aufbauend werden zwei Hauptszenarien betrachtet: das Gastransportszenario und das Wasserstofftransportszenario (auch H₂-Transportszenario). Als Ergänzung wird im Anschluss ein Mix-Transportszenario untersucht. Die Modellierung erfolgt in allen Szenarien für das Jahr 2050. Es wird kein Transformationspfad betrachtet, wodurch aktuell installierte Leistungen der Technologien in den Berechnungen keine Betrachtung finden.

Referenzszenario

Das Referenzszenario entspricht in allen im Folgenden nicht genannten Punkten den Standardeinstellungen des ESTRAMs. Die Modellierung erfolgt für Deutschland auf NUTS-1-Ebene, wobei die Stadtstaaten Berlin (DE3), Bremen (DE5) und Hamburg (DE6) sowie das Saarland (DEC) mit den jeweilig angrenzenden bzw. umschließenden Bundesländern zu einem Knoten zusammengefasst werden. Hamburg wird in diesem Fall Schleswig-Holstein (DEF) zugeordnet. Zum schnellen und übersichtlichen Erkenntnisgewinn bei der nachfolgenden Auswertung der Ergebnisse werden den zwölf Knotenpunkten anstelle ihrer NUTS-Codes die jeweiligen Länderkürzel nach BMBF (2016) zugewiesen (vgl. Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3: Abkürzung der Knotenpunkte nach Länderkürzel

Knotenpunkt	NUTS-Code	Kürzel
Baden-Württemberg	DE1	BW
Bayern	DE2	BY
Brandenburg inkl. Berlin	DE3, DE4	BB-BE
Hessen	DE7	HE
Mecklenburg-Vorpommern	DE8	MV
Niedersachsen, inkl. Bremen	DE9, DE5	NI-HB
Nordrhein-Westfalen	DEA	NW
Rheinland-Pfalz inkl. Saarland	DEB, DEC	RP-SL
Sachsen	DED	SN
Sachsen-Anhalt	DEE	ST
Schleswig-Holstein inkl. Hamburg	DEF, DE6	SH-HH
Thüringen	DEG	TH

Das betrachtete Zieljahr 2050 wird in zwei Stunden Zeitschritten modelliert. Dabei wird das neue Deutsche Klimaziel berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.1.1), welches für das Jahr 2050 eine vollständige CO₂-Neutralität voraussetzt. Die berücksichtigten Technologien entsprechen grundsätzlich denen des Standardszenarios des ESTRAMs. Fossile Kraftwerke sind nicht enthalten, da sie aufgrund des Kohle- und Atomausstiegs sowie des Ziels der CO₂-Neutralität im Jahr 2050 keine Rolle im Energiesystem spielen. Zusätzlich berücksichtigt werden

wasserstoffbetriebene Kraftwerke und Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (GuD-Kraftwerke) zur Erzeugung von Strom und Fernwärme sowie wasserstoffbetriebene Anlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme. Zur Energiespeicherung stehen neben Batterie- und Pumpspeichern auch Gas- und Wasserstoffspeicher zur Verfügung. Das Verhältnis von Energiekapazität zu Leistung der Speicher wird dabei als flexibel angenommen. Eine Übersicht über alle Komponenten ist in Anhang C.1 gegeben. Die Technologien Pumpspeicher, Gasspeicher und Wasserkraftwerk werden im Zuge der Modellierung nicht mit optimiert. Diese sind bereits im aktuellen Energiesystem vorhanden und besitzen eine hohe Lebensdauer, sodass ein neuer „Aufbau“ nicht sinnvoll wäre. Auch ist im Fall der Pumpspeicher und Wasserkraftwerke das Ausbaupotenzial bereits voll ausgeschöpft. Daher wird die aktuell bereits installierte Kapazität in den Berechnungen festgesetzt.

Der Transport von Energie zwischen Knoten ist im Referenzszenario ausschließlich für den Energieträger Strom zulässig. Der Gas- oder Wasserstofftransport ist nicht möglich. Dabei wird beim Stromnetz der geplante Ausbau nach dem NEP bis 2035 berücksichtigt. Eine Übersicht über die relevanten Einstellungen ist in Tabelle 4.4 gegeben.

Tabelle 4.4: Definition des Referenzszenarios

Kategorie	Parameter	Wert
Räumliche Auflösung	Region	Deutschland
	NUTS-Level	1
	Anzahl der Knoten	12
Zeitliche Auflösung	Start-/Endjahr	2050
	Länge Zeitschritt	2 Stunden
Szenario	CO ₂ -Szenario	Ksg (Klimaschutzgesetz)
Plug-ins	FixedCapacity	pumped_storage gas_storage hydro_power_plant
	ConstantImportExport	h2
Netze	Electricity ²⁰	Extension
	Gas	False
	H2	False

Die Möglichkeit des Imports von Gas und Wasserstoff bleibt im Allgemeinen bestehen. Für dieses Szenario kann jedoch ein Gasimport ausgeschlossen werden, da im ESTRAM bisher nur der Import von Erdgas abgebildet wird und dieser mit einer CO₂-Emission einhergeht. Das gewählte CO₂-Szenario lässt im Jahr 2050 keine Emissionen zu. Für Wasserstoff ist der Import nur über Knoten möglich, die unmittelbar an Nachbarländer angrenzen und wird daher für Sachsen-Anhalt, Hessen und Thüringen unterbunden.

²⁰ Der LOPF wird nicht verwendet, sodass das Stromnetz als Transportmodell modelliert ist und ein freier Austausch von Strom zwischen den Knoten möglich ist.

Gastransportszenario

Das Gastransportszenario ermöglicht neben der Nutzung des Stromnetzes auch die Nutzung des Gasnetzes. Das Gasnetz wird dabei ausschließlich für den Transport von erneuerbarem Methan zwischen den Knoten genutzt. Ein Wasserstofftransport ist nicht möglich. Alle weiteren Annahmen bleiben unverändert zum Referenzszenario bestehen. Das Szenario dient dem Zweck im Vergleich zum Referenzszenario herauszustellen, welche Änderungen im Energiesystem durch eine zusätzliche Energietransportmöglichkeit hervorgerufen werden und in welchem Umfang diese Änderungen erfolgen. Die Nutzung des Gasnetzes durch den Energieträger Methan spiegelt damit die aktuellen Möglichkeiten der Nutzung wider, die ohne Anpassung des Netzes möglich wäre.

H2-Transportszenario

Das H2-Transportszenario geht von einer Nutzung des gesamten Gasnetzes durch den Energieträger Wasserstoff im Jahr 2050 aus. Der Umwidmungsprozess der Gasleitungen beginnt im Jahr 2025 und erfolgt mittels einer linearen Interpolation bis zum Jahr 2050. Alle weiteren Annahmen bleiben unverändert zum Referenzszenario bestehen. Dieses Szenario dient dem gleichen Zweck wie das Gastransportszenario und soll die Auswirkungen eines möglichen Wasserstofftransportes auf das Energiesystem aufzeigen. Wie in Kapitel 2 herausgestellt wurde, wird Wasserstoff nach aktuellen Studien eine elementare Rolle im Energiesystem 2050 spielen. Die in Abschnitt 3.2 präsentierten visionären Wasserstoffinfrastrukturen unterstreichen die bereits existierenden Bemühungen um Transportmöglichkeiten, die eine Umwidmung des Gasnetzes vorsehen. Daher scheint die Modellierung eines H2-Transportnetzes im ESTRAM eine zukunftsfähige Option des Energietransportes abzubilden.

Mix-Transportszenarien

In den Mix-Transportszenarien ist sowohl der Transport von Gas als auch der Transport von Wasserstoff zulässig. Dabei wird zwischen den Umwidmungsanteilen von 50 % und Umwidmung von 75 % der Gasleitungen für den Wasserstofftransport variiert. Durch die gewählten Umwidmungsanteile soll erörtert werden, ob Vorteile im Design oder Betrieb des Energiesystems verhindert werden, wenn – wie in den in den vorherigen Szenarien - jeweils nur der Transport von einem der beiden Energieträger Gas oder Wasserstoff möglich und der jeweils andere ausgeschlossen ist. Auch im EHB wird explizit darauf geachtet, dass bei einer Umwidmung von Erdgasleitungen für die Nutzung von Wasserstoff weiterhin ausreichend Kapazität für einen notwendigen Gastransport zur Verfügung steht.

5 Ergebnisse

Die mit Hilfe des ESTRAMs durchgeführten Optimierungen der Szenarien liefern umfassende Ergebnisse zum Design und Betrieb des Energiesystems im Jahr 2050. Im folgenden Kapitel werden ausgewählte Ergebnisse präsentiert, grafisch veranschaulicht und Zusammenhänge erläutert. In Abschnitt 5.1 werden zunächst wesentliche Inputdaten der Modellierungen, die in allen Szenarien identisch sind, vorgestellt. Anschließend stellt Abschnitt 5.2 die Ergebnisse des Referenzszenarios, die als Vergleichsgrundlage für die Transportszenarien gelten, dar. In Abschnitt 5.3 werden die Ergebnisse des Gas- und des H₂-Transportszenarios im Vergleich zum Referenzszenario ausgewertet, um die Auswirkungen der Modellierung des Gasnetzes zu ermitteln. Als Ergänzung werden in Abschnitt 5.4 die Ergebnisse der Mix-Transportszenarien vorgestellt und wesentliche Effekte dargelegt.

5.1 Inputdaten

Die Eingangsdaten für die Optimierung sind zentral in einer Datenbank hinterlegt und werden laufend aktualisiert und angepasst. Die Herkunft der Daten ist der Dokumentation des ESTRAMs zu entnehmen. Inputdaten, die direkte Auswirkungen auf die Wahl der Technologien oder des Transports haben, werden im Folgenden dargestellt. Dazu gehören neben Höhe und Verteilung der Endenergieverbräuche auch verfügbare Ausbaupotentiale sowie verfügbare Übertragungskapazitäten des Strom- und Gasnetzes.

Energieverbräuche

Bei den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen sind die Endenergieverbräuche exogen vorgegeben und werden nicht optimiert. Sie sind in jedem Szenario identisch und für jeden Knoten und Energieträger definiert. Die angenommenen Verbrauchsmengen der Energieträger in Deutschland im Jahr 2050 sind Tabelle 5.1 zu entnehmen.

Tabelle 5.1: Endenergieverbräuche nach Energieträgern im Jahr 2050 in TWh

Energieträger	Verbrauch in TWh
Strom	653
Gas	28
Wasserstoff	215
Öl	301
Wärme	64

Die Regionalisierung der Verbräuche erfolgt je nach Sektor mittels Indikatoren wie beispielsweise Bevölkerungsdaten für private Haushalte oder Anzahl der Fahrzeuge des Straßenverkehrs. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus auf den Energieträgern Strom, Gas und Wasserstoff. Da Öl im ESTRAM im Jahr 2050 ausschließlich im Rahmen des PtL-Verfahrens mittels Elektrolyse und Fischer-Tropsch-Synthese erzeugt wird, impliziert der Endenergieverbrauch von Öl einen fixen Wasserstoffbedarf zur Ölerzeugung. Bei einem

Wirkungsgrad von 70 % der Fischer-Tropsch-Synthese werden insgesamt 430 TWh Wasserstoff benötigt.

Die Verteilungen der jeweiligen Energieverbräuche auf die Knoten zeigen die folgenden Abbildungen 5.1 – 5.3. Zur übersichtlichen Darstellung der Regionalisierung werden die Knoten entsprechend der geografischen Lage sortiert. Dementsprechend sind auf der x-Achse der Abbildungen die Knoten von Nord- nach Süddeutschland angeordnet (links SH-HH, rechts BW). Diese Reihenfolge wird für das ganze Kapitel 5 so beibehalten.

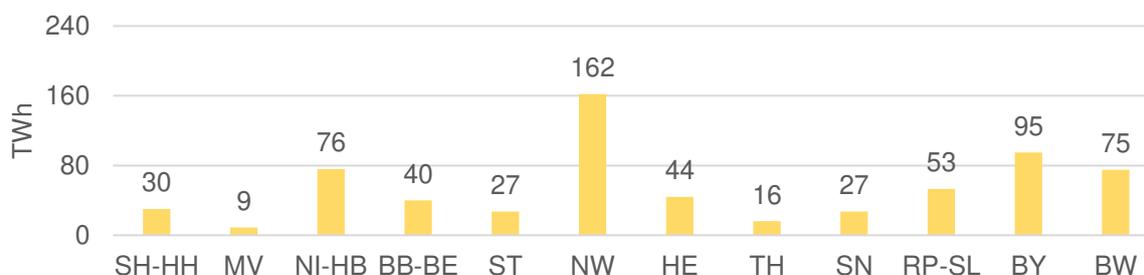


Abbildung 5.1: Stromverbrauch im Jahr 2050 je Knoten in TWh

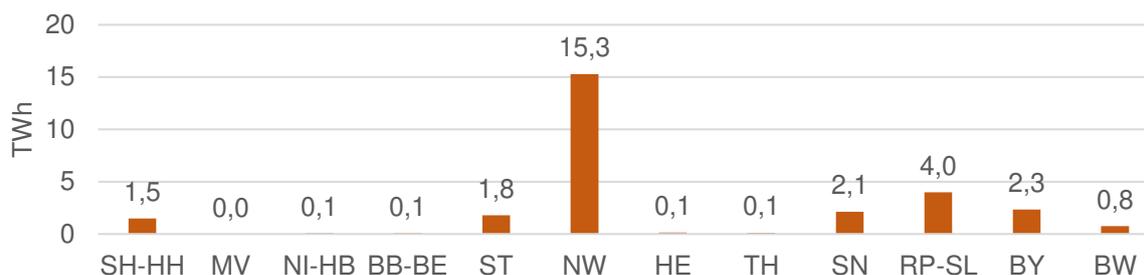


Abbildung 5.2: Gasverbrauch im Jahr 2050 je Knoten in TWh

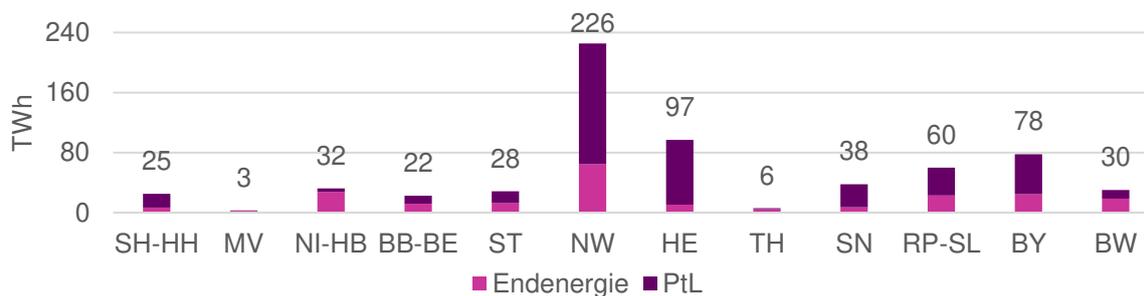


Abbildung 5.3: Wasserstoffverbrauch im Jahr 2050 je Knoten in TWh

Bei Betrachtung der regionalen Verteilung der Verbräuche sticht besonders Nordrhein-Westfalen heraus. Fast 25 % des Stromverbrauchs, 35 % des Wasserstoffverbrauchs und über die Hälfte des Gasverbrauchs entfällt auf das Bundesland. Weitere hohe Verbräuche aller Energieträger haben Bayern und Rheinland-Pfalz (inkl. Saarland), wohingegen Baden-Württemberg und Niedersachsen (inkl. Bremen) nur einen hohen Strom- und Wasserstoffverbrauch vorweisen. Schleswig-Holstein (inkl. Hamburg), Thüringen und

besonders Mecklenburg-Vorpommern weisen dagegen einen geringen Endenergieverbrauch auf.

Ausbaupotenziale

Für alle Quellen, Wandler und Speicher des Energiesystems sind Ausbaupotenziale im Modell hinterlegt, deren Kapazität nicht überschritten werden darf. Die Ausbaupotenziale der Quellen Wind Offshore und Wind Onshore, die aufgrund äußerer Rahmenbedingungen am stärksten begrenzt sind, liegen für Deutschland bei 80 GW und 455 GW. Die Verteilung auf die Knoten ist in Abbildung 5.4 gegeben.

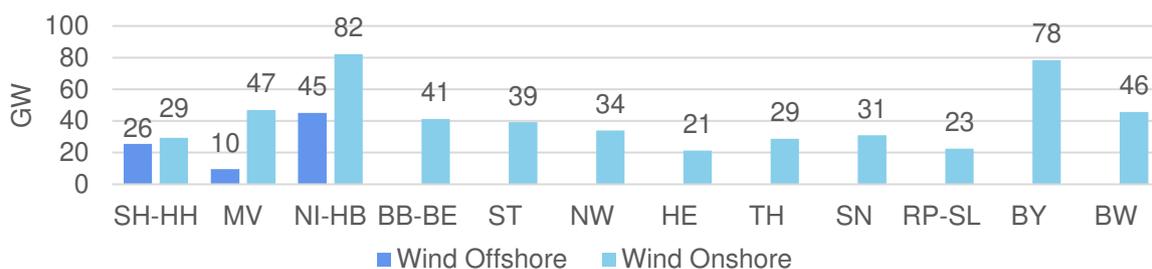


Abbildung 5.4: Ausbaupotenziale Wind Offshore und Wind Onshore in GW

Offshore-Windenergieanlagen sind geographisch bedingt nur in Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern zugelassen. Diesen Knoten wird ein konkretes Ausbaupotenzial zugewiesen. Das Potenzial der übrigen Knoten ist für diese Komponente dementsprechend 0 GW. Eine Übersicht über die Potenziale weiterer Technologien ist Anhang C.2 zu entnehmen.

Übertragungskapazitäten

Der Strom-, Gas und Wasserstofftransport erfolgt in den jeweiligen Szenarien mittels des im ESTRAM hinterlegten Strom- und Gasnetzes. Dabei werden nur Leitungen berücksichtigt, die von einem Knoten zu einem anderen Knoten führen. Die einzelnen Kapazitäten aller Leitungen, die zwischen zwei Knoten liegen, werden zusammengefasst, sodass dort eine aggregierte Übertragungskapazität existiert. Tabelle 5.2 zeigt die im ESTRAM vorhandenen Übertragungskapazitäten im Jahr 2050 zwischen den Bundesländern. Eine grafische Darstellung ist in Anhang C.3 gegeben. Für das Stromnetz existieren sowohl Wechselstrom- (AC) als auch Gleichstromleitungen (DC). Die Kapazitäten des Gasnetzes sind für den Fall einer vollständigen Nutzung des Gasnetzes durch Methan, als auch für den Fall einer vollständigen Nutzung des Gasnetzes durch Wasserstoff gegeben. Die Angabe beider Kapazitäten dient dem Verständnis der Kapazitätsreduzierung bei einer reinen Wasserstoffnutzung. Im Falle einer anteiligen Nutzung werden die in der Tabelle dargestellten Kapazitäten jeweils anteilig verringert.

Die gesamte Übertragungskapazität des Gasnetzes übersteigt die des Stromnetzes um mehr als das Dreifache. Eine Umwidmung von Gas- in Wasserstoffleitungen bringt eine Reduktion der Transportkapazitäten mit sich (vgl. Abschnitt 4.2), sodass die gesamte Wasserstofftransportkapazität circa der des Stromnetzes entspricht. Es ist darauf hinzuweisen, dass die Summe zum Vergleich der vorhandenen Kapazitäten der Energieträger

zwischen den gewählten Knoten dient und nicht die Summe aller Übertragungskapazitäten des Energiesystems darstellt.

Tabelle 5.2: Aggregierte Übertragungskapazitäten zwischen Knoten für Strom, Gas oder H2 in GW

Existierende Netzverbindungen zwischen Knoten		Stromnetz		Gasnetz ²¹	
		AC	DC	Gas	H2
Brandenburg inkl. Berlin	Mecklenburg-Vorpommern	21		69	21
	Niedersachsen, inkl. Bremen	-		31	9
	Sachsen	16		169	51
	Sachsen-Anhalt	21		57	17
	Thüringen	-		25	7
Baden-Württemberg	Bayern	24		16	5
	Hessen	12		11	3
	Nordrhein-Westfalen		2	-	-
	Rheinland-Pfalz inkl. Saarland	3		46	14
	Schleswig-Holstein inkl. Hamburg		2	-	-
Bayern	Hessen	21		64	19
	Sachsen	-		4	1
	Sachsen-Anhalt		2	-	-
	Schleswig-Holstein inkl. Hamburg		2	-	-
	Thüringen	9		-	-
Hessen	Niedersachsen inkl. Bremen	8		-	-
	Nordrhein-Westfalen	15		39	12
	Rheinland-Pfalz inkl. Saarland	27		89	27
	Thüringen	13		11	3
Mecklenburg-Vorpommern	Niedersachsen inkl. Bremen	-		41	12
	Schleswig-Holstein inkl. Hamburg	4		3	1
Niedersachsen inkl. Bremen	Nordrhein-Westfalen	83	2	133	40
	Sachsen-Anhalt	9		27	8
	Schleswig-Holstein inkl. Hamburg	18		22	7
Nordrhein-Westfalen	Rheinland-Pfalz inkl. Saarland	47		47	14
Sachsen	Sachsen-Anhalt	3		89	27
	Thüringen	19		34	10
Sachsen-Anhalt	Thüringen	9		5	2
Summe		329		1.034	310

Die Verbindungen zwischen Sachsen und Sachsen-Anhalt, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz (inkl. Saarland) sowie Brandenburg (inkl. Berlin) und Sachsen weisen eine mehr als zehnfache Gas- als Stromübertragungskapazität auf. Die Verbindung zwischen Niedersachsen (inkl. Bremen) und Nordrhein-Westfalen hat die größte

²¹ Die hier angegebenen Übertragungskapazitäten beziehen sich entweder auf eine Nutzung des Gasnetzes durch Gas respektive Methan oder auf eine Nutzung des Gasnetzes mit Wasserstoff.

Stromübertragungskapazität vorzuweisen, die circa um ein Drittel geringer ist als die Gasübertragungskapazität. Wird das Gasnetz zum Wasserstofftransport genutzt, ist die gesamte Übertragungskapazität nahezu identisch zu der des Stromnetzes. Es gibt jedoch regionale Unterschiede. Beispielsweise übersteigt die vorhandene Kapazität des H₂-Netzes zwischen Brandenburg und Sachsen sowie zwischen Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz die des Stromnetzes. Andersherum existiert eine höhere Strom- als Wasserstoffübertragungskapazität beispielsweise zwischen Baden-Württemberg und Bayern oder Hessen, aber auch zwischen Niedersachsen (inkl. Bremen) und Nordrhein-Westfalen, wo vorher die Gasübertragungskapazität deutlich größer war.

5.2 Ergebnisse des Referenzszenarios

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellierung des Referenzszenarios dargelegt. Dazu wird im ersten Abschnitt ein Überblick über Primärenergieverbrauch, Technologien zur Energieerzeugung und -speicherung sowie Kosten des Energiesystems 2050 gegeben. Anschließend wird die Verteilung der Technologien auf die Bundesländer bzw. auf die Knoten des Systems betrachtet. Die Ergebnisse werden neben den Inputdaten auch durch Abhängigkeiten der verschiedenen Technologien untereinander beeinflusst. Dabei nehmen die betrachteten Technologien hinsichtlich der Energieträger entweder eine Erzeuger- oder eine Verbraucherrolle ein. Um bei der Interpretation der Ergebnisse mögliche Einflüsse und Auswirkungen der Technologien aufeinander berücksichtigen zu können, werden diese in Abbildung 5.5 zusammengefasst. Energiespeicher nehmen sowohl eine Erzeuger- als auch eine Verbraucherrolle ein. Da diese jeweils einem einzelnen Energieträger zugeordnet werden können, werden sie an dieser Stelle nicht mit aufgeführt.

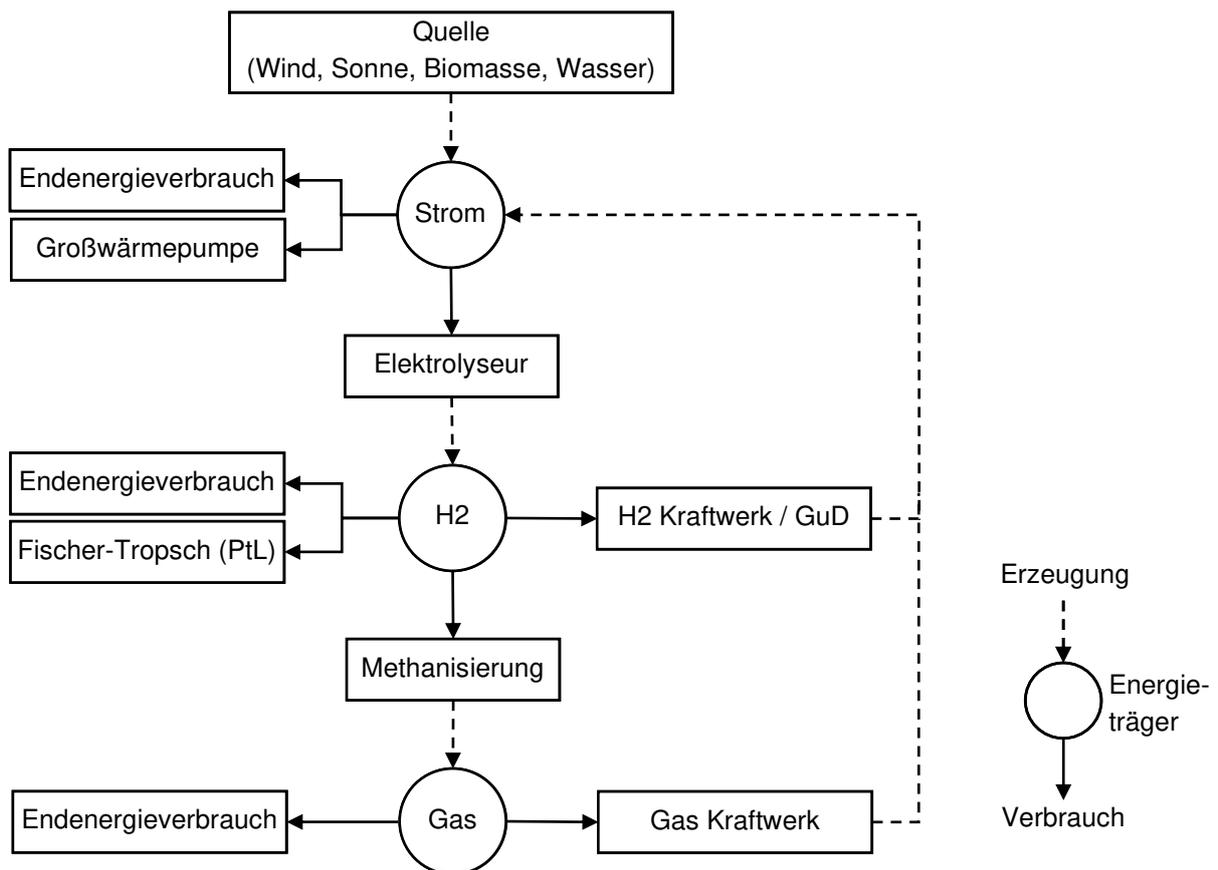


Abbildung 5.5: Übersicht über die Rolle der Technologien im Hinblick auf die Energieträger

Bei Betrachtung von Wasserstoff gilt der Elektrolyseur als Erzeuger. Neben dem Endenergieverbrauch und dem Bedarf der FT-Synthese entsteht auch durch Betrieb der H₂ (GuD-) Kraftwerke und Methanisierung ein Wasserstoffbedarf. Gleichzeitig gilt die Methanisierung aus Sicht des Energieträgers Gas wiederum als Erzeuger. Aus Sicht der Energieträger steht auf gleicher Ebene der Erzeugung auch ein Import. Ein Import ist in den Szenarien modelltechnisch nur für Wasserstoff zulässig, tritt jedoch in keinem der Szenarien auf und wird daher nicht weiter aufgeführt.

5.2.1 Gesamtüberblick

Der folgende Abschnitt dient zur Veranschaulichung des Primärenergieverbrauchs, der Kapazitäten der gewählten Technologien und der Kosten des Energiesystems 2050 im Referenzszenario.

Primärenergieverbrauch

Der Primärenergieverbrauch stellt die erforderliche Energiemenge dar, die für die Versorgung des gesamten Systems inklusive Wandler erforderlich ist. In einem CO₂-neutralen System ist diese Energie ausschließlich mit den erneuerbaren Energien Wind, Solar, Biomasse und Wasser realisierbar. Die Optimierungsergebnisse zu der erforderlichen Primärenergie im Jahr 2050 des Referenzszenarios sind in Abbildung 5.6 dargestellt.

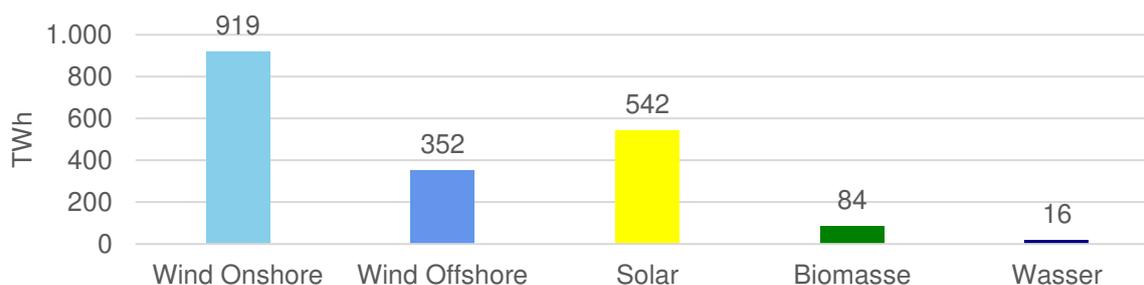


Abbildung 5.6: Primärenergieverbrauch nach Quellen in TWh

Die Windenergie trägt mit Abstand den größten Anteil an der Versorgung des Energiesystems. Fast 50 % des gesamten Primärenergieverbrauchs von 1.913 TWh fällt auf Windenergieerzeugung an Land zurück. Weitere 30 % stammen aus der Solarenergie. Biomasse und Wasser tragen einen vergleichsweise geringen Teil zur Energieerzeugung im Energiesystem 2050 bei.

Technologien zur Energieerzeugung und -speicherung

Die Technologien werden hinsichtlich ihrer Rolle als Erzeuger betreffend der Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff gegliedert. Bei Darstellung der Stromerzeugungsanlagen wird zusätzlich zwischen fluktuierenden erneuerbaren Anlagen (Wind Offshore, Wind Onshore, Solar, Wasserkraft) und flexibel einsetzbaren Anlagen (Biomasse, H₂, H₂ GuD, Gas, Gas GuD) unterschieden. Es werden im Folgenden die Ergebnisse zu installierten Kapazitäten dargestellt. Die zugehörigen erzeugten Energiemengen sind Anhang D.1 zu entnehmen.

Stromerzeugung

Die Ergebnisse zeigen, dass die erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2050 überwiegend durch die fluktuierenden Windenergie- und Solaranlagen erfolgt. Die installierten Kapazitäten sind in Abbildung 5.7 dargestellt.

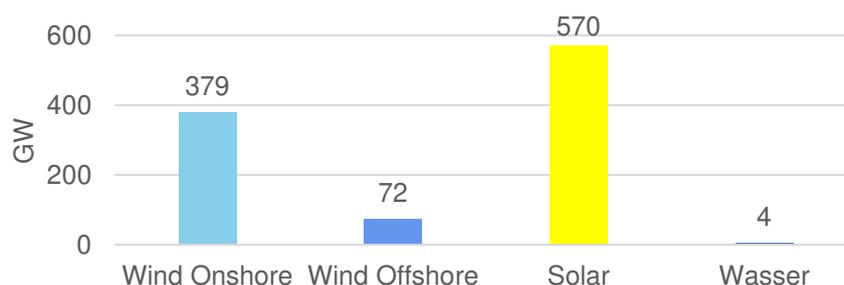


Abbildung 5.7: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen im Referenzszenario (RS) in GW

Zu erkennen ist, dass die installierte Kapazität der Solaranlagen die der Windenergieanlagen übersteigt, was auf geringere Volllaststunden der Solaranlagen zurückzuführen ist. Der Ausbau der Wind-Offshore-Anlagen liegt mit 72 GW bereits nah am Ausbaupotenzial von 80 GW (vgl. Abschnitt 5.1).

Zusätzlich zu den fluktuierenden Quellen werden flexible Anlagen installiert, die auf Abruf jederzeit in Betrieb genommen werden können und in Zeiten geringer Wind- und Sonnenverfügbarkeit die Stromversorgung des Energiesystems gewährleisten. Dazu gehören

neben Biomassekraftwerken auch gas- und wasserstoffbetriebene (GuD-) Kraftwerke, deren Kapazitäten in Abbildung 5.8 dargestellt sind.

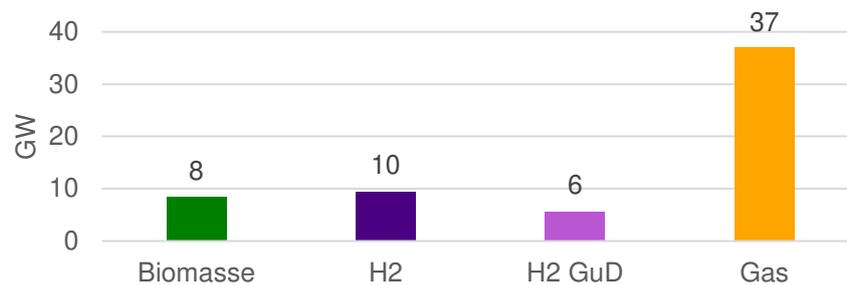


Abbildung 5.8: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen im RS in GW

Die größten Anteile an der installierten Leistung der flexiblen Anlagen haben die Gaskraftwerke. Diese werden in den betrachteten Szenarien ausschließlich mit erneuerbarem Methan betrieben, da Erdgas aufgrund der CO₂-Emissionen kein Bestandteil des Energiesystems mehr sein wird. Gas GuD-Kraftwerke sind kein Bestandteil des Energiesystems. Gas und Wasserstoff werden in Zeiten mit Überschussstrom erzeugt und bis zur Nutzung gespeichert. Der starke Ausbau der Gaskraftwerke lässt sich auf die bereits existierenden großen Gasspeichermöglichkeiten zurückführen. Insgesamt werden im Referenzszenario 39 TWh Strom über flexible Anlagen erzeugt, was rund 2 % der gesamten Stromerzeugung entspricht.

Gas- und Wasserstofferzeugung

Wie bereits in Abschnitt 4.4 erwähnt, wird Gas im Jahr 2050 als erneuerbares Methan ausschließlich inländisch erzeugt. Die installierte Kapazität der Methanisierungsanlagen beläuft sich auf rund 14 GW. Es werden 48,5 TWh erzeugt, die überwiegend als Rohstoff in der Industrie verbraucht werden. Der restliche Anteil dient zur Stromerzeugung mittels Gaskraftwerken.

Das Referenzszenario ergibt zudem eine reine inländische Erzeugung von Wasserstoff. Ein Import wird nicht in Anspruch genommen. Die inländische Erzeugung scheint demnach kostengünstiger als ein Import. Die Erzeugung von Wasserstoff erfolgt im ESTRAM ausschließlich über Elektrolyse, für die im Referenzszenario Anlagen mit einer Gesamtleistung von 188 GW installiert sind. Die produzierte Energiemenge liegt im Jahr 2050 bei über 755 TWh, wovon knapp 30 % als Endenergie im Bereich Verkehr und als Prozesswärme verbraucht werden. Über die Hälfte des produzierten Wasserstoffes wird im Rahmen von Power-to-Liquid-Prozessen sowie weitere 10 % zur Methanisierung weiterverwendet.

Speicher

Die im Referenzszenario über alle Regionen aggregierte installierte Speicherenergiekapazität beläuft sich auf insgesamt 300 TWh. Ein Großteil davon (260 TWh) fällt auf die vorhandenen Gasspeicher zurück, die im Rahmen der Modellierung nicht optimiert werden und ihre aktuelle Kapazität erhalten. Ebenso werden die Pumpspeicher nicht optimiert, die nur einen geringen Anteil der Speicherenergiekapazität (0,03 TWh) ausmachen. Die Dimensionen und verfügbare Leistungen der weiteren Speicher Batterie, Wasserstoff und Fernwärme sind in Abbildung 5.9 dargestellt.

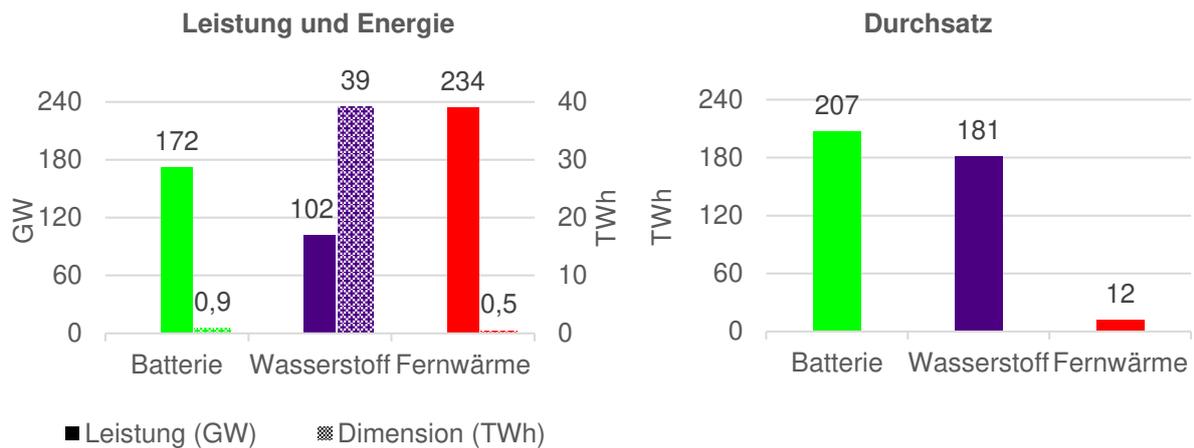


Abbildung 5.9: Installierte Kapazität der Speicher RS in GW bzw. TWh (links) und Durchsatz der Speicher im RS in TWh (rechts)

Die Dimension der Wasserstoffspeicher ist im Vergleich zum Batterie- und Fernwärmespeicher deutlich größer. Der Fernwärmespeicher hat zudem einen sehr niedrigen Speicherdurchsatz, während der Batteriespeicher mit über 200 TWh am meisten Energie ein- und ausspeichert. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass der Batteriespeicher einen Kurzzeitspeicher darstellt und daher sehr viele Ein- und Ausspeichervorgänge geringer Menge vorweist. Wasserstoffspeicher fungieren dahingegen als Langzeitspeicher und haben aufgrund ihrer Größe dennoch einen ähnlichen Energiedurchsatz wie Batteriespeicher.

Kosten

Ziel des Optimierungsmodells ist es, die Gesamtkosten des Energiesystems im Jahr 2050 zu minimieren. Im Referenzszenario belaufen sich die Gesamtkosten auf insgesamt 244 Mrd. €. Abbildung 5.10 (S. 79) verdeutlicht, wie sich die Kosten auf die Komponenten des Energiesystems verteilen.

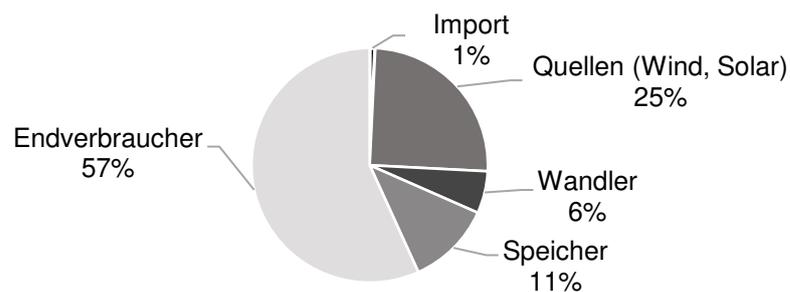


Abbildung 5.10: Verteilung der Kosten nach Komponenten im RS

Die meisten Kosten werden von Endverbrauchern verursacht. Quellen und Wandler sind für ein Drittel der Kosten verantwortlich, während der Import von Energieträgern weniger als 1 % ausmacht. Da die Endverbraucher nicht optimiert werden, werden die Kosten in den nachfolgenden Abschnitten nicht weiter betrachtet. Die verbleibenden Kosten liegen bei 106 Mrd. € und setzen sich aus 69 Mrd. € Kapitalkosten, 35 Mrd. € Betriebs- und Wartungskosten und 2 Mrd. € Energieträgerkosten, die durch den Import von Biomasse entstehen, zusammen.

5.2.2 Verteilung der Technologien

Für die Darstellung der Verteilung der Technologien des Energiesystems werden die Knoten wie in Abschnitt 5.1 von Nord- nach Süddeutschland angeordnet. Zur besseren Lesbarkeit wird im Fließtext bei Knoten, die aus zwei Bundesländern bestehen, nur das größere der beiden Bundesländer genannt. In diesen Fällen ist jedoch stets der gesamte Knoten gemeint.

Stromerzeugung

Abbildung 5.11 zeigt zunächst eine Übersicht der fluktuierenden Quellen Wind und Solar je Knoten im Referenzszenario im Jahr 2050.

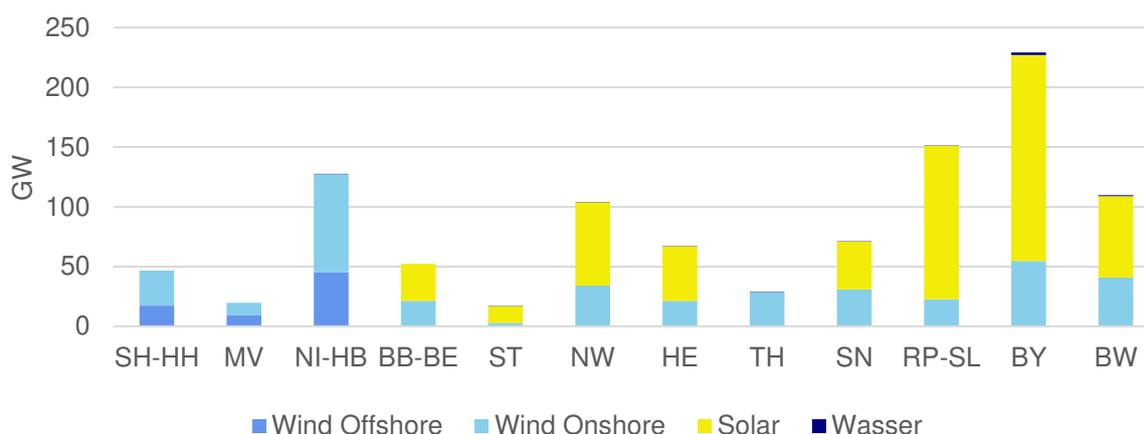


Abbildung 5.11: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen nach Knoten im RS in GW

In den drei nördlichsten Bundesländern sind ausschließlich Windenergieanlagen vorzufinden. Dabei wird in Schleswig-Holstein das Wind-Onshore- und in Mecklenburg-Vorpommern das Wind-Offshore-Ausbaupotenzial ausgeschöpft. Eine besonders hohe installierte Leistung hat Niedersachsen mit rund 130 GW vorzuweisen. Dort wird sowohl das Wind-Offshore- als auch das Wind-Onshore-Ausbaupotenzial vollständig ausgebaut. Auch in Thüringen, Hessen, Rheinland-Pfalz und Sachsen werden die Ausbaupotenziale an Wind-Onshore-Kapazitäten ausgeschöpft. Der Ausbau der Solaranlagen findet insbesondere in Rheinland-Pfalz und Bayern statt, die zusammen auf mehr als 50 % der installierten Solar-Gesamtleistung kommen. Auch Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg besitzen mit jeweils knapp 70 GW einen großen Anteil an der installierten Solar-Kapazität. Die Ergebnisse zeigen dementsprechend eine Nord-Süd-Verteilung der fluktuierenden Quellen. Während Windenergieanlagen vorzugsweise in den nördlichen Bundesländern vorzufinden sind und dort ihre möglichen Kapazitäten fast vollends ausnutzen, sind Solaranlagen überwiegend im Süden und Westen Deutschlands verteilt. Dies lässt sich mit den vorteilhaften geographischen Gegebenheiten für Wind im Norden und Solar im Süden Deutschlands begründen.

Ein anderes Ergebnis zeigt die Betrachtung der flexiblen Anlagen, deren Verteilung in Abbildung 5.12 dargestellt ist.

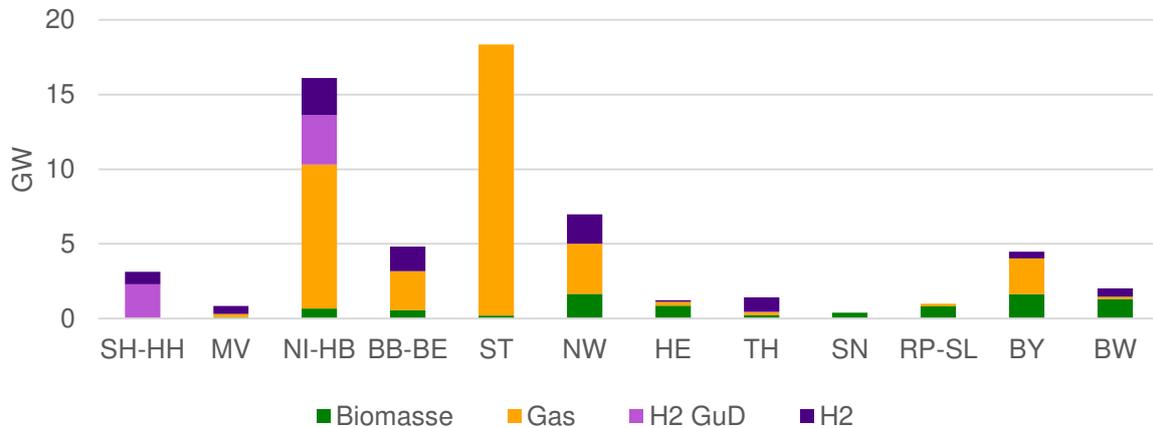


Abbildung 5.12: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen nach Knoten im RS in GW

Die installierten Gaskraftwerke entfallen überwiegend auf die benachbarten Knoten von Niedersachsen bis Nordrhein-Westfalen. H2 und H2 GuD-Kraftwerke sind bis auf wenige Ausnahmen auf die nördlichsten Knoten verteilt. Gas und Wasserstoff werden im Referenzszenario zu Zeiten mit Überschussstrom aus den fluktuierenden Quellen lokal erzeugt und bis zum Einsatz in der flexiblen Anlage zu Zeiten geringer Stromerzeugung der Wind- und Solaranlagen gespeichert. Dafür muss eine ausreichende Speicherkapazität an den jeweiligen Knoten vorhanden sein. Auffällig ist eine hohe Ausprägung der installierten Kapazität von Gaskraftwerken in Sachsen-Anhalt. Da aufgrund unvorteilhafter Bedingungen in Sachsen-Anhalt selbst wenige Quellen installiert sind, ist davon auszugehen, dass der notwendige Strom zur Gaserzeugung von anderen Knoten erhalten wird.

Gas- und Wasserstoffherzeugung

Die Erzeugung von Gas und Wasserstoff muss im Referenzszenario dezentral erfolgen, da ein Transport dieser Energieträger ausgeschlossen wird. Die installierte Kapazität der Methanisierungsanlagen je Knoten wird in Abbildung 5.13 dargestellt.

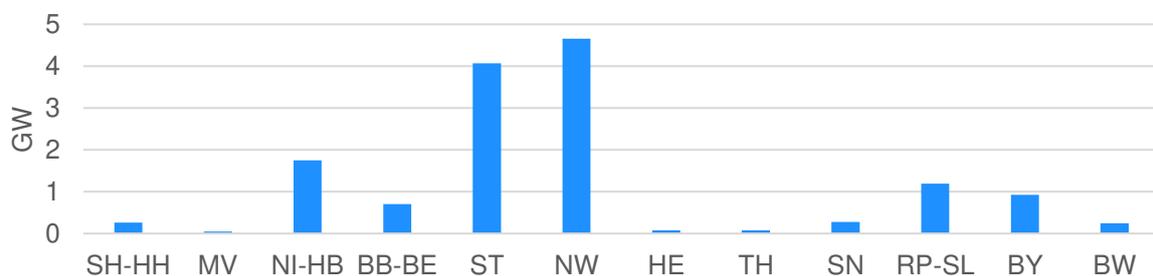


Abbildung 5.13: Installierte Kapazität zur Methanisierung nach Knoten im RS in GW

Die höchste Kapazität ist in Nordrhein-Westfalen installiert, da dort der höchste Gasendenergieverbrauch existiert. Eine ähnlich hohe installierte Leistung hat Sachsen-Anhalt vorzuweisen, was auf den starken Ausbau der Gaskraftwerke zurückzuführen ist.

Abbildung 5.14 zeigt die Verteilung der installierten Kapazität der Elektrolyseure.



Abbildung 5.14: Installierte Kapazität der Elektrolyseure nach Knoten im RS in GW

Die größte installierte Leistung zur Wasserstoffherzeugung besitzt auch hier Nordrhein-Westfalen. Dies lässt sich mit dem dort existierenden hohen Wasserstoff- und Gasverbrauch erklären. Die deutlich geringeren, aber im Gesamtvergleich trotzdem noch hohen Endenergieverbräuche an Wasserstoff in Niedersachsen und Bayern führen ebenso zu einer hohen Elektrolyseleistung. Die installierte Kapazität der Elektrolyseure in Hessen ist dagegen mit dem Verbrauch an flüssigen Kraftstoffen zu begründen.

Speicher

Voraussetzung für die Installation von Methanisierungsanlagen, Elektrolyseuren und Gas- und Wasserstoffkraftwerken an einem Knoten ist eine gegebene Speichermöglichkeit des jeweiligen Energieträgers an diesem Knoten. Nur für Energie, die unmittelbar wieder verbraucht wird, ist kein Speicher notwendig. Die installierte Kapazität der verschiedenen Speichermöglichkeiten je Knoten ist in den folgenden Abbildungen 5.15 – 5.17 dargestellt.

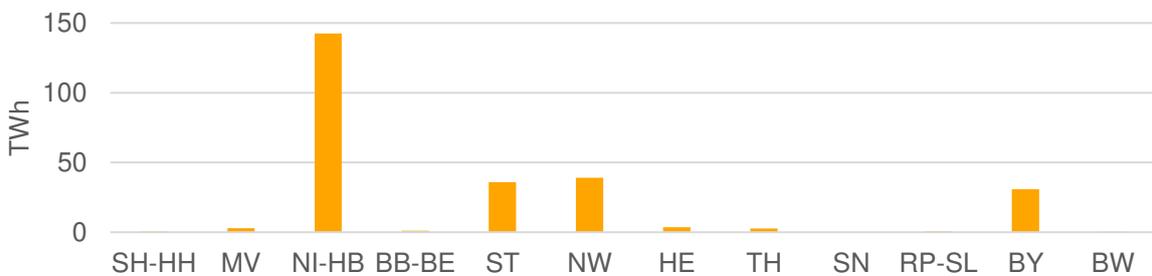


Abbildung 5.15: Dimension der Gasspeicher je Knoten im RS in TWh

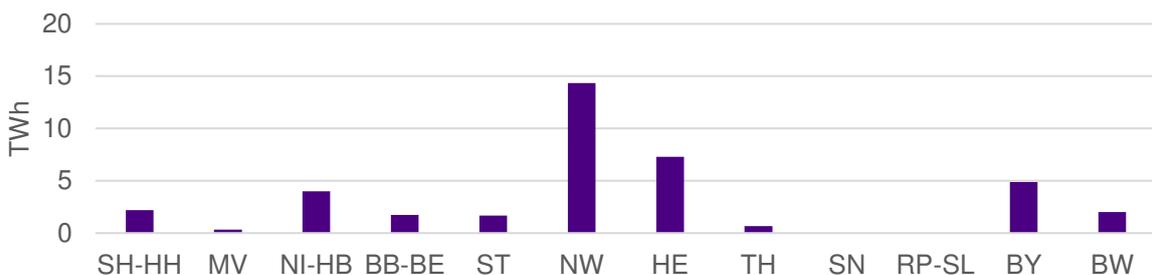


Abbildung 5.16: Dimension der H2-Speicher je Knoten im RS in TWh

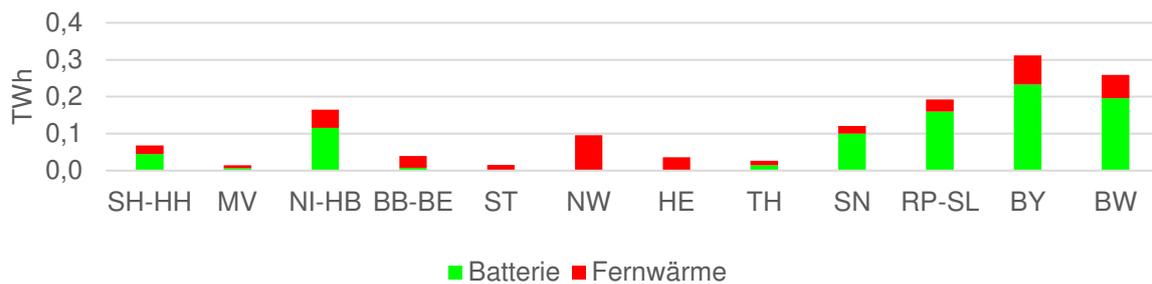


Abbildung 5.17: Dimension der Batterie- und Fernwärmespeicher je Knoten im RS in TWh

Gasspeicher besitzen, wie bereits in Abschnitt 5.2.1 aufgezeigt, mit Abstand die höchste Speicherkapazität. Möglichkeiten der Gasspeicherung existieren überwiegend in Niedersachsen und in geringerer Dimension in Sachsen-Anhalt, Nordrhein-Westfalen und Bayern. In Niedersachsen und Bayern werden diese zur Aufnahme von Stromüberschüssen genutzt, während in Nordrhein-Westfalen zu Netzengpasszeiten der Verbrauch gesichert werden kann. Sachsen-Anhalt besitzt dagegen weder hohe Stromerzeugungskapazitäten noch einen hohen -verbrauch, weshalb der Gasspeicher in Kombination mit der hohen Gaskraftwerksleistung die dortige Stromversorgung sichern. Wasserstoffspeicher, die im Gegensatz zu den Gasspeichern optimiert werden, werden aufgrund des hohen Verbrauchs besonders in Nordrhein-Westfalen, Hessen und Bayern positioniert. Die Kapazität liegt dennoch weit unterhalb der Gasspeicherkapazität. Batteriespeicher existieren vorwiegend im Süden Deutschlands, was sich in dem dortigen Vorkommen der Solaranlagen begründet.

Zusammenfassung

Gas und Wasserstoff müssen im Referenzszenario stets verbrauchernah erzeugt werden, da ein Transport dieser Energieträger nicht möglich ist. Dementsprechend verteilen sich Erzeugungsanlagen so, dass der jeweilige lokale Verbrauch bedient werden kann. Ein Stromtransport dagegen ist möglich, sodass die Standorte der Technologien zur Stromerzeugung bis zu einem gewissen Grad frei verteilt werden können. Eine Begrenzung ist dabei zum einen durch festgesetzte Ausbaupotenziale zum anderen durch beschränkte Netzkapazitäten gegeben. In Abbildung 5.18 werden die Stromerzeuger, die aus fluktuierenden Quellen und Flexibilitäten (flexible Anlagen inkl. Wasserkraft) bestehen, den Stromverbrauchern Elektrolyseur, Großwärmepumpe und Endenergieverbrauch gegenübergestellt. Die Erzeuger werden dabei oberhalb, die Verbraucher unterhalb der x-Achse abgebildet.

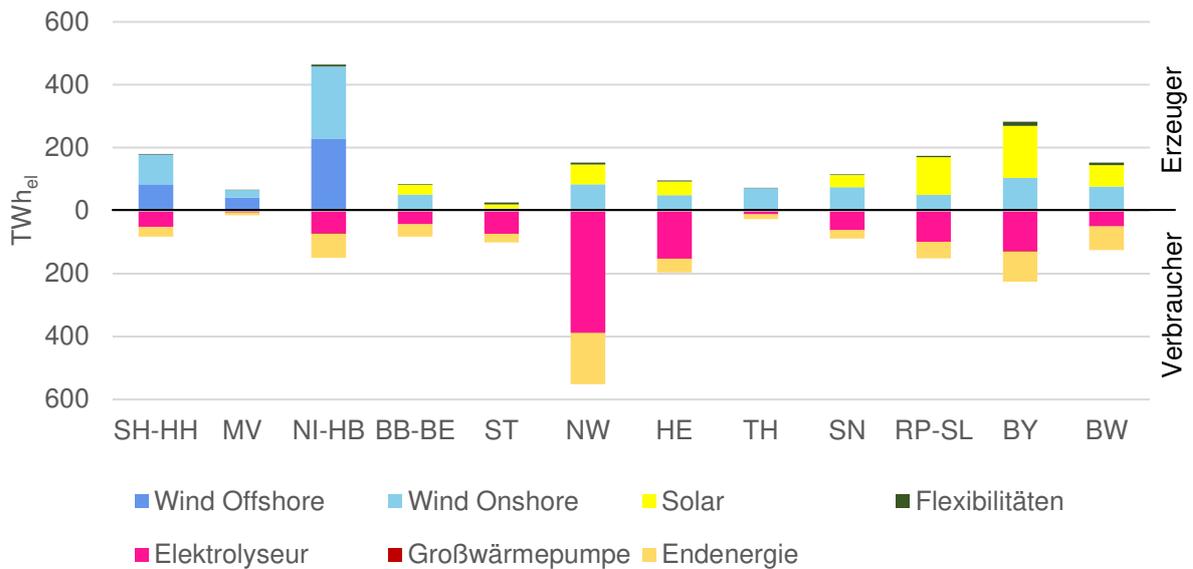


Abbildung 5.18: Gegenüberstellung Stromerzeugung und -verbrauch je Knoten im RS in TWh_e²²

Es ist zu erkennen, dass in den nördlichen Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen zwei- bis viermal so viel Strom erzeugt wie verbraucht wird. Auch in Thüringen übersteigt die Stromerzeugung den Stromverbrauch um fast das Dreifache. Demgegenüber stehen Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen mit einem um den Faktor 3,8 bzw. 3,6 höheren Verbrauch sowie Hessen mit einem doppelt so hohen Stromverbrauch als -erzeugung. Dementsprechend muss der im Norden produzierte Strom zu den Verbrauchsknoten transportiert werden, um den dortigen Bedarf zu bedienen. Der höchste Transport findet von den stärksten Stromerzeugern Schleswig-Holstein und Niedersachsen zum stärksten Stromverbraucher Nordrhein-Westfalen statt. Insgesamt hat Nordrhein-Westfalen einen Stromverbrauchsüberschuss von fast 400 TWh, während Schleswig-Holstein und Niedersachsen einen Erzeugungsüberschuss von 100 TWh und 310 TWh vorweisen. Brandenburg ist das einzige Bundesland, das hinsichtlich des Verhältnisses von Stromerzeugung und -verbrauch bilanziell ausgeglichen ist. Demnach müsste kein Stromtransport von oder nach Brandenburg erfolgen. Es dient jedoch als Transitland für Strom, da rund 60 TWh aus Mecklenburg-Vorpommern weiter nach Sachsen-Anhalt und Sachsen transportiert werden. Die vier südlichsten Knoten haben einen geringen „Erzeugungsüberschuss“, sodass sie ihren eigenen Verbrauch insgesamt decken können und den übrigen Strom jeweils zu den Nettoverbrauchern Hessen und Nordrhein-Westfalen transportieren.

²² Unter die flexiblen Anlagen fallen Biomassekraftwerke, Wasserkraftwerke, H₂ und H₂ GuD-Kraftwerke sowie Gaskraftwerke.

5.3 Auswirkungen der Modellierung des Gasnetzes auf das Energiesystem

Der folgende Abschnitt zeigt die Ergebnisse der beiden modellierten Hauptszenarien im Vergleich zu dem Referenzszenario. Der Aufbau gleicht in Reihenfolge und Darstellung dem Abschnitt 5.2. Im Gesamtüberblick werden zunächst die absoluten Ergebnisse zu Primärenergieverbrauch, Energieerzeugung und -speicher präsentiert sowie die jeweiligen Kosten der Szenarien dargestellt. Im Anschluss wird die Verteilung der Technologien der jeweiligen Szenarien untersucht und Erzeugungs- sowie Verbrauchsschwerpunkte herausgearbeitet.

5.3.1 Gesamtüberblick

Für den Gesamtüberblick werden analog zu Abschnitt 5.2 Säulendiagramme verwendet, um die Ergebnisse grafisch zu veranschaulichen. Die Ergebnisse der jeweiligen Szenarien werden unmittelbar nebeneinander dargestellt, um einen direkten Vergleich zu ermöglichen. Dabei steht an erster Stelle (links) stets das Referenzszenario. Daneben werden zum Vergleich an zweiter Stelle das Gastransportszenario und an dritter Stelle (rechts) das H2-Transportszenario präsentiert.

Primärenergieverbrauch

Der nach Quellen geordnete Primärenergieverbrauch ist in Abbildung 5.19 dargestellt.

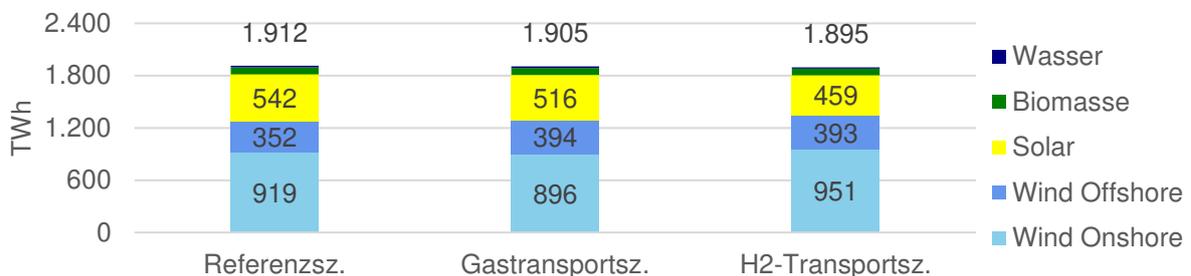


Abbildung 5.19: Primärenergieverbrauch nach Quellen je Szenario in TWh

Im H2-Transportszenario ist die zur Versorgung des Energiesystems notwendige Primärenergie am geringsten. Die Differenz der Szenarien liegt jedoch nur bei maximal 17 TWh und ist mit einer Reduzierung im H2-Transportszenario um weniger als 1 % insgesamt als gering einzustufen.

Technologien zur Energieerzeugung und -speicherung

Zu jedem Energieträger werden die jeweils optimierten Kapazitäten der Erzeugungs- und Speichertechnologien für die Transportszenarien im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt. Dabei gilt es insbesondere herauszustellen, welche Technologie von welchem Szenario profitiert. Es werden in diesem Abschnitt ebenfalls in den meisten Fällen die Ergebnisse zu installierten Kapazitäten dargestellt. Ergebnisse zu Energiemengen sind Anhang D.2 zu entnehmen.

Stromerzeugung

Abbildung 5.20 zeigt zunächst die installierten Kapazitäten der fluktuierenden Quellen Wind und Solar der jeweiligen Szenarien. Da die installierte Kapazität der Wasserkraftwerke innerhalb der Modellierung festgesetzt wurde und sich in den Szenarien nicht verändert, wird diese nicht weiter betrachtet.

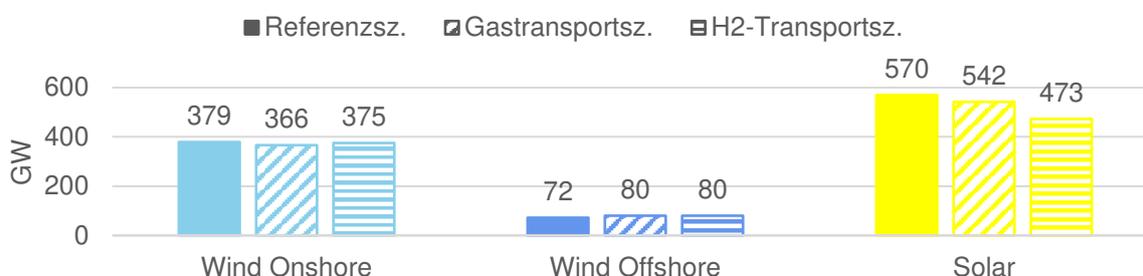


Abbildung 5.20: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen je Szenario in GW

Bei Betrachtung der Wind-On- und Offshore-Kapazitäten sind zwischen den Szenarien nur geringe Unterschiede zu erkennen. Bei den Wind-Offshore-Kapazitäten erfolgt in dem Gas- und H2-Transportszenario der vollständige Ausbau des verfügbaren Potenzials von 80 GW. Ein stärkerer Unterschied ist bei der installierten Solarleistung festzustellen, die bei der Möglichkeit des Gastransports um knapp 30 GW und bei möglichem Wasserstofftransport um knapp 100 GW weniger ausgebaut wird als im Referenzszenario. Möglicherweise ist in Regionen mit hoher Solarleistung (Süden) der gesamte Stromverbrauch im H2-Transportszenario geringer, sodass geringere Kapazitäten benötigt werden. Ergänzend existieren dafür höhere Stromverbräuche in Regionen, in denen Wind-Offshore-Leistung vorteilhaft ist, sodass diese dort stärker ausgebaut ist. Da als relevanter variabler Stromverbraucher nur der Elektrolyseur existiert, würde das eine Verschiebung der Elektrolysestandorte von Standorten hoher Solarleistung zu Standorten hoher Offshore-Leistung bedeuten. Diese These wird in Abschnitt 5.3.2 überprüft. Da die Windenergieanlagen höhere Volllaststunden aufweisen, kann ein Rückgang der Solarkapazitäten mit vergleichsweise weniger Wind-Offshore-Kapazität kompensiert werden.

Die Darstellung der gesicherten Leistung zur Stromerzeugung erfolgt in Abbildung 5.21.

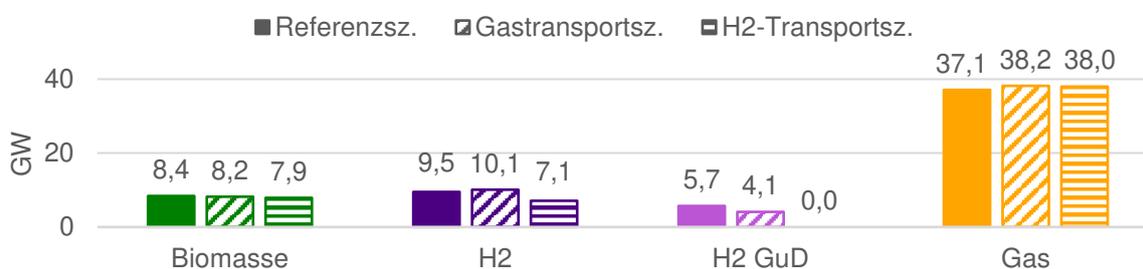


Abbildung 5.21: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen zur Stromerzeugung je Szenario in GW

Im H2-Transportszenario sind mit insgesamt 53 GW am wenigsten flexible Stromerzeugungskapazitäten installiert, im Gegensatz zu jeweils knapp 61 GW im Referenz- und Gastransportszenario. Es ist auffällig, dass bei einer Nutzung des Gasnetzes für den Wasserstofftransport weniger Wasserstoffkraftwerke und keine H2 GuD-Kraftwerke zur

Stromerzeugung genutzt werden. Dies lässt sich damit begründen, dass im Referenzszenario Überschussstrom, der in dem Moment der Erzeugung aufgrund begrenzter Netzkapazitäten nicht transportiert werden kann, in Wasserstoff umgewandelt und gespeichert wird. Existiert nun an einem anderen Standort ein Strom- oder Wasserstoffbedarf, muss dieser zunächst in einem H₂-Kraftwerk zu Strom umgewandelt, anschließend transportiert und je nach Energiebedarf wieder zu Wasserstoff umgewandelt werden. Im H₂-Transportszenario fällt die Rückverstromung weg, da der Wasserstoff selbst transportiert werden kann. Es sind demnach weniger bzw. keine wasserstoffbetriebenen (GuD-) Kraftwerke mehr nötig. Im Falle der H₂ GuD-Anlagen bedeutet dies, dass diese generell nicht zur Stromerzeugung aufgrund eines Stromverbrauchs, sondern zur Stromerzeugung aufgrund eines Energietransportbedarfs dienen.

Gas- und Wasserstoffherzeugung

Bei den installierten Leistungen zur Methanisierung und zur Elektrolyse sind in der absoluten Technolgienutzung nur geringe Unterschiede zu erkennen (siehe Abbildung 5.22).

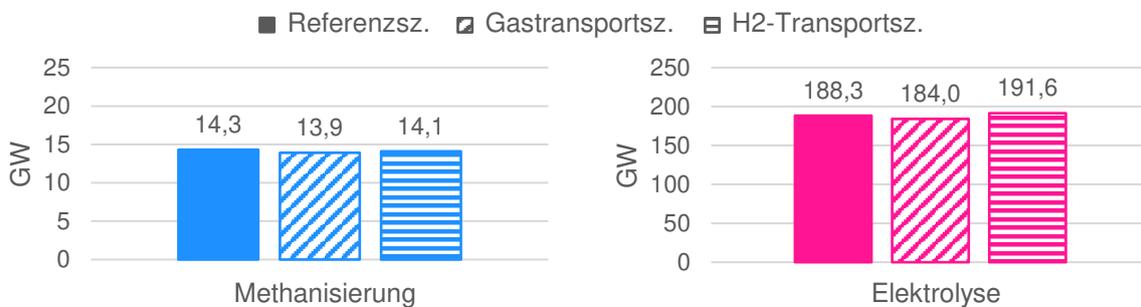


Abbildung 5.22: Installierte Kapazität zur Methanisierung (links) und zur Elektrolyse (rechts) je Szenario in GW

Da der Endenergieverbrauch an Gas und Wasserstoff in allen Szenarien identisch ist, variiert lediglich der Verbrauch der Gas- und Wasserstoffkraftwerke, der die absolute Kapazität der Methanisierungsanlagen und Elektrolyseure beeinflusst. Die Methanisierung bedingt zudem eine vorangegangene Elektrolyse. Die in den Szenarien erzeugte Energiemenge zeigt Abbildung 5.23.

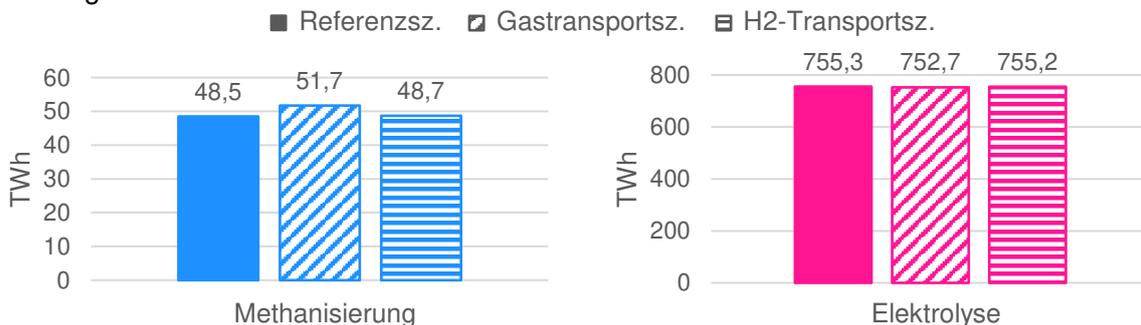


Abbildung 5.23: Durch Methanisierung (links) und Elektrolyse (rechts) erzeugte Energiemenge je Szenario in TWh

Es wird deutlich, dass eine Verringerung der Kapazität nicht mit einer geringeren Energiemenge einhergeht. Somit liegt die Vermutung nahe, dass beispielsweise im Gastransportszenario die Methanisierung zentraler an vorteilhafteren Standorten erfolgt und somit weniger Kapazitäten bei höherer Energiemenge benötigt werden. Bei der Elektrolyse wird im H₂-Transportszenario trotz höherer installierter Kapazität als im Referenzszenario die

gleiche Energiemenge produziert. Möglicherweise ist die Kapazität der Elektrolyse für Zeiten hoher Überschussströme höher angesetzt als in den anderen beiden Szenarien, da durch den Wasserstofftransport und lokaler Elektrolyse Überschussstrom bestmöglich genutzt werden kann.

Speicher

Findet kein Austausch eines Energieträgers zwischen Knoten statt, muss jeder Knoten eine eigene Versorgung dieses Energieträgers aufbauen. Im Falle eines möglichen Transportes müssen Erzeugungsanlagen und Speichermöglichkeiten dagegen nicht zwingend am Ort des Verbrauchs existieren, sondern es kann der „beste“ Standort ausgesucht werden. Somit lässt sich vermuten, dass bei einer höheren Anzahl an Transportmöglichkeiten, weniger Speicher benötigt werden. Dies lässt sich jedoch nicht allgemein für alle Transportoptionen bestätigen. Während im H₂-Transportszenario Speicher für eine Gesamtenergiemenge von 292 TWh im Vergleich zu 301 TWh im Referenzszenario zur Verfügung stehen, wird die Speicherenergiekapazität im Gastransportszenario auf 307 TWh erhöht. Da die Pump- und Gasspeicherkapazitäten in der Modellierung nicht optimiert werden und somit in den Szenarien identisch sind, werden sie im Folgenden nicht weiter analysiert. Abbildung 5.24 zeigt die Veränderung der Batterie-, Wärme- und Wasserstoffspeicher je Szenario.

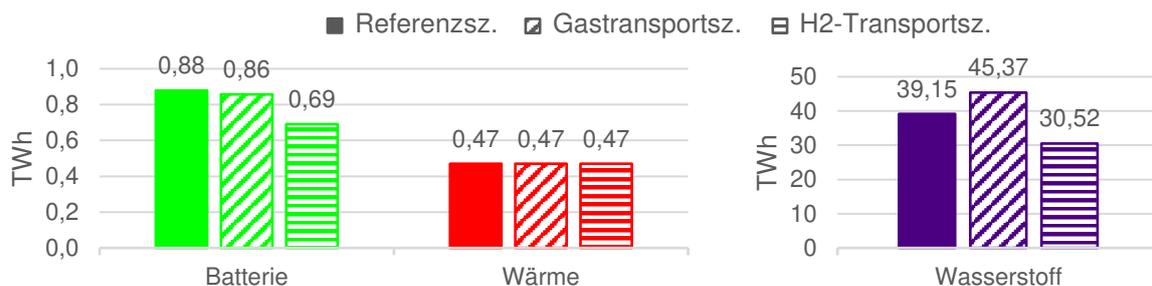


Abbildung 5.24: Dimension der verschiedenen Speichermöglichkeiten je Szenario in TWh

Während Wärmespeicher sich in den Szenarien nicht merklich verändern, ist bei den Batteriespeichern besonders beim H₂-Transportszenario eine geringere Dimension im Vergleich zum Referenzszenario zu erkennen. Im Referenzszenario muss lokaler Überschussstrom, der zur Nutzung durch Elektrolyse gedacht ist, gespeichert werden, wenn der Strom zu Zeiten hoher Netzauslastung nicht unmittelbar zum Elektrolysestandort transportiert werden kann. Ist ein Wasserstofftransport hingegen möglich, kann der Standort der Elektrolyse flexibel gewählt und diese an Standorten mit Stromüberschüssen eingesetzt werden. So kann zu Zeiten hoher Netzauslastung im Stromnetz die Energie über das Wasserstoffnetz zum Verbrauchsstandort transportiert werden. Demnach muss weniger Strom als im Referenzszenario zwischengespeichert werden. Es scheint, als würde ein Wasserstofftransport und die damit einhergehende Flexibilität der Elektrolyse Batteriespeicher einsparen. Im Gastransportszenario ist dieser Effekt weniger stark ausgeprägt, da der Gasverbrauch insgesamt geringer ist. Zudem existiert an dieser Stelle auch eine mögliche Korrelation mit dem Rückgang der Solaranlagen (siehe Abbildung 5.20), da Batteriespeicher unter anderem als Kurzzeitspeicher zum Ausgleich der fluktuierenden Solarstromerzeugung eingesetzt werden. Möglicherweise lässt sich die geringere Batterieenergiekapazität daher zusätzlich auf geringere Solarkapazitäten im H₂-Transportszenario zurückführen. Im Gegensatz dazu kann ein Rückgang der Solaranlagen auch durch verringerte Batterie-

speicherkapazitäten entstehen, da die Solaranlagen so schlechter ins Energiesystem integriert werden können.

Auch die Dimension der Wasserstoffspeicher ist dann am geringsten, wenn die Möglichkeit des Wasserstofftransportes besteht. Als Begründung ist anzuführen, dass aufgrund des möglichen Transportes keine lokale Überkapazität geschaffen werden muss, um den Bedarf zu bedienen.

Der Energiedurchsatz der Speicher ist in Abbildung 5.25 dargestellt.

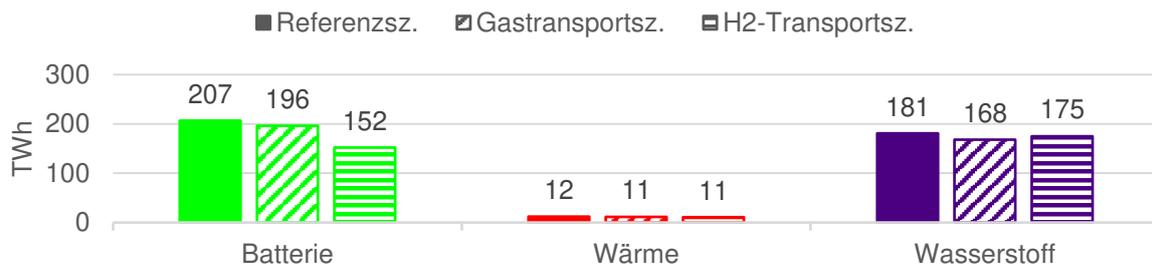


Abbildung 5.25: Durchsatz der Speicher je Szenario in TWh

Der Durchsatz der Batteriespeicher verringert sich in den Szenarien im ähnlichen Verhältnis zu der Dimension. Bei den Wasserstoffspeichern dagegen ist der Durchsatz im Gastransportszenario, das die höchste Speicherenergiekapazität aufweist, am geringsten.

Kosten

Eine Übersicht über die Gesamtkosten²³ in den Szenarien, aufgeteilt in Kapital- (CAPEX), Betriebs- und Wartungs- (O&M) und Energieträgerkosten, spiegelt Abbildung 5.26 wider.

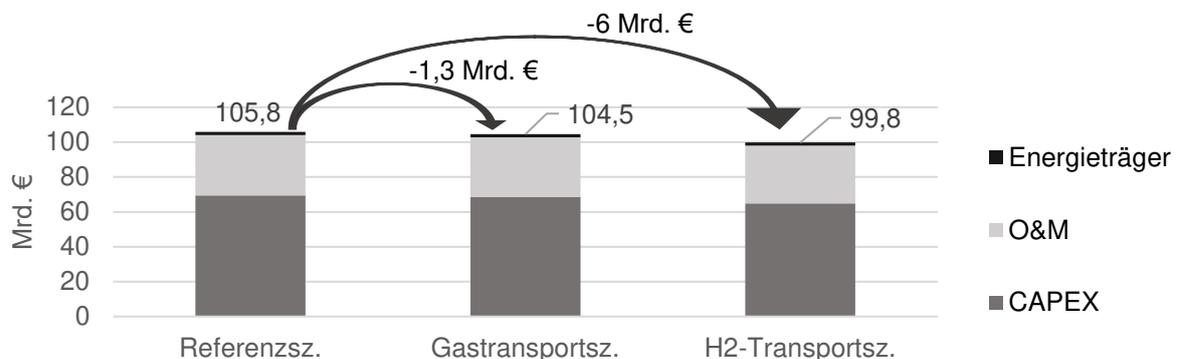


Abbildung 5.26: Gesamtkosten je Szenario in Mrd. €

Die Gesamtkosten unterscheiden sich in den Szenarien nur geringfügig. Das H2-Transportszenario hat die geringsten Kosten vorzuweisen, welche mit knapp 100 Mrd. € insgesamt 6 Mrd. € unter dem Referenzszenario liegen. Die unterschiedlichen Kosten lassen sich auf verschiedene Komponenten zurückführen, die in Abbildung 5.27 aufgezeigt werden. Es werden dabei nur Komponenten aufgeführt, die eine Änderung von mehr als 0,1 Mrd. € zwischen den Szenarien erfahren.

²³ Kosten der Verbraucher werden an dieser Stelle nicht mit aufgeführt.

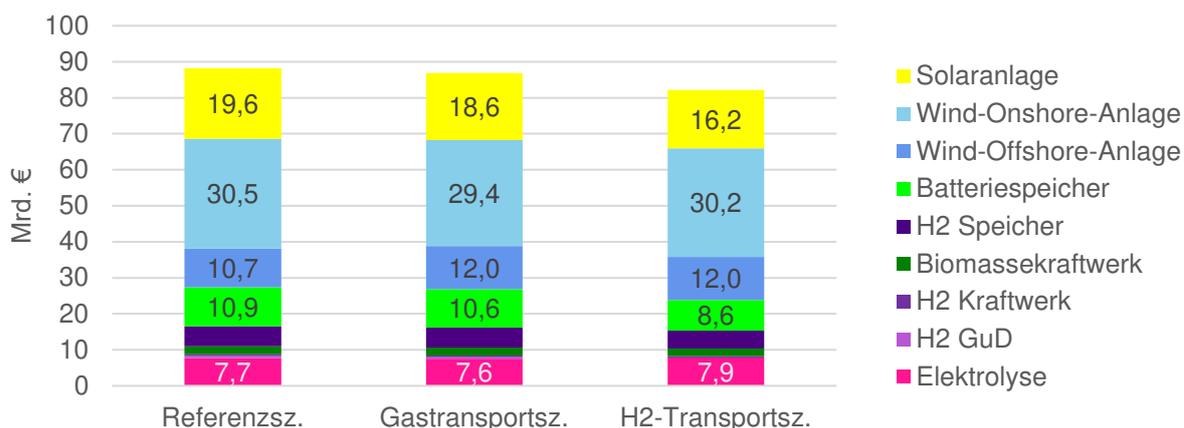


Abbildung 5.27: Kosten der Komponenten, die in den Szenarien eine Änderung erfahren, in Mrd. €

Ein Rückgang bzw. Anstieg der Kosten ist mit einem geringeren bzw. verstärkten Ausbau der jeweiligen Technologien zu begründen. Die Komponenten mit den höchsten Änderungen von mehr als 1 Mrd. € sind Solar-, Wind-Onshore-, Wind-Offshore-Anlagen sowie Batteriespeicher. Dies lässt sich mit den jeweils geringeren bzw. höheren installierten Leistungen in den Szenarien begründen.

Zusammenfassung

Die Ergebnisse zu den absolut installierten Kapazitäten der Erzeugungsanlagen befinden sich in den Szenarien in einer ähnlichen Größenordnung. Veränderungen sind vor allem bei den Solaranlagen zu erkennen, die im direkten Zusammenhang mit den Batteriespeichern stehen, sowie den H2 Kraftwerken und Speichern. Die geringen Änderungen der absoluten Leistungen der Erzeugungsanlagen lassen sich mit den exogen vorgegebenen Energieverbräuchen begründen.

5.3.2 Verteilung der Technologien

Im folgenden Abschnitt wird die Verteilung der Technologien auf die einzelnen Knoten in den jeweiligen Szenarien miteinander verglichen. Dazu werden analog zu Abschnitt 5.2 Säulendiagramme genutzt, die auf der x-Achse alle Knoten nach geographischer Lage sortiert abbilden. An jedem Knoten sind drei Säulen dargestellt, welche die Ergebnisse der drei Szenarien wiedergeben. Die linke Säule steht weiterhin für das Referenzszenario, die mittlere Säule für das Gastransportszenario und die rechte Säule für das H2-Transportszenario.

Stromerzeugung

Zur Analyse der Stromerzeugung werden die Technologien erneut in fluktuierende Quellen und flexible Anlagen aufgeteilt. Die Verteilungen der Kapazitäten je Szenario sind in Abbildung 5.28 und Abbildung 5.29 dargestellt.

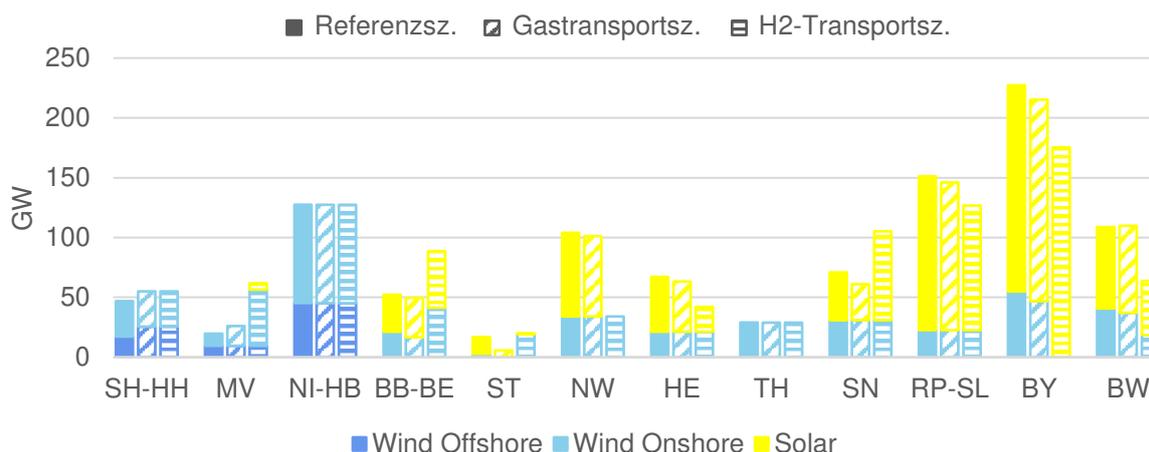


Abbildung 5.28: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen nach Knoten je Szenario in GW

Der Ausbau der Wind-Onshore-Anlagen bis zur Potenzialgrenze erfolgt in den Bundesländern SH-HH, NI-HB, HE, TH, SN und RP-SL in allen Szenarien. Die im Referenzszenario noch freien Wind-Offshore-Kapazitäten in Schleswig-Holstein werden in den anderen beiden Szenarien ebenfalls ausgeschöpft. Die Wind-Onshore-Kapazitäten in Mecklenburg-Vorpommern sowie in Brandenburg werden nur im H2-Transportszenario voll genutzt, da dann dort womöglich ein höherer Gesamtstrombedarf besteht. Dieser wird überwiegend von der Verteilung der Elektrolyse bestimmt und wird an späterer Stelle überprüft (vgl. Abbildung 5.31). Eine Wasserstofftransportmöglichkeit führt in Sachsen-Anhalt zu Wind-Onshore-Kapazitäten, die in den anderen Szenarien dort nicht existieren. In den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg werden im Gas- und H2-Transportszenario keine bzw. weniger Wind-Onshore-Anlagen installiert. Es lässt sich demnach festhalten, dass die Möglichkeit des Gastransports den Windausbau im Norden fördert und im Süden abschwächt. Die Möglichkeit des H2-Transports führt zu demselben Effekt und verstärkt diesen sogar deutlich. Bei der Verteilung der Solaranlagen fällt auf, dass in Nordrhein-Westfalen keine Leistung mehr installiert wird, wenn ein Wasserstofftransport möglich ist. In Sachsen-Anhalt sowie dem Südwesten Deutschlands (HE, RP-SL, BW) nimmt die installierte Leistung an Solaranlagen bei Gas- oder H2-Transportmöglichkeiten ab. Diese Auffälligkeit ist bereits im Gesamtüberblick sichtbar gewesen, weshalb an dieser Stelle auf eine erneute Begründung verzichtet wird. Dagegen ist in den östlichen Bundesländern (MV, BB-BE, SN, BY) geringe Zunahmen zu erkennen sind. In Bayern wird damit vermutlich ein Teil der fehlenden Windenergieanlagen kompensiert, während an den verbleibenden Knoten eine Zunahme des Gesamtstromverbrauchs durch Elektrolyse zu vermuten ist, die im weiteren Verlauf überprüft wird (Abbildung 5.31).

Es lässt sich festhalten, dass zwischen den Szenarien keine grundlegenden Unterschiede der Verteilung der Quellen sichtbar sind. Die grundsätzlich bevorzugten Standorte für Wind im Norden und Solar im Süden führen bereits im Referenzszenario zu einer starken Nord-Süd-Polarisierung, die in den Hauptszenarien an einzelnen Knoten verstärkt wird. Es ist dadurch eine leichte Tendenz erkennbar, dass sich „gute Standorte“ durch mehr Flexibilität im Energietransport weiter polarisieren. Da jedoch bereits an vielen Knoten die Ausbaupotenziale erreicht sind, ist das Veränderungspotenzial nur begrenzt.

Eine Übersicht über die Verteilung der flexiblen Kapazitäten gibt Abbildung 5.29.

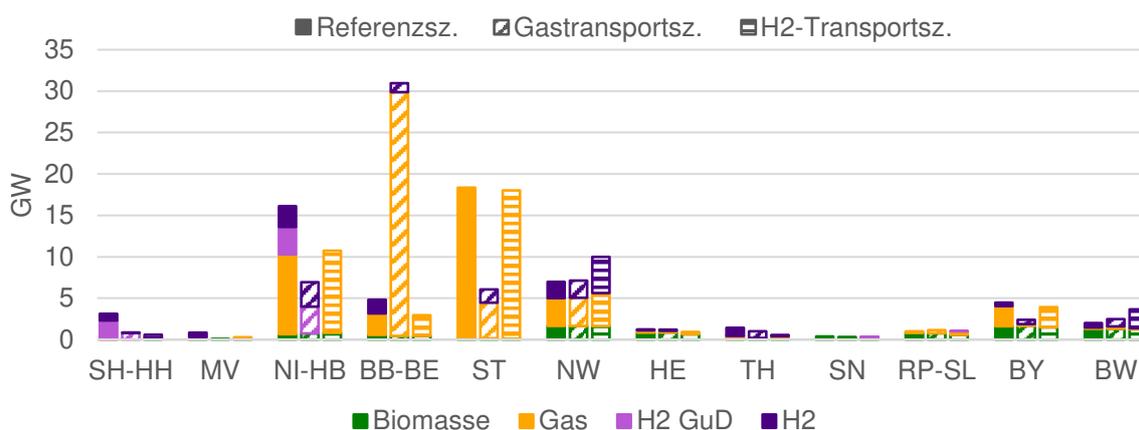


Abbildung 5.29: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen zur Stromerzeugung nach Knoten je Szenario in GW

Grundsätzlich bleibt der Fokus der flexiblen Stromerzeuger auf den Bundesländern Niedersachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen, während im Süden in allen Szenarien nur sehr wenige Anlagen existieren. Im Vergleich zu den fluktuierenden Quellen sind in den genannten Bundesländern wesentliche Unterschiede zwischen den Szenarien erkennbar. Gas- und Wasserstoffkraftwerke werden mit Gas und Wasserstoff betrieben, die durch Überschussstrom erzeugt werden und bis zur Nutzung in den jeweiligen Speichern verbleiben. Gasspeicher sind vor allem in Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Nordrhein-Westfalen und Bayern vorzufinden (siehe Abschnitt 5.2). Im Referenz- und H2-Transportszenario sind Gaskraftwerke überwiegend an den genannten Knoten vorzufinden, da das Gas nicht transportiert werden kann. Das Gastransportszenario dagegen führt zu einem starken Ausbau der Gaskraftwerke in Brandenburg und zu einem gleichzeitigen Rückgang in Sachsen-Anhalt im Vergleich zum Referenz- und H2-Transportszenario. Auch in Niedersachsen und Bayern werden im Gastransportszenario keine bzw. geringe Gaskraftwerkskapazitäten installiert, da diese nicht mehr an die Speicherstandorte gebunden sind. Ein ähnlicher Effekt ist bei H2-Kraftwerken zu erkennen. Wenn keine Wasserstoffinfrastruktur vorhanden ist, sind in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Brandenburg flexible Kraftwerke vorhanden, die bei einem möglichen Wasserstofftransport nicht existieren. Dies lässt sich damit begründen, dass bei Stromüberschüssen im Referenz- und Gastransportszenario, die aufgrund begrenzter Kapazitäten nicht wegtransportiert oder gespeichert werden können, lokal Wasserstoff produziert wird. Durch das fehlende Transportnetz kann der Wasserstoff jedoch nicht transportiert werden und muss an diesen Knoten wieder rückverstromt werden. Somit ist zu vermuten, dass in einem Mix-Transportszenario kaum bzw. keine flexiblen Kraftwerke mehr an diesen Knoten installiert werden. Diese These wird in Abschnitt 5.4 überprüft.

Gas- und Wasserstoffherzeugung

Im Referenzszenario finden Elektrolyse und Methanisierung stets am Ort des Verbrauchs statt. Im Gastransportszenario gilt dies auch für die Elektrolyse, für die Methanisierung dagegen nicht. Ein Teil des H2-Verbrauchs, der zur Gaserzeugung notwendig ist, ist jedoch nicht mehr fest an einen Knoten gebunden und abhängig von der Standortwahl der

Methanisierungsanlagen. Im H2-Transportszenario können dagegen die Elektrolysestandorte frei gewählt wählen, die Methanisierung muss jedoch wie im Referenzszenario verbrauchernah erfolgen.

Die Verteilung der Methanisierungsanlagen und Elektrolyseure je Szenario ist in Abbildung 5.30 und Abbildung 5.31 dargestellt.

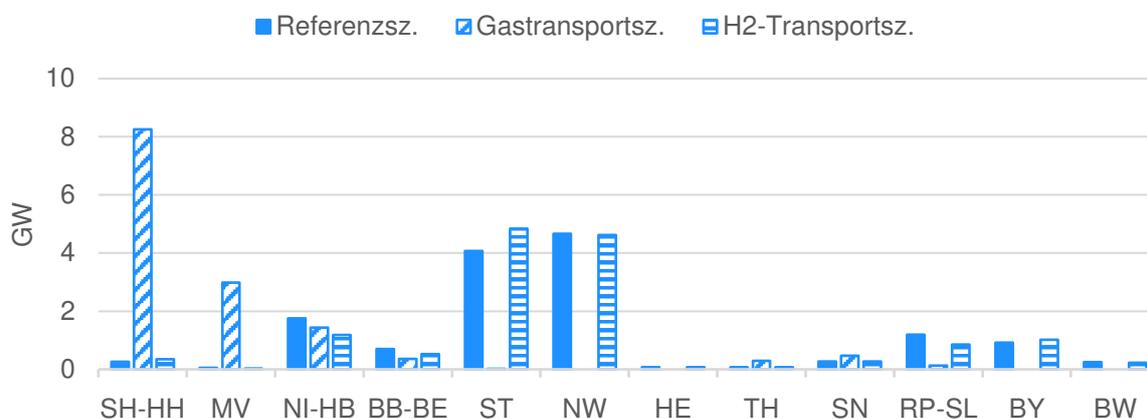


Abbildung 5.30: Verteilung der Methanisierung je Szenario in GW

Es ist zu erkennen, dass bei Nutzung des Gasnetzes die Gaserzeugung überwiegend zentral in Norddeutschland erfolgt. In den Bundesländern, in denen im Referenzszenario aufgrund des existierenden Gasverbrauchs notwendigerweise auch die Methanisierung erfolgt, wird bei vorhandener Infrastruktur keine Methanisierung mehr installiert. Die Kapazitäten zur Methanisierung werden im Gastransportszenario bei freier Standortwahl fast ausschließlich in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen installiert. Die Ergebnisse des Gastransportszenarios lassen den Rückschluss zu, dass eine Methanisierung an nördlichen Standorten mit anschließendem Gastransport zum Verbraucher kostengünstiger ist als der Stromtransport zum Verbraucher und einer Methanisierung vor Ort.

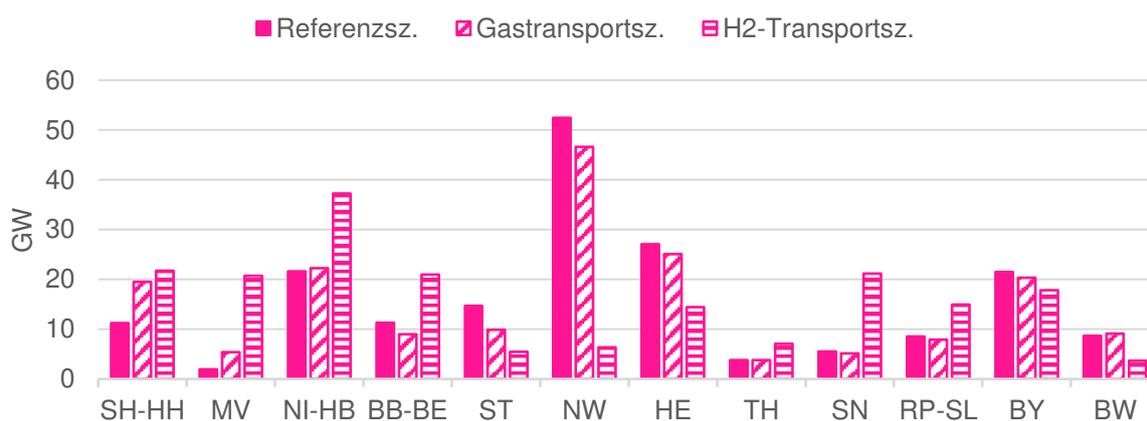


Abbildung 5.31: Verteilung der Elektrolyseure je Szenario in GW

Die Verteilung der Elektrolyse zeigt einen ähnlichen Effekt. Bei Nutzung des H2-Transports werden installierte Kapazitäten aus Sachsen-Anhalt, Nordrhein-Westfalen, Hessen, Bayern und Baden-Württemberg in die nördlichen vier Bundesländer verschoben. Aber auch Sachsen und Rheinland-Pfalz entwickeln sich im H2-Transportszenario zu Wasserstoff-erzeugungsstandorten. Es ist demnach davon auszugehen, dass eine zentrale H2-Erzeugung

einer dezentralen Erzeugung vorgezogen wird. Mögliche Gründe können neben einem effizienterem Wasserstoff- als Stromtransport auch Kapazitätsengpässe im Stromnetz sein. Am Knoten Schleswig-Holstein ist die hohe installierte Leistung der Methanisierung im Gastransportszenario und die damit einhergehende notwendige Elektrolyseleistung zu erkennen. In Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen dagegen bleibt die Elektrolyseleistung im Gastransportszenario noch auf einem ähnlichen Niveau wie im Referenzszenario und steigt erst im H2-Transportszenario stark an. In Mecklenburg-Vorpommern wird das verfügbare Potenzial vollständig ausgeschöpft.

Speicher

In Bezug auf die Speicherkapazitäten wird die Verteilung der Batteriespeicher (Abbildung 5.32) und der Wasserstoffspeicher (Abbildung 5.33) genauer analysiert. Die Verteilung der Gas- und Fernwärmespeicher ändert sich in den Szenarien nicht bzw. nur unwesentlich und wird daher nicht weiter betrachtet.

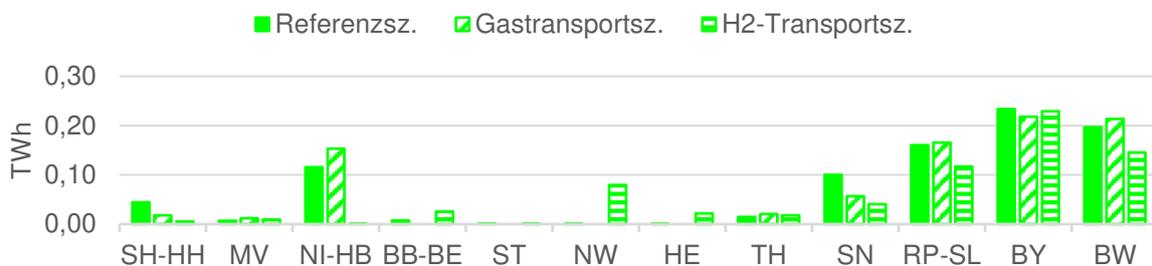


Abbildung 5.32: Verteilung der Dimension der Batteriespeicher je Szenario in TWh

Bereits der Gesamtüberblick (Abschnitt 5.3.1) zeigt, dass sich die absolute Dimension der Batteriespeicher beim Gas- und insbesondere beim H2-Transportszenario verringert, was sich besonders in Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Sachsen, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg widerspiegelt. In Niedersachsen ist im H2-Transportszenario kein Batteriespeicher mehr installiert, nachdem sich die Energiekapazität im Gastransportszenario im Vergleich zum Referenzszenario zunächst erhöht hat. Als Grund lässt sich anführen, dass im H2-Transportszenario mehr Elektrolyseure in Niedersachsen installiert sind, die Überschussstrom verwerten können und somit Batteriespeicher ersetzen. Gegensätzlich dazu befinden sich in Nordrhein-Westfalen nur Batteriespeicher, wenn ein H2-Transport möglich ist. Dies erscheint zunächst widersprüchlich, da in Nordrhein-Westfalen im H2-Transport die Solaranlagen wegfallen, die tendenziell im Zusammenhang mit Batteriespeichern stehen. Durch die reduzierten Stromerzeugungsmöglichkeiten muss jedoch die Stromversorgung sichergestellt werden, was neben den H2 Kraftwerken (vgl. Abbildung 5.29) auch mit Batteriespeichern erfolgt.

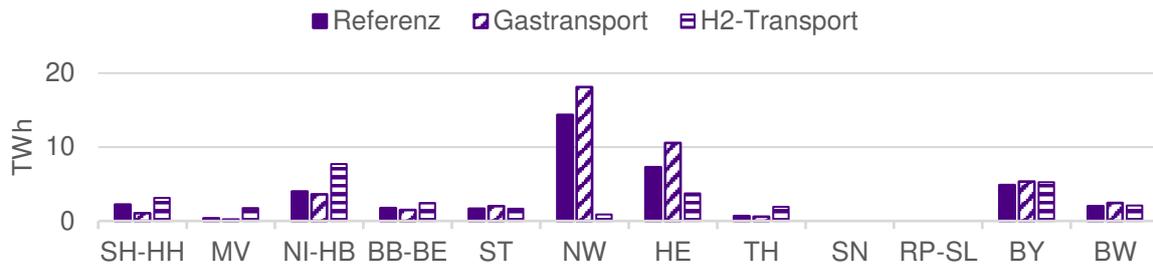


Abbildung 5.33: Verteilung der Dimension der H2-Speicher je Szenario in TWh

Eine sichtbare Änderung an Wasserstoffspeichern haben insbesondere Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen vorzuweisen. In den Szenarien ohne Wasserstofftransportmöglichkeiten ist in Nordrhein-Westfalen eine hohe Speicherenergiekapazität vorhanden, da dort viel Wasserstoff verbraucht wird. Im H2-Transportszenario sind dort dagegen kaum Speichermöglichkeiten, wohingegen in Niedersachsen ein umgekehrter Effekt auftritt. Sobald der Wasserstofftransport möglich ist, können Wasserstoffspeicher theoretisch überall errichtet werden. Um Transportwege zu minimieren, sind jedoch Speicher dort vorteilhaft, wo Elektrolyse stattfindet oder Wasserstoff verbraucht wird. Die Ergebnisse der Verteilung lassen darauf schließen, dass die H2 Speicher sich eher am Erzeugerstandort orientieren. In Niedersachsen werden H2-Speicher möglicherweise auch genutzt, um Überschussstrom bestmöglich zu verwenden und den damit erzeugten Wasserstoff zu Verbrauchszeiten an andere Knoten zu transportieren.

Zusammenfassung

Wie bereits in der Analyse des Referenzszenarios werden Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte erörtert. Aufgrund der jeweiligen Flexibilitäten im Transportnetz kann der Vergleich neben Strom auch für Gas und Wasserstoff erfolgen. Im Gastransportszenario können Standorte für die Methanisierung frei gewählt werden, was wiederum Auswirkungen auf Elektrolysestandorte und Quellen hat. Die Auswirkungen auf die Elektrolysestandorte sind jedoch gering, weshalb der Vergleich von Verbrauch und Erzeugung von Wasserstoff im Gastransportszenario nicht erfolgt. Im H2-Transportszenario können die Elektrolyseure frei verteilt werden. Dem folgt auch eine andere Verteilung der Quellen. Daher wird für dieses Szenario eine Standortanalyse für Strom und für Wasserstoff durchgeführt.

Strom

Die Verteilung der Stromerzeuger und der Stromverbraucher für das Gas- und das H2-Transportszenario ist in Abbildung 5.34 und in Abbildung 5.35 dargestellt.

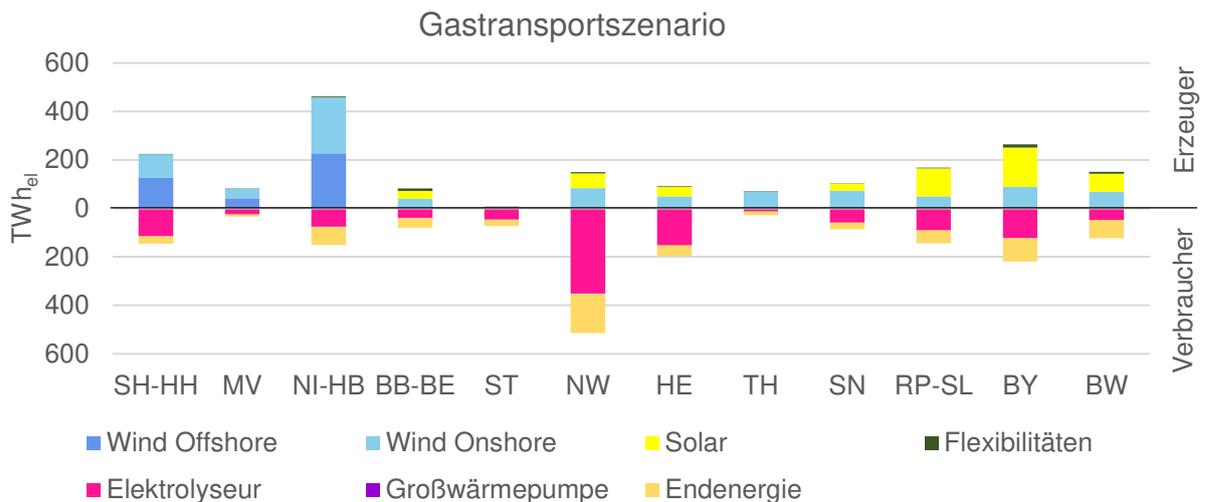


Abbildung 5.34: Gegenüberstellung Stromerzeugung und -verbrauch je Knoten im Gastransportszenario in TWh_{el}

Die Verteilung der Stromerzeuger und -verbraucher im Gastransportszenario unterscheidet sich nur unwesentlich von der Verteilung im Referenzszenario (Abbildung 5.18, S.83), weshalb an dieser Stelle auf eine erneute Erläuterung verzichtet wird.

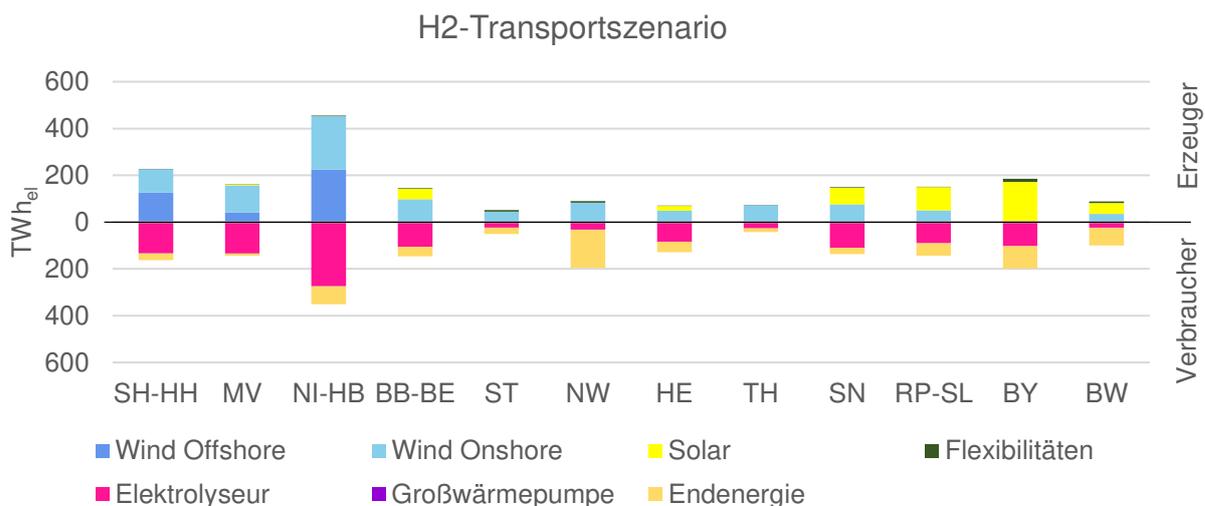


Abbildung 5.35: Gegenüberstellung Stromerzeugung und -verbrauch je Knoten im H2-Transportszenario in TWh_{el}

Im H2-Transportszenario lassen sich deutliche Änderungen feststellen, da die Elektrolyseure, die einen großen Anteil an den Stromverbrauchern ausmachen, frei verteilt werden. Die Verschiebung der Elektrolysestandorte von der Mitte Deutschlands in den Norden führt dazu, dass Stromerzeugung und Stromverbrauch wieder vermehrt an einem Knoten stattfindet. In der Mitte Deutschlands ist ein leichter Überschuss des Stromverbrauchs zu erkennen (insbesondere in Nordrhein-Westfalen aufgrund des hohen Endenergieverbrauchs), während im Norden und Süden jeweils ein leichter Erzeugungsüberhang existiert. Dennoch sind sowohl die Verbrauchs- als auch die Erzeugungsüberhänge nur leicht ausgeprägt. Dies führt zu einem geringen Stromtransportbedarf im Vergleich zum Referenzszenario.

Gas

Für den Energieträger Gas ist die Erzeugungsmöglichkeit auf die Methanisierung beschränkt. Auf der Verbraucherseite stehen Gaskraftwerke und der Endverbrauch. Die installierte Leistung der Methanisierung und Gaskraftwerke kann in den Szenarien variieren, wohingegen der Endenergieverbrauch fest definiert ist. Während im Referenzszenario und im H₂-Transportszenario an jedem Knoten die Gaserzeugung dem -verbrauch gleicht, kann im Gastransportszenario die Erzeugung zentral erfolgen. Letzteres zeigt die Gegenüberstellung von Gaserzeugung und Gasverbrauch in Abbildung 5.36.

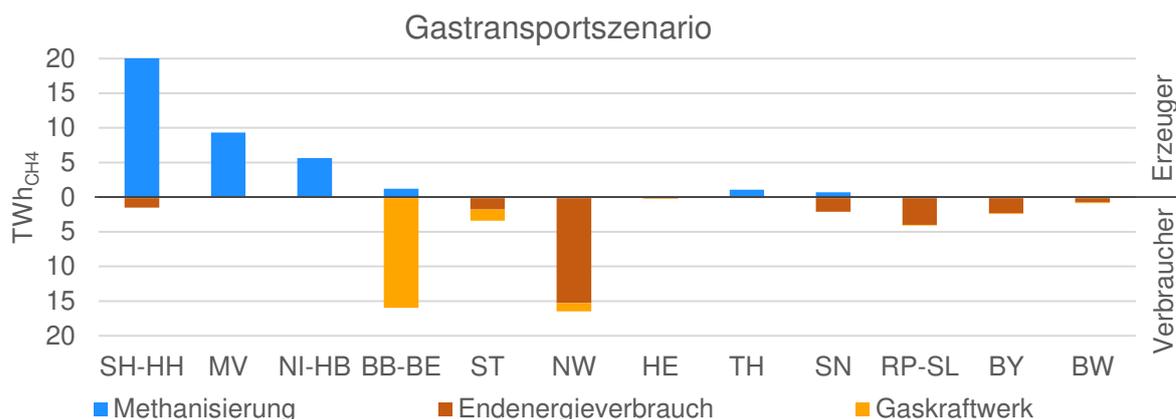


Abbildung 5.36: Gegenüberstellung Gaserzeugung und -verbrauch je Knoten im Gastransportszenario in TWh_{CH4}

Im Gastransportszenario bilden sich für den Energieträger Gas klar erkennbare Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte. Neben dem festgesetzten Endenergieverbrauch, der hauptsächlich auf Nordrhein-Westfalen und den Süden Deutschlands entfällt, existiert ein Gasbedarf der Gaskraftwerke überwiegend in Brandenburg. Diese beiden Knoten stechen als Verbrauchsknoten hervor. Besonders stark ausgeprägt ist die geographische Konzentration der Erzeugung. Die Methanisierung findet fast ausschließlich in Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen statt. Als Begründung dafür kann der im Vergleich zum Stromtransport verlustärmere Gastransport aufgeführt werden. Dieser führt dazu, dass die Methanisierung (und aufgrund fehlendem Wasserstofftransports auch die zugehörige Elektrolyse) vorwiegend direkt an Stromerzeugungsstandorten durchgeführt wird.

Wasserstoff

Analog zu dem Gasverbrauch ist bei dem Verbrauch von Wasserstoff der größte Anteil durch die vorgegebene Endenergie und dem PtL-Bedarf festgesetzt. Ein im Vergleich kleiner Teil, der für Methanisierung und wasserstoffbetriebene Kraftwerke benötigt wird, ist von anderen Technologien abhängig. Die Elektrolysestandorte, die sich im Referenz- und Gastransportszenario an den Verbräuchen orientieren, werden bei möglichem Wasserstofftransport anders verteilt (Abbildung 5.37).

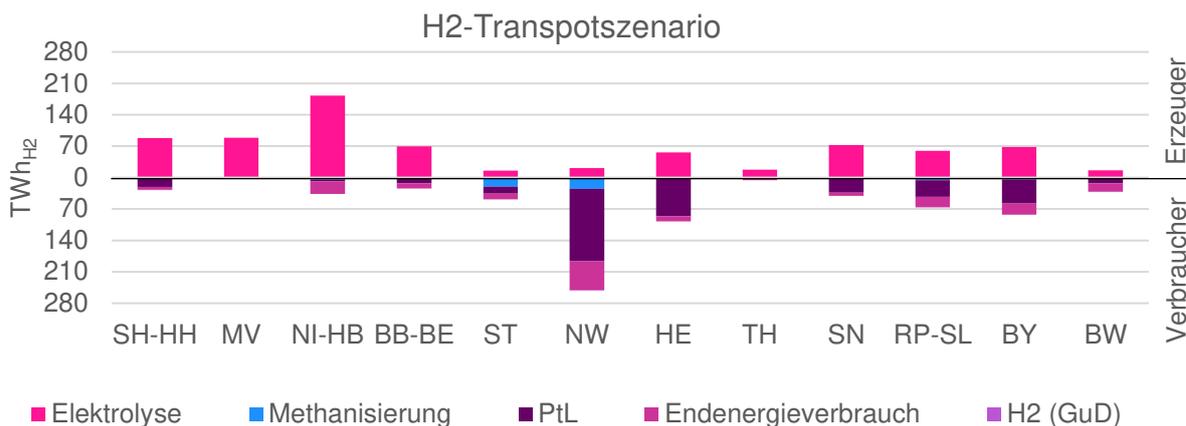


Abbildung 5.37: Gegenüberstellung Wasserstofferzeugung und -verbrauch je Knoten im H2-Transportszenario in TWh_{H2}

Die Gegenüberstellung zeigt, dass sowohl Erzeuger und Verbraucherknotten als auch Netto-Selbstversorgerknotten entstehen. Der Norden wird von einer Wasserstofferzeugung geprägt, die den eigenen Bedarf sowie den Bedarf der angrenzenden Bundesländer, insbesondere Nordrhein-Westfalen, abdeckt. Im Süden ist Erzeugung und Verbrauch an den Knoten jeweils nahezu ausgeglichen. Auch hier lässt sich die Verschiebung der Elektrolyseure von den Verbraucherknotten Nordrhein-Westfalen und Hessen in den Norden Deutschlands durch einen im Vergleich zum Stromtransport verlustärmeren Wasserstofftransport begründen. Die Flexibilität des Transports zeigt also, dass die Elektrolyse nahe an Stromerzeugungsstandorten der am Verbraucherknotten vorgezogen wird.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Gas- und Wasserstofferzeugung zentral in Norddeutschland stattfindet, wenn die jeweilige Transportmöglichkeit gegeben ist. Die Stromerzeugung findet bereits im Referenzszenario verstärkt in den nördlichsten (Wind) und südlichsten Knoten (Solar) statt, was sich jedoch in den Transportszenarien noch stärker ausprägt. Die Flexibilität im Transportnetz führt zu dem positiven Effekt, dass Elektrolyseure als Stromverbraucher sich so verteilen, dass konkrete Nettostromerzeuger- und Nettostromverbraucherknotten weniger stark ausgeprägt sind.

5.3.3 Auswirkungen auf die Transportnetze

Im vorherigen Abschnitt 5.3.2 konnten bei dem Vergleich der Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte Rückschlüsse auf mögliche Energietransporte gezogen werden. Um diese zu überprüfen, wird im folgenden Abschnitt die in den Szenarien im Strom- und Gasnetz transportierte Energiemenge dargestellt. Zunächst erfolgt eine Betrachtung des Stromnetzes, das in allen drei Szenarien zum Transport genutzt wird. In dem Gas- und H2-Transportszenario wird insgesamt weniger Strom transportiert als im Referenzszenario. Dabei reduziert sich die zwischen den Knoten transportierte Strommenge im Gastransportszenario um ca. 7 % gegenüber dem Referenzszenario, während im H2-Transportszenario nur etwa 50% der Strommenge aus dem Referenzszenario transportiert wird²⁴. Tabelle 5.3 zeigt den saldierten Stromfluss zwischen Knoten in den jeweiligen Szenarien einschließlich der durchschnittlichen

²⁴ Gesamttransportierte Strommenge im Referenzszenario 1.024 TWh, im Gastransportszenario 952 TWh und im H2-Transportszenario 539 TWh.

jährlichen Auslastung der verfügbaren Netzkapazität. Für das Stromnetz wurde in der Modellierung die Verfügbarkeit des Netzes in allen Szenarien auf 70 % reduziert (vgl. Abschnitt 4.2). Die Auslastung bezieht sich daher auf das reduzierte Netz.

Tabelle 5.3: Jährlicher saldierter Energiefluss zwischen Knoten im Stromnetz in TWh und durchschnittliche jährliche Auslastung in %

Von	Nach	Referenzsz.			Gastransportsz.			H2-Transportsz.		
		AC	DC	Auslastung	AC	DC	Auslastung	AC	DC	Auslastung
BB-BE	MV	-59			-52			-18		
	SN	2			5			3		
	ST	55			47			12		
BW	BY	-11			-11			-5		
	HE	21			23			-6		
	NW		5			4			-1	
	RP-SL	10			8			-2		
	SH-HH		-6			-5			-4	
BY	HE	53			38			-2		
	SA		-1			-1			-4	
	SH-HH		-5			-4			-4	
	TH	-11			-9			-20		
HE	NI-HB	-19			-19			-20		
	NW	28			13			-12		
	RP-SL	-0,4			-4			-9		
	TH	-41			-37			-28		
MV	SH-HH	-9			-5			-0,2		
NI-HB	NW	351	5		335	4		138	0,1	
	ST	8			7			-2		
	SH-HH	-76			-63			-54		
NW	RP-SL	-25			-21			8		
SN	ST	6			6			1		
	TH	18			14			12		
ST	TH	-9			-10			7		

0 % Auslastung

100 % Auslastung

Zwischen dem Referenz- und dem Gastransportszenario sind nur geringe Änderungen zu erkennen. Sichtbare Unterschiede existieren bei der Verbindung zwischen Hessen und Nordrhein-Westfalen sowie zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein, an denen sich der Stromfluss circa halbiert, während zwischen Hessen und Rheinland-Pfalz im Gastransportszenario mehr Strom transportiert wird. Im H2-Transportszenario sind dagegen –

bis auf wenige Ausnahmen – starke Veränderungen im Vergleich zum Referenzszenario zu erkennen. Besonders auffällig sind die Verbindungen Bayern und Hessen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg bzw. Schleswig-Holstein sowie Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, in denen sich der saldierte Stromfluss stark reduziert bzw. umkehrt. Die im Referenzszenario am stärksten ausgelasteten Netzkapazitäten zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen (77 %) sowie zwischen Niedersachsen und Schleswig-Holstein (49 %) werden aufgrund der Transportflexibilität im H₂-Transportszenario deutlich entlastet und weisen nur eine durchschnittliche Auslastung von 20 % bzw. 35 % auf. Dies entspricht einer in Realität gewünschten Netzauslastung im Stromnetz.

Das Gasnetz wird im Referenzszenario nicht genutzt, während im Gastransportszenario Gas und im H₂-Transportszenario Wasserstoff mittels des Gasnetzes transportiert werden. Die jährlich als Gas transportierte Energiemenge im Gastransportszenario beläuft sich auf insgesamt 95 TWh, während im H₂-Transportszenario im gleichen Netz insgesamt 677 TWh Wasserstoff transportiert werden. In den Transportszenarien wird demnach insgesamt mehr Energie transportiert als im Referenzszenario. Im Gastransportszenario beläuft sich die gesamte transportierte Energiemenge auf 1.047 TWh im Vergleich zu 1.024 TWh_{el} im Referenzszenario, während im H₂-Transportszenario mit 677 TWh_{H₂} und 539 TWh_{el} insgesamt fast 200 TWh mehr transportiert werden.

Der saldierte Energiefluss zwischen den Knoten sowie die durchschnittliche Auslastung des Gasnetzes werden Tabelle 5.4 dargestellt. Dabei wird im Gastransportszenario der Gasfluss und im H₂-Transportszenario die transportierte Wasserstoffenergiemenge betrachtet. Die Auslastung ist dabei auf die je nach genutztem Energieträger verfügbare Kapazität bezogen.

Der geringe Gastransport führt zu einer geringen Auslastung des Netzes. Am meisten Gas wird – ähnlich wie beim Stromnetz – von und nach Niedersachsen transportiert. Bei der Nutzung von Wasserstoff ist die durchschnittliche Netzauslastung deutlich höher. Das liegt zum einen an der geringeren verfügbaren Kapazität des Netzes beim Wasserstofftransport und zum anderen an einem höheren Energieverbrauch. Eine durchschnittliche Netzauslastung von über 80 % haben die Verbindungen Bayern und Sachsen, Hessen und Thüringen, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie Niedersachsen und Schleswig-Holstein vorzuweisen. Da in Thüringen selbst im H₂-Transportszenario kaum Elektrolyseure existieren, muss der meiste Wasserstoff aus einem angrenzenden Bundesland kommen, was in diesem Fall nur Sachsen sein kann. Die hohe Auslastung und transportierte Energiemenge der Verbindungen von und nach Niedersachsen ließ sich bereits im vorherigen Abschnitt durch die Ermittlung des „Verbraucherknötens“ Nordrhein-Westfalen und der „Erzeugerknötens“ Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen herleiten.

Tabelle 5.4: Jährlicher saldierter Energiefluss zwischen Knoten im Gasnetz in TWh und durchschnittliche jährliche Auslastung in %

Von	Nach	Gastransportszenario		H2-Transportszenario	
		Gas	Auslastung	H2	Auslastung
BB-BE	MV	-10		-17	
	NI-HB	-6		22	
	SN	4		16	
	ST	-2		18	
	TH			4	
BW	BY			-1	
	HE	-1		-4	
	RP-SL			-13	
BY	HE			-9	
	SN	-3		-10	
HE	NW	-1		-28	
	RP-SL	0,2		-3	
	TH	-0,4		-27	
MV	NI-HB	1		68	
	SH-HH	-3		-2	
NI-HB	NW	22		286	
	ST	7		-6	
	SH-HH	-29		-55	
NW	RP-SL	4		23	
SN	ST			23	
	TH	-0,5		15	
ST	TH			-0,2	

Zu bedenken ist, dass es sich bei den Auslastungen um durchschnittliche jährliche Auslastungen handelt. Insbesondere beim Stromnetz kann es sein, dass in einem CO₂-neutralen Energiesystem aufgrund einer hohen installierten Leistung von fluktuierenden Quellen oft eine sehr hohe (bis 100%ige) Auslastung erreicht wird, die durchschnittliche Auslastung jedoch durch sehr schwankende Wetterbedingungen deutlich niedriger ausfällt. Eine Aussage, wie oft das Netz aus- bzw. überlastet ist, lässt sich daher nicht daraus schließen.

5.4 Auswirkungen verschiedener Umwidmungsanteile

Nachdem bei den Optimierungen bisher stets ein ausschließlicher Gas- oder Wasserstofftransport angenommen wurde, wird in den Mix-Transportszenarien eine anteilige Umwidmung des Gasnetzes zur Wasserstoffnutzung untersucht. Dabei wird zwischen einer Umwidmung zu 50 % (50-H2-Transportszenario) und einer Umwidmung zu 75 % (75-H2-Transportszenario) unterschieden. Es werden Ergebnisse im Vergleich zu den Szenarien mit ausschließlichem Gas- und Wasserstofftransport dargestellt und dabei besonders die Bereiche berücksichtigt, in denen wesentliche Änderungen sichtbar sind. Alle weiteren Ergebnisse sind der Vollständigkeit halber in Anhang D.2 aufgeführt. Die Art der Darstellung erfolgt in Anlehnung an Abschnitt 5.3. Es wird jeweils an erster Stelle (links) das Gastransportszenario (G), an zweiter und dritter Stelle das 50-H2- (50H) und das 75-H2-Transportszenario (75H) sowie an letzter Stelle (rechts) das H2-Transportszenario (H) aufgeführt.

5.4.1 Gesamtüberblick

Zunächst werden neben einem Überblick über den Primärenergieverbrauch je Szenario die Ergebnisse ausgewählter Technologien beleuchtet. Anschließend erfolgt ein Vergleich der Gesamtkosten der Szenarien.

Primärenergieverbrauch

Den absoluten Primärenergieverbrauch in den jeweiligen Szenarien stellt Abbildung 5.38 dar.

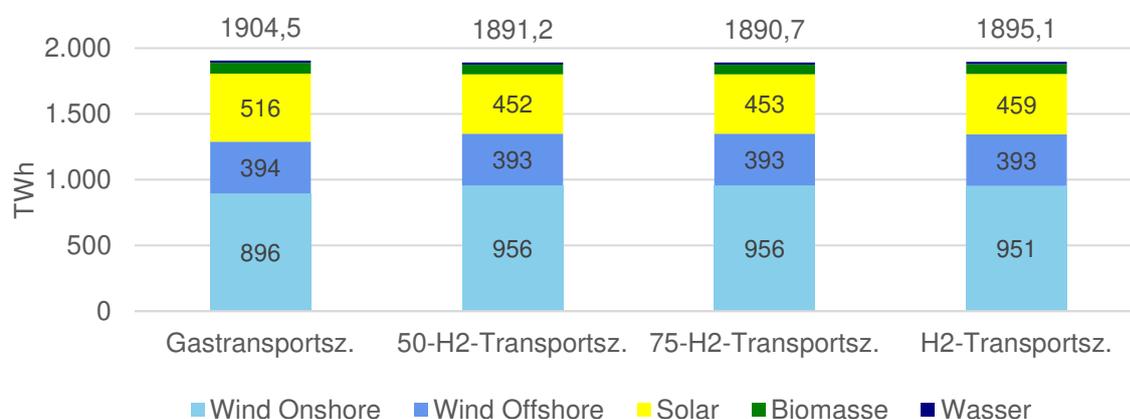


Abbildung 5.38: Primärenergieverbrauch nach Quellen je Szenario in TWh

Der geringste Verbrauch ist bei einer Umwidmung der Gasleitungen zu 75 % auf Wasserstoff zu verzeichnen, wobei dieser sich nur marginal von einer 50%igen Umwidmung unterscheidet. Der Unterschied zum H2-Transportszenario ist mit 4 TWh eher gering, während im Vergleich zum Gastransportszenario rund 14 TWh weniger verbraucht werden.

Technologien zur Energieerzeugung und -speicherung

Die Technologien zur Stromerzeugung weisen zwischen den Szenarien zum Teil keine, zum Teil deutliche Unterschiede auf. Der Vollständigkeit halber werden alle Erzeugungsmöglichkeiten und Speicher aufgeführt, jedoch nur wesentliche Unterschiede grafisch dargestellt.

Stromerzeugung

Bei Betrachtung der installierten Leistungen zur Stromerzeugung werden von den fluktuierenden Anlagen die Wind-Onshore- und die Solar-Kapazitäten betrachtet (Abbildung 5.39). Die installierte Leistung an Wind-Offshore-Anlagen ist in allen Szenarien voll ausgebaut.

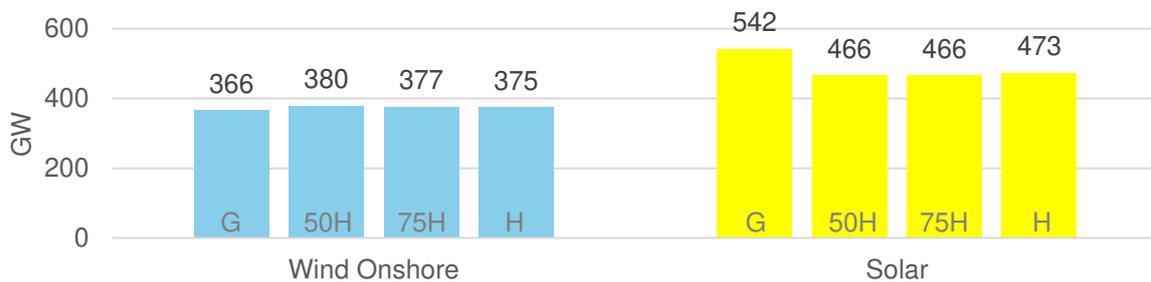


Abbildung 5.39: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen je Szenario in GW

Ein Mix der Transportmöglichkeiten reduziert den Ausbau der Solaranlagen weiter als ein reiner Wasserstofftransport. Es spielt dabei keine Rolle, ob eine Umwidmung zur Hälfte oder zu 75 % erfolgt. Die Wind-Onshore-Kapazitäten erhöhen sich in den Mix-Transportszenarien dagegen leicht. Eine höhere Flexibilität im Transportnetz führt demnach zu einer Verringerung des Ausbaus der Solaranlagen und einem stärkeren Ausbau der Wind-Onshore-Kapazitäten.

Die Mix-Transportszenarien haben zudem einen Einfluss auf die wasserstoffbetriebenen Kraftwerke zur Stromerzeugung (Abbildung 5.40). Der Ausbau der weiteren flexiblen Anlagen bleibt nahezu identisch zum Gas- und H₂-Transportszenario.

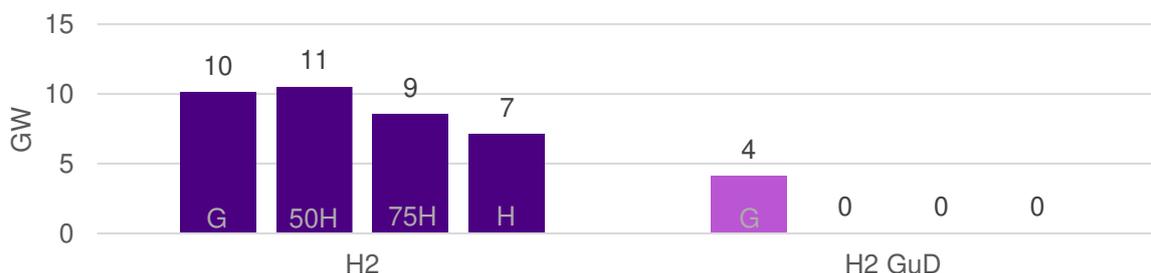


Abbildung 5.40: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen zur Stromerzeugung je Szenario in GW

Es ist zu erkennen, dass das Ermöglichen des Wasserstofftransportes die installierte Leistung der H₂ Kraftwerke im 50-H₂-Transportszenario zunächst um 1 GW im Vergleich zum Gastransportszenario ansteigen lässt, während in den anderen beiden Szenarien eine geringere Kapazität vorzufinden ist. Eine Begründung für die Reduzierung der Kapazitäten wurde in Abschnitt 3.2.1 aufgeführt, weswegen an dieser Stelle auf eine erneute Ausführung verzichtet wird. H₂ GuD-Kraftwerke sind kein Bestandteil des Energiesystems mehr, sobald

ein Wasserstofftransport möglich ist. Diese dienen demnach nur dazu, Wasserstoff aus Stromüberschusszeiten zu verstromen, um die Energie zu transportieren, die in den H₂-Transportszenarien bereits als Wasserstoff transportiert und genutzt wurde. Sie werden jedoch nicht als gesicherte Leistung zur Stromerzeugung benötigt.

Gas- und Wasserstoffherzeugung

Die absolute installierte Leistung zur Methanisierung ändert sich in den Mix-Transportszenarien nur geringfügig und wird daher an dieser Stelle nicht weiter analysiert. Dies lässt sich auf den festgesetzten Endenergieverbrauch und den sich nicht ändernden Bedarf der Gaskraftwerke zurückführen. Eine grafische Darstellung der Ergebnisse ist Anhang D.3 zu entnehmen. Die installierte Kapazität der Elektrolyseure zeigt Abbildung 5.41.

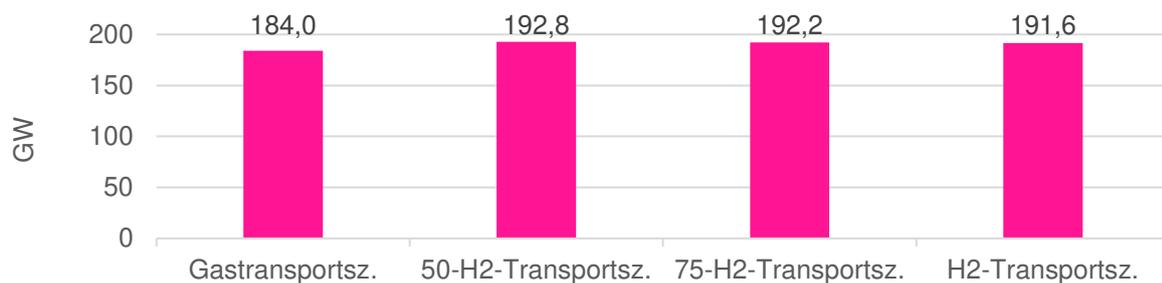


Abbildung 5.41: Installierte Kapazität der Elektrolyseure je Szenario in GW

Bei der Leistung der Elektrolyseanlagen lässt sich ein geringer Anstieg vom Gastransport- zu dem Mix-Transportszenario feststellen, während die Elektrolyseleistung im H₂-Transportszenario im Vergleich zu den Mix-Transportszenarien marginal geringer ist.

Speicher

Einen Vergleich der Dimension der Batterie- und Wasserstoffspeicher ist in Abbildung 5.42 gegeben. Bei den Wärmespeichern ist keine Veränderung zwischen den Transportszenarien sichtbar, sodass diese an dieser Stelle nicht aufgeführt sind.

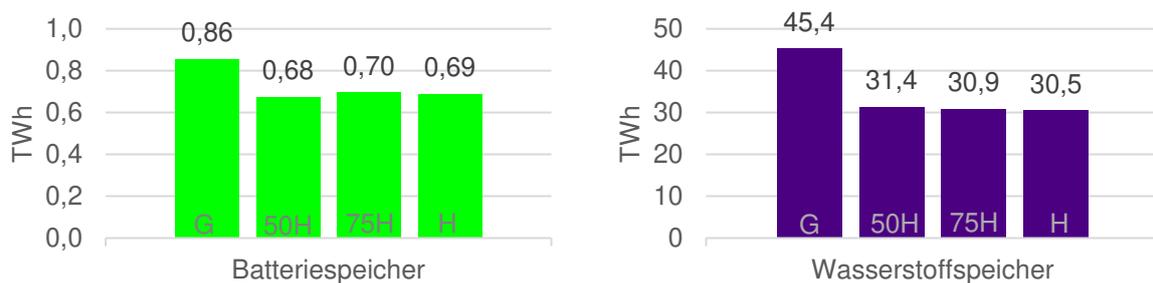


Abbildung 5.42: Dimension der Batterie- (links) und Wasserstoffspeicher (rechts) je Szenario in TWh

Die Ergebnisse zeigen, dass ein möglicher Wasserstofftransport die notwendige Dimension der Speicher deutlich verringert. Die Veränderungen zwischen den drei Szenarien, in denen ein Wasserstofftransport möglich ist, ist auch hier sehr gering. Mögliche Gründe für die geringere Dimension wurden bereits in Abschnitt 5.3.1 aufgeführt, die sich auch auf die Mix-Transportszenarien übertragen lassen.

Kosten

Bei den Kosten ist ein ähnlicher Effekt wie bei den Speichern zu erkennen. Die Gesamtkosten²⁵ der jeweiligen Szenarien werden in Abbildung 5.43 dargestellt.

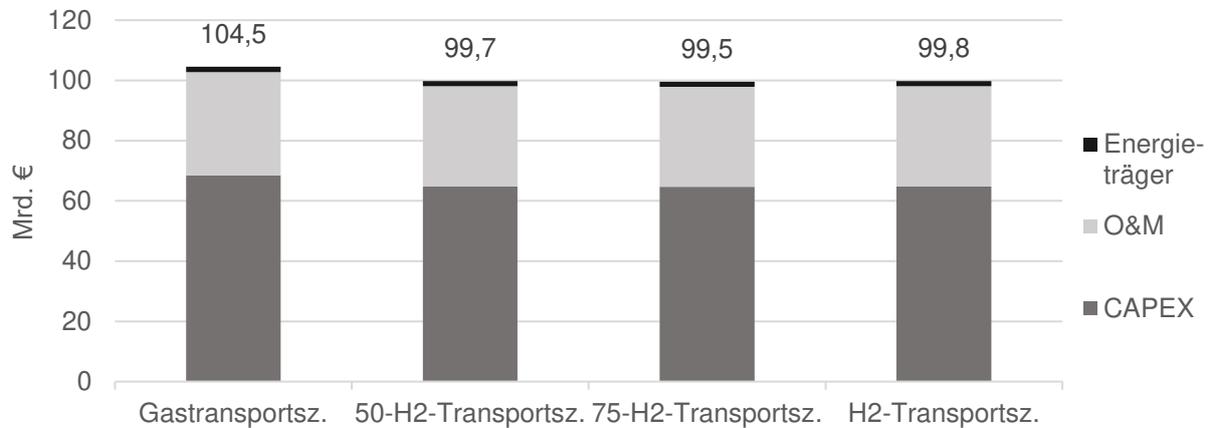


Abbildung 5.43: Gesamtkosten der Szenarien in Mrd. €

Bei der Ermöglichung eines Wasserstofftransportes reduzieren sich die Gesamtkosten. Die Reduzierung lässt sich größtenteils auf Kostenersparnisse durch weniger Batteriespeicher und geringe Solarleistung zurückführen. Dabei ist es nahezu gleichgültig, ob nur ein Teil des Netzes oder das gesamte Netz umgewidmet wird. Die Kosten zeigen damit denselben Effekt, der bereits bei den Technologien festgestellt wurde.

Zusammenfassung

Bei Betrachtung der Kosten und des Primärenergieverbrauchs erreicht das 75-H2-Transportszenario die geringsten Werte. Jedoch ist der Unterschied zum 50-H2- und H2-Transportszenario jeweils gering. Der Gesamtüberblick über die installierten Technologien zeigt, dass in den meisten Fällen die Ergebnisse der Mix-Transportszenarien auf demselben Niveau wie der des H2-Transportszenarios liegen. Es lässt sich demnach ein „Wenn H2-Transport“-Effekt beobachten, der identische Ergebnisse der Mix- und H2-Transportszenarien beschreibt.

5.4.2 Verteilung der Technologien

Die Darstellung der Verteilung der Technologien erfolgt analog zu Abschnitt 5.3.2. Zu jedem Knotenpunkt werden die Ergebnisse der vier Szenarien nebeneinander dargestellt. Es werden dabei ausschließlich die Knotenpunkte analysiert, die eine sichtbare Veränderung aufweisen.

Stromerzeugung

In Abbildung 5.44 werden zunächst die fluktuierenden Stromerzeuger an ausgewählten Knoten betrachtet.

²⁵ Kosten der Verbraucher werden an dieser Stelle nicht mit aufgeführt.

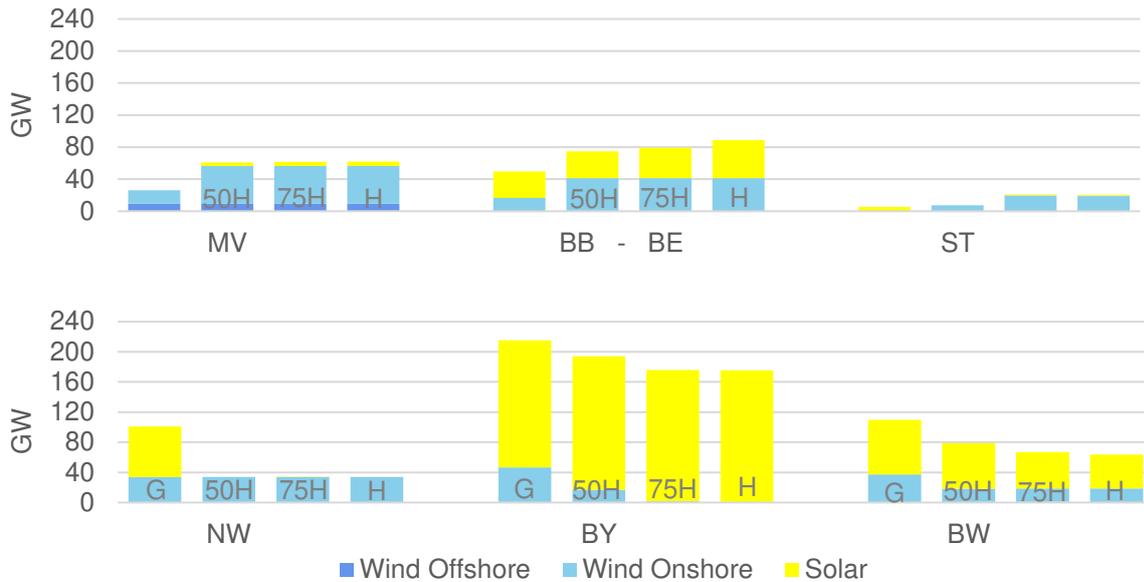


Abbildung 5.44: Installierte Leistung der fluktuierenden Quellen an ausgewählten Knoten je Szenario in GW

Wie bereits in dem Gesamtüberblick beobachtet, lässt sich auch hier an bestimmten Knotenpunkten ein „Wenn H2-Transport“-Effekt erkennen. In Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg wird dann das Wind-Onshore-Potenzial voll ausgeschöpft sowie die installierte Leistung der Solaranlagen geringfügig erhöht. In Sachsen-Anhalt werden statt Solaranlagen Windenergieanlagen installiert. In Nordrhein-Westfalen fällt dagegen der Ausbau der Solaranlagen vollständig weg, sobald ein Wasserstofftransport möglich ist. Der beobachtete Effekt lässt darauf schließen, dass bereits in den Mix-Transportszenarien ausreichend Wasserstofftransportkapazität zur Verfügung steht, um die betrachteten Technologien so zu verteilen, wie es auch im H2-Transportszenario der Fall wäre.

Bei Betrachtung der flexiblen Stromerzeuger sind wesentliche Veränderungen an den Knoten Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt zu erkennen, die in Abbildung 5.45 dargestellt sind.

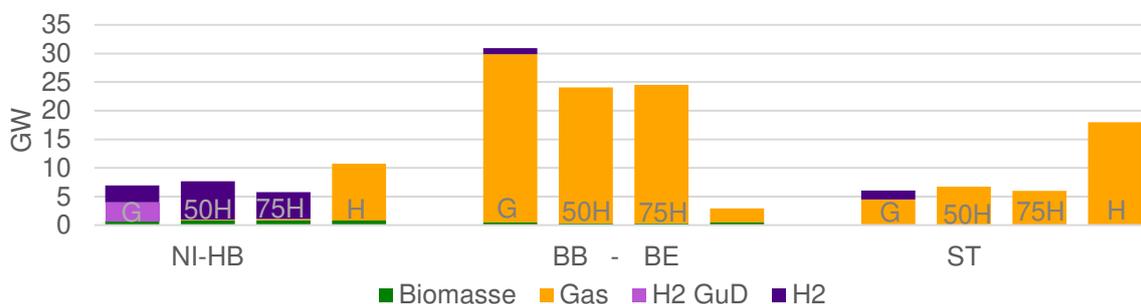


Abbildung 5.45: Installierte Leistung der flexiblen Anlagen zur Stromerzeugung an ausgewählten Knoten je Szenario in GW

Im Gegensatz zu den fluktuierenden Quellen ist ein umgekehrter Effekt zu beobachten, da sich die Szenarien mit Gastransportmöglichkeiten von dem ohne Gastransportmöglichkeit unterscheiden. Beispielsweise werden in Niedersachsen nur Gaskraftwerke nennenswert aufgebaut, wenn kein Gastransport möglich ist. In allen anderen Fällen werden vorwiegend wasserstoffbetriebene Kraftwerke genutzt. In Brandenburg existieren in den Szenarien mit

möglichem Gastransport Gaskraftwerke mit einer Leistung von 25 – 30 GW und im H2-Transportszenario dagegen nur ca. ein Zehntel der Leistung. Gegensätzliches ist in Sachsen-Anhalt zu beobachten, wo die Kapazität der Gaskraftwerke im H2-Transportszenario höher ist als in den anderen Szenarien. Dies lässt sich dadurch erklären, dass in Brandenburg im Gegensatz zu Sachsen-Anhalt keine Gasspeicher existieren. Solange ein Gastransport möglich ist, können in Brandenburg Gaskraftwerke mit Gas aus Gasspeichern von Sachsen-Anhalt betrieben werden. Ist kein Gastransport möglich, muss der Strom in Speichernähe erzeugt und anschließend nach Brandenburg transportiert werden. Aufgrund des verlustärmeren Transportes wird jedoch, wenn möglich, der Gastransport dem Stromtransport vorgezogen.

Gas- und Wasserstoffherzeugung

Die Verteilung der Gaserzeugungsstandorte lässt auf den ersten Blick weniger eindeutige Effekte an den ausgewählten Knoten erkennen (Abbildung 5.46).

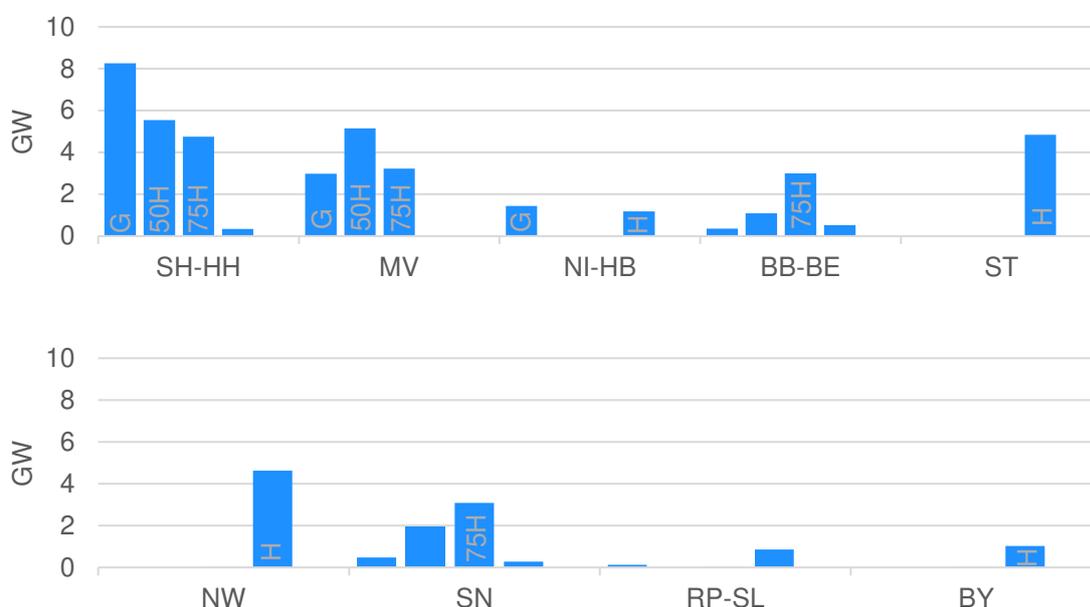


Abbildung 5.46: Verteilung der Methanisierung ausgewählter Knoten je Szenario in GW

In Sachsen-Anhalt, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Bayern findet in den Szenarien, in denen die Flexibilität des Gastransports gegeben ist, keine Methanisierung statt. Nur im Falle fehlender Gastransportmöglichkeiten werden, angepasst an den lokalen Verbrauch, Kapazitäten zur Methanisierung benötigt. Es lässt sich demnach an diesen Knoten analog zu den Gaskraftwerken ein „Wenn kein Gastransport“-Effekt erkennen. Ausgleichend dazu findet in Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern die Methanisierung statt, wenn Gastransportkapazitäten existieren, um das Gas zu Verbrauchsstandorten zu transportieren. Diese Knoten gelten daher als bevorzugte Standorte für die Methanisierung, besitzen jedoch selbst keinen Gasverbrauch. Daher sind auch dort die Ergebnisse des H2-Transportszenarios abweichend zu den anderen Szenarien. Ein anderer Effekt ist in Sachsen zu beobachten, wo mit steigender Wasserstofftransportkapazität die installierte Kapazität der Methanisierung steigt, jedoch bei fehlendem Gastransport dort nicht mehr vorzufinden ist. Sachsen selbst hat nur einen geringen eigenen Gasverbrauch und wird demnach als Methanisierungsstandort attraktiver, wenn die Möglichkeit besteht, den notwendigen Wasserstoff nach Sachsen zu

transportieren oder, wenn aufgrund von Standortvorteilen und steigenden Transportkapazitäten dort mehr Elektrolyse stattfindet.

Die Standorte der Elektrolyseure ausgewählter Knoten mit sichtbaren Veränderungen in den betrachteten Szenarien sind in Abbildung 5.47 dargestellt.

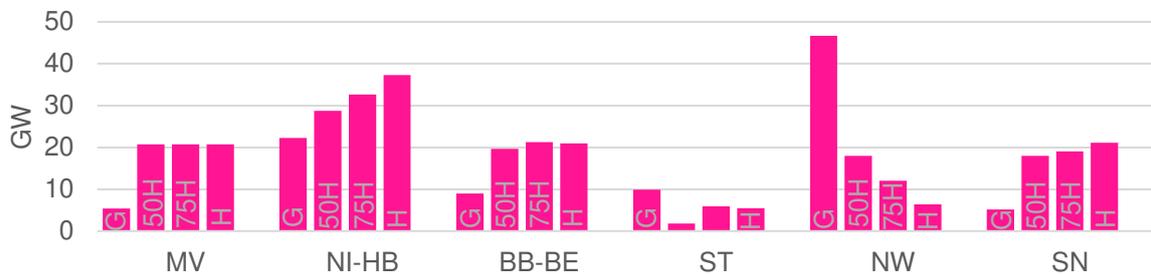


Abbildung 5.47: Installierte Leistung an Elektrolyseuren ausgewählter Knoten in den jeweiligen Szenarien in GW

An einigen der hier aufgeführten Knoten ist ein Trend zu erkennen, dass sich die installierte Leistung vom Gastransport- zum H2-Transportszenario über die Mix-Transportszenarien stufenweise verringert oder erhöht. Beispiele dafür sind Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Womöglich ist der Ausbau der Elektrolyseure auf das Niveau des H2-Transportszenarios in den Mix-Transportszenarien noch nicht möglich, da die H2-Transportkapazität noch nicht ausreicht, um den Wasserstoff wie im H2-Transportszenario überwiegend zentral zu erzeugen. Ein höherer Umwidmungsanteil führt zu einer höheren verfügbaren H2-Transportkapazität, die die weitere Ausnutzung von Standortvorteilen möglich macht. In Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg ist erneut ein „Wenn H2-Transport“-Effekt sichtbar, da die Elektrolyseleistung in den Mix-Transportszenarien der des H2-Transportszenarios entspricht. Es ist davon auszugehen, dass an diesen Knoten ausreichend Transportkapazität zur Verfügung steht und daher nicht begrenzend wirkt. In Sachsen ist der Effekt nicht klar ausgeprägt, wenngleich die Elektrolyseleistung der Mix-Transportszenarien der Leistung des H2-Transportszenarios bereits stark ähneln.

Speicher

Die Dimension der Batteriespeicher in den Szenarien an ausgewählten Knoten ist in Abbildung 5.48 dargestellt.

In Schleswig-Holstein und Rheinland-Pfalz führt bereits ein anteiliger Wasserstofftransport von 50 % zu einer geringeren Dimension der Batteriespeicher, die auch im H2-Transportszenario erreicht wird. Im Gegenzug dazu werden in Brandenburg erst Batteriespeicher verwendet, wenn kein Gastransport erlaubt ist. Da im H2-Transportszenario auch keine Gaskraftwerke in Brandenburg existieren, die eine gesicherte Leistung darstellen, stellen die Batteriespeicher eine kurzzeitige Versorgung in Fällen von Netzengpässen sicher. In Niedersachsen werden Batteriespeicher in den Mix-Transportszenarien noch in geringerem Umfang benötigt, um auch hier in Zeiten hoher Stromerzeugung den Strom kurzzeitig zu speichern und zu transportieren, sobald das Netz dieses zulässt. Da jedoch bereits mehr Elektrolyseure als im Gastransportszenario vorhanden sind, die Überschussstrom nutzen, können Batteriespeicher kleiner dimensioniert werden. In Baden-Württemberg kann die mit steigenden H2-

Transportkapazitäten einhergehende Reduzierung der Energiekapazitäten von Batteriespeichern mit dem analogen Rückgang der Solaranlagen begründet werden.

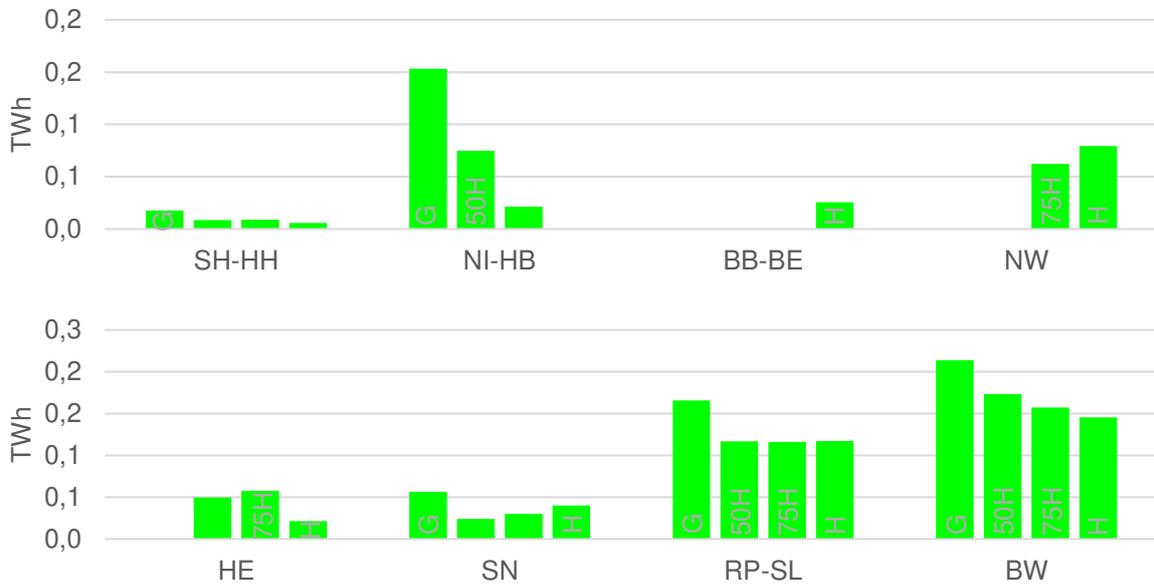


Abbildung 5.48: Dimension der Batteriespeicher ausgewählter Knoten in den jeweiligen Szenarien in TWh

Verteilung der H2-Speicher an ausgewählten Knoten in den jeweiligen Szenarien zeigt Abbildung 5.49.

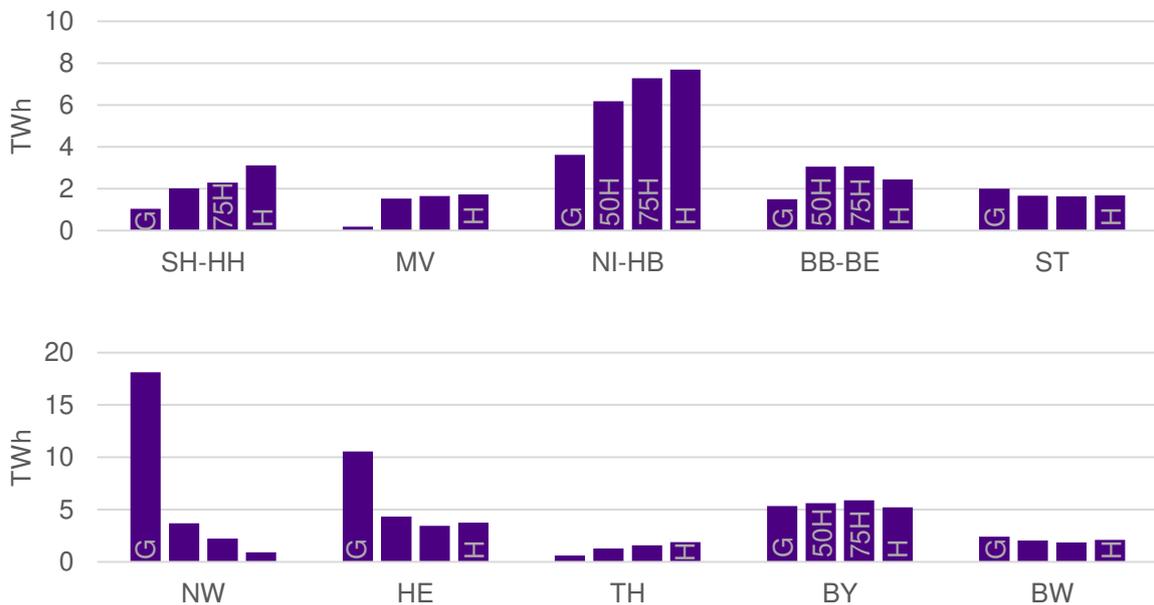


Abbildung 5.49: Dimension der H2-Speicher ausgewählter Knoten je Szenario in TWh

Während in den nördlichsten Bundesländern die Dimensionen der H2-Speicher mit steigender H2-Transportkapazität zunehmen, ist in Nordrhein-Westfalen und Hessen ein starker Rückgang zu beobachten. Die Unterschiede der Szenarien in der Verteilung an diesen Knoten ähneln denen der Verteilung der Elektrolyse. Bei höherer Elektrolyseleistung an einem Standort ist demnach auch eine höhere Wasserstoffspeicherenergiekapazität gegeben. Eine niedrigere Elektrolyseleistung bedingt geringere Speicherenergiekapazitäten.

Zusammenfassung

In den Mix-Transportszenarien existiert eine hohe Transportflexibilität, da der Transport der Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff gleichzeitig möglich ist. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass in diesen Fällen für jede Technologie der bestmögliche Standort gewählt wird. Bei den fluktuierenden Quellen sind dies für Wind tendenziell der Norden Deutschlands, für Solar überwiegend der Süden. Für Elektrolyse wird vorzugsweise ein Standort nahe der Stromerzeugungsanlagen gewählt, um den am stärksten verlustbehafteten Energietransport mittels Strom zu umgehen. Die Methanisierung erfolgt analog dazu bevorzugt nahe der Elektrolysestandorte, da der Gastransport effizienter ist als der Wasserstofftransport. Dieser Effekt wurde in den jeweiligen Transportszenarien bereits bestätigt (vgl. Abschnitt 5.3.2). Die herausgestellten „Wenn H2-Transport“-Effekte zeigen, dass in der Gesamtbetrachtung bei den meisten Technologien keine oder sehr geringe Unterschiede zwischen einer 50%igen und einer 100%igen Umwidmung bestehen. Dagegen existiert an einigen Knoten ein Trendverlauf vom Gas- zum H2-Transportszenario, der erkennen lässt, dass bestimmte Effekte mit steigender H2-Transportkapazität zunehmen. Ein „Wenn kein Gastransport“-Effekt lässt darauf schließen, dass das Erhalten einer geringen Gastransportkapazität günstig sein kann, um Vorteile aus dem Gastransport zu erhalten.

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Flexibilität der Nutzung aller Netze auf die Standortwahl der Technologien untersucht, indem analog zu Abschnitt 5.3 für die Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff die Erzeugung dem Verbrauch gegenübergestellt wird. Dafür wird das 75-H2-Transportszenario gewählt, da das Gasnetz für den Gastransport tendenziell die höchsten Kapazitäten bei gleichzeitig niedrigstem Verbrauch aufweist und so bei gleichzeitiger Zulassung aller Transportmöglichkeiten mögliche Netzengpässe im Wasserstoffnetz bestmöglich vermieden werden.

Strom

Die Stromerzeugung und der Stromverbrauch im Falle einer 75%igen Umwidmung des Gasnetzes zu Wasserstoff werden in Abbildung 5.50 gegenübergestellt.

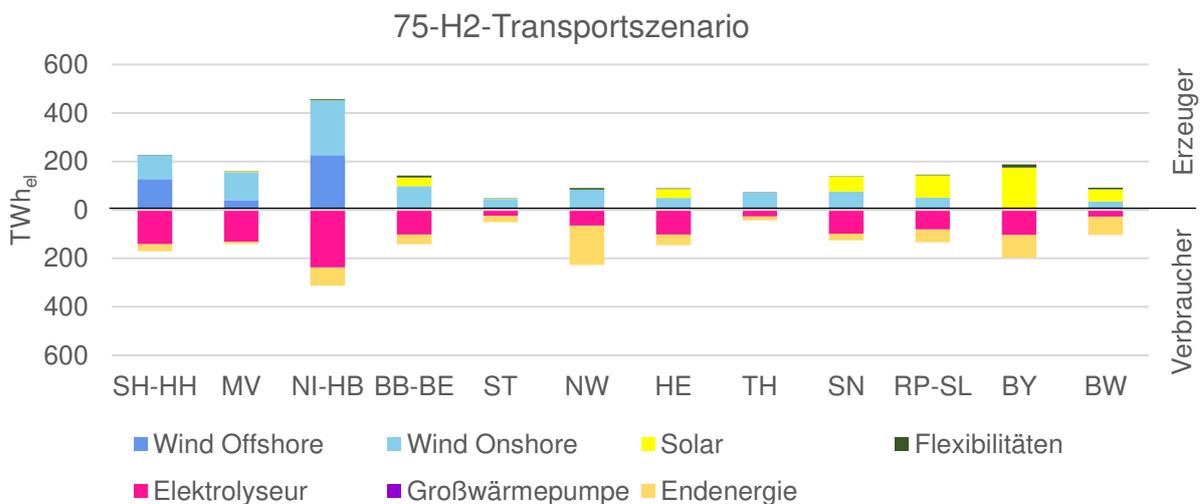


Abbildung 5.50: Gegenüberstellung Stromerzeugung und -verbrauch je Knoten im 75-H2-Transportszenario in TWh_{el}

Im 75-H2-Transportszenario sind Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte nur schwach ausgeprägt. Die Verteilung ähnelt stark der des H2-Transportszenarios. Unterschiede sind vor allem bei den Flexibilitäten erkennbar, die nur einen geringen Teil der Erzeugung ausmachen und deren Unterschiede daher an dieser Stelle nicht sichtbar sind. Die restliche Stromerzeugung ist nahezu identisch zum H2-Transportszenario verteilt. Einen leichten Erzeugungsüberschuss haben Niedersachsen und Schleswig-Holstein, während Nordrhein-Westfalen und Hessen einen Verbrauchsüberschuss vorweisen. Letzterer wird im H2-Transportszenario durch Verschiebung von Elektrolyseleistung nach Niedersachsen weiter reduziert.

Gas

Abbildung 5.51 stellt Schwerpunkte der Gaserzeugung und des -verbrauchs im 75-H2-Transportszenario heraus.

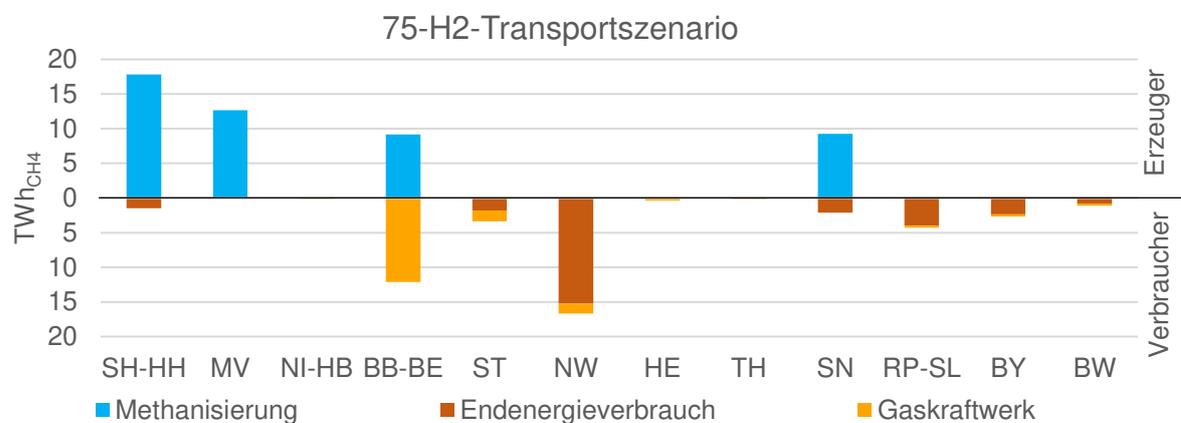


Abbildung 5.51: Gegenüberstellung Gaserzeugung und -verbrauch je Knoten im 75-H2-Transportszenario in TWh_{CH4}

Im 75-H2-Transportszenario werden die Gasnetzkapazitäten auf 25 % der Ursprungskapazitäten reduziert. Neben Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern sind Methanisierungsanlagen in Brandenburg und Sachsen vorzufinden, die im Gastransportszenario zu den Knoten Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen verschoben sind. Die Reduzierung der Gastransportkapazitäten auf 25 % führt dazu, dass zu Spitzenzeiten im Winterhalbjahr Leitungen von Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen nach Brandenburg ausgelastet sind. Daher existieren im 75-H2-Transportszenario in Brandenburg und Sachsen Methanisierungsanlagen, um den Osten und Süden Deutschlands zu diesen Zeiten zu versorgen. Der gesamte Gasverbrauch ist im Vergleich zu den Strom- und Wasserstoffverbrauchsmengen sehr gering ist. Die unterschiedlichen Verteilungen der Erzeugung und des Verbrauchs in den Szenarien haben daher mit Blick auf das Gesamtenergiesystem keine bzw. nur marginale Auswirkungen.

Wasserstoff

Eine Gegenüberstellung der H₂-Erzeugung und des -verbrauchs erfolgt in Abbildung 5.52.

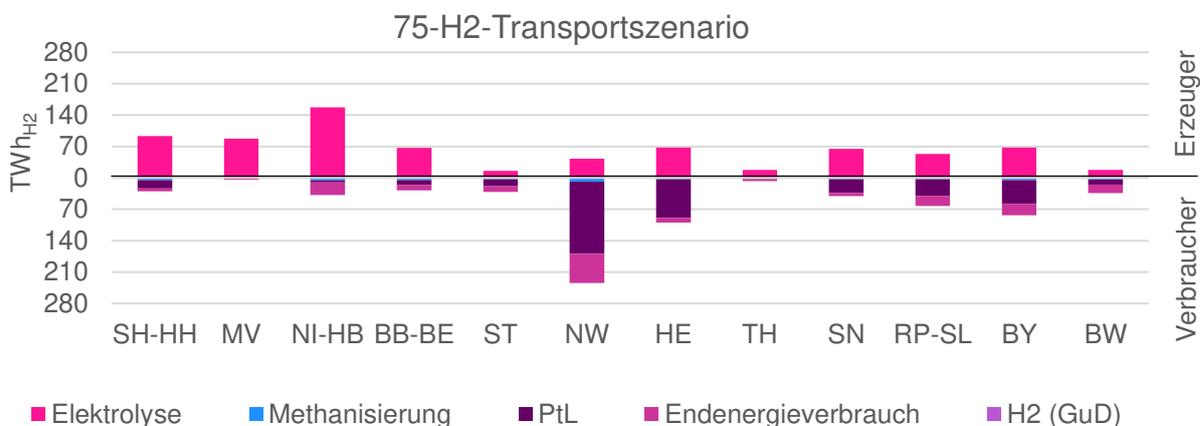


Abbildung 5.52: Gegenüberstellung Wasserstofferzeugung und -verbrauch je Knoten im 75-H₂-Transportszenario in TWh_{H₂}

Die Verteilung der Wasserstofferzeugung und des Wasserstoffverbrauchs ist im 75-H₂-Transportszenario nahezu identisch zu der im H₂-Transportszenario. Lediglich die Verteilungen der Methanisierungsanlagen weisen bei alleiniger Betrachtung wesentliche Veränderungen vor, die jedoch an dieser Stelle aufgrund des geringen Anteils am Verbrauch kaum auffallen. Analog zum H₂-Transportszenario findet die Wasserstofferzeugung überwiegend im Norden und im Süden statt. Während im Süden damit der eigene Verbrauch bedient wird, wird der im Norden erzeugte Wasserstoff dort nicht benötigt und kann die restlichen Verbrauchsknoten versorgen.

5.4.3 Auswirkungen auf die Transportnetze

Die unterschiedlichen Verteilungen der Technologien in den verschiedenen Szenarien führen dazu, dass die Transportnetze jeweils unterschiedlich genutzt werden. Tabelle 5.5 zeigt die insgesamt zwischen den Knoten transportierte Strom-, Gas- und Wasserstoffmenge aller modellierten Szenarien.

Tabelle 5.5: Gesamttransportierte Energiemenge in den jeweiligen Netzen in den Szenarien in TWh

	Stromnetz		Gasnetz		Gesamt
	AC	DC	Gas	H ₂	
Referenzsz.	993	30	-	-	1.023
Gastransportsz.	924	27	95	-	1.046
50-H ₂ -Transportsz.	638	20	89	438	1.185
75-H ₂ -Transportsz.	550	19	85	537	1.191
H ₂ -Transportsz.	520	18	-	677	1.215

Da im Referenzszenario die einzige Möglichkeit des Energietransports über das Stromnetz gegeben ist, ist die transportierte Strommenge dort am höchsten. Bei Hinzunahme des Gasnetzes für den Gastransport verringert sich die transportierte Strommenge nur leicht, während ein Wasserstofftransport je nach Umwidmungsanteil die transportierte Strommenge

um 35 % - 50 % senkt. Gleichzeitig steigt mit steigendem Umwidmungsanteil die transportierte Wasserstoffmenge, sodass im H₂-Transportszenario mehr Energie mittels Wasserstoff als mittels Strom transportiert wird. Die insgesamt in den Netzen transportierte Energiemenge steigt vom Referenz- zum H₂-Transportszenario stetig an. Eine Umwidmung der Gasnetzkapazitäten führt dazu, dass die Wasserstoffherzeugung stark zentralisiert werden kann und somit hohe Transportbedarfe entstehen. Bereits bei einer 50%igen Umwidmung entsteht ein hoher H₂-Transportbedarf, der mit steigendem Umwidmungsanteil aufgrund stärkerer Zentralisierung weiter ansteigt. Die Unterschiede im Gastransport sind dagegen sehr gering, da in allen Szenarien mit möglichem Gastransport zu den meisten Zeiten eine ausreichende Kapazität verfügbar ist.

6 Diskussion und Limitationen

Die Modellierungsergebnisse der Szenarien bilden eine Optimierung des Energiesystems 2050 ab und zeigen Auswirkungen unterschiedlicher Transportoptionen auf. Zur Einordnung der Ergebnisse in den Gesamtkontext der Energiesystemanalyse werden die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen in Abschnitt 6.1 zusammengefasst und mit bestehenden Energiesystemanalysen in der Literatur verglichen. Zudem werden in Abschnitt 6.2 mögliche Grenzen der Modellierungen, die aufgrund von Modellrestriktionen oder durch die gewählten Einstellungen entstehen, aufgezeigt.

6.1 Vergleich der Ergebnisse mit Energiesystemanalysen in der Literatur

Der Gesamtüberblick der Modellierungsergebnisse dieser Arbeit zeigt, dass mit steigenden Wasserstofftransportmöglichkeiten ausgewählte Technologien im Energiesystem weniger stark benötigt werden. Dazu gehören Solaranlagen, H₂ (GuD-) Kraftwerke sowie Batterie- und Wasserstoffspeicher. Die weiteren Technologien unterscheiden sich in den verschiedenen Szenarien nur geringfügig. Die Verteilung der Technologien veranschaulicht, dass im Referenzszenario eine Polarisierung der fluktuierenden Quellen (Wind im Norden, Solar im Süden) besteht, die sich bei möglichem Gastransport und insbesondere bei möglichem Wasserstofftransport weiter ausprägt. Sobald der Energietransport flexibler gestaltet wird und ein Transport von Gas oder Wasserstoff ergänzend zum Stromtransport betrachtet wird, werden die jeweiligen Erzeugungsanlagen zentral in der Nähe von Stromerzeugungsanlagen positioniert. Somit können zum einen die Stromerzeugungsanlagen bestmöglich ausgelastet werden, zum anderen wird der verlustreichere Stromtransport vermieden. Es wird deutlich, dass in den meisten Fällen eine Umwidmung des Gasnetzes zu 50 % auf Wasserstoff im Gesamtüberblick dieselben Ergebnisse erzielt wie eine vollständige Umwidmung. Die Verteilung der Technologien zeigt dagegen, dass insbesondere die optimierte Verschiebung von Elektrolyseuren hin zu Stromerzeugungsstandorten im Norden mit wachsendem Umwidmungsanteil trendförmig ansteigt. In einigen Fällen führt eine Nichtzulassung des Gastransports zu Abweichungen, die durch den Erhalt einer geringen Transportkapazität für Gas vermieden werden können.

Die in Kapitel 3 vorgestellte Studie von Bothe et al. (2017) beinhaltet zwei Szenarien, die dem in dieser Arbeit modellierten Referenz- und dem 50-H₂-Transportszenario ähneln. Ein wesentlicher Unterschied besteht in der Annahme der Endenergieverbräuche, die für die verschiedenen Szenarien der Studie jeweils angepasst wurden, während in dieser Arbeit in allen Szenarien identische Endenergieverbräuche angenommen werden. Bothe et al. (2017) verwenden in ihrem Szenario 2, in dem nur ein Stromtransport möglich ist, keinen Gas- oder Wasserstoffendverbrauch. Dafür werden höhere Stromendverbräuche als in dem in dieser Arbeit modellierten Referenzszenario angenommen. In ihrem Szenario 3, in dem analog zum 50-H₂-Transportszenario Gas- und Wasserstofftransport möglich ist, wird ein geringerer Strom- und Wasserstoffendverbrauch sowie ein höherer Gasendverbrauch angenommen. Die angepassten Verbräuche führen insbesondere bei PtG-Anlagen und Gaskraftwerken zu stärkeren Unterschieden zwischen den Szenarien und können daher nicht in den direkten

Vergleich zu den in dieser Arbeit erarbeiteten Ergebnissen gestellt werden. Bei ähnlichen Anpassungen der Endenergieverbräuche in den jeweiligen Szenarien dieser Arbeit (beispielsweise ein höherer Wasserstoffverbrauch im H₂-Transportszenario als im Referenzszenario) sind auch bei den mit dem ESTRAM durchgeführten Modellierungen stärkere Veränderungen zwischen den Szenarien erwartbar. Im Bereich der erneuerbaren Anlagen Wind Offshore und Wind Onshore haben in dieser Arbeit zudem die Ausbaupotenziale einen Einfluss auf die Wahl der Technologien. Diese werden in den Transportszenarien zum Teil voll ausgeschöpft, während Bothe et al. (2017) keine Einschränkung des Ausbaus durch Festsetzung von Potenzialen vornehmen. Dadurch erhalten sie zum Teil eine sehr hohe installierte Leistung der erneuerbaren Energien, deren Realisierbarkeit zunächst überprüft werden müsste. Die ganzheitliche Betrachtung zeigt, dass die abweichenden Annahmen der Inputdaten zu Energieverbräuchen und Potenzialen für erneuerbare Anlagen sowie die Anpassung der Inputdaten für die jeweiligen Szenarien zu starken Abweichungen der Ergebnisse von den in dieser Arbeit erreichten Modellergebnissen führen.

Auch Hübner et al. (2021) verwenden in ihrer Studie, die die meisten Schnittstellen zu den Mix-Transportszenarien besitzt, abweichende Inputdaten zu den Endenergieverbräuchen. Zudem führen sie eine Optimierung des Wasserstoffnetzes durch, sodass die Ergebnisse auf einem abweichenden Transportnetz basieren. Dennoch führt die qualitative Betrachtung ihrer Ergebnisse zu dem gleichen Resultat wie die Mix-Transportszenarien. Ergebnisse beider Analysen zeigen, dass die Elektrolyse bevorzugt an nördlichen Stromerzeugungsstandorten stattfindet, da an diesen viel Strom verfügbar ist. Bei Hübner et al. (2021) wird bezüglich des Transports zusätzlich zwischen kleinen und großen Distanzen und Verbräuchen unterschieden und die genannte Schlussfolgerung auf kleine Distanzen und große Verbräuche beschränkt. Bei großen Distanzen und kleinen Verbräuchen wird gemäß der Studie der Stromtransport und eine verbrauchernahe Elektrolyse bevorzugt. Letzteres unterscheidet sich von den Ergebnissen der Modellierungen im ESTRAM, da diese aufgrund geringerer Verluste stets den Gas- bzw. Wasserstofftransport bevorzugen, wenn das gewünschte Endprodukt Gas bzw. Wasserstoff ist.

Die FNB Gas (2021e) stellen im Zuge ihres visionären H₂-Netzes 2050, das überwiegend auf dem existierenden Gasnetz beruht, ebenfalls den Norden Deutschlands als Wasserstoffherzeugungsschwerpunkt heraus, wenngleich die der FNB Gas angenommene Elektrolyseleistung mit 63 GW_{el} deutlich unter der im H₂-Transportszenario erhaltenen Leistung von 192 GW_{H₂} (288 GW_{el}) liegt. Die prognostizierten Verbrauchsmengen der FNB Gas (504 TWh, inkl. PtL) liegen nur leicht unter dem im ESTRAM angenommenen Wasserstoffverbrauch (645 TWh, inkl. PtL). Die Unterschiede bei der installierten Leistung der Elektrolyse lassen sich daher damit begründen, dass die FNB Gas in ihrer Modellierung den überwiegenden Wasserstoffbedarf über Importe decken und von einer geringen inländischen Erzeugung ausgehen. Die Ergebnisse zu den Energiekapazitäten von Wasserstoffspeichern sind mit 32 TWh nahezu identisch zu den in dieser Arbeit berechneten des H₂-Transportszenarios (31 TWh).

Schlussendlich lässt sich festhalten, dass die in den vorgestellten Studien verwendeten und zu dieser Arbeit abweichenden Annahmen der Inputdaten zu anderen Ergebnissen der installierten Gesamtleistungen führen. Dabei spielen sowohl die Annahmen der Endenergieverbräuche als auch die Ausbaupotenziale eine Rolle. Die gewählten

Ausbaupotenziale im ESTRAM begrenzen auf der einen Seite den Ausbau der Windenergieanlagen, sodass ein überdurchschnittlicher Ausbau wie in der Studie von Bothe et al. (2017) vermieden wird. Zum anderen sind die Ausbaupotenziale so hoch angesetzt, dass auch keine Wasserstoffimporte benötigt werden, die wiederum in den Analysen der FNB Gas (2021e) angenommen werden.

Die Zentralisierung der Elektrolysestandorte bei Ermöglichung des Wasserstofftransportes sowie auch die der Methanisierungsstandorte bei möglichem Gastransport waren im Hinblick auf den in Abschnitt 4.2 durchgeführten Vergleich der Transportoptionen erwartbar. Diese ergeben sich aus den Modellannahmen, die für den Stromtransport höhere relative Verluste als für den Gas- und Wasserstofftransport annehmen und daher bei einem gewünschten Endprodukt Gas oder Wasserstoff stets die jeweilige Transportoption dem Stromtransport vorgezogen wird. Dagegen war vorab nicht abschätzbar, inwieweit sich eine Teilumwidmung auf die Verteilung auswirkt. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Reduzierung der Transportkapazitäten bei einer Umwidmung zwischen einzelnen Knoten Netzengpässe im Wasserstoffnetz entstehen, sodass erst mit höherem Umwidmungsanteil die optimierte Verteilung erreicht wird. Die Modellierungsergebnisse zu der regionalen Verteilung decken sich qualitativ mit denen in der Literatur vorzufindenden Studien. Die Gruppierung der Elektrolyseure bzw. Methanisierungsanlagen an den nördlichen Stromerzeugungsstandorten erfolgt sowohl bei Hübner et al. (2021) als auch bei allen visionären Wasserstoffinfrastrukturen.

Eine Analyse des Stromtransportes erfolgt in keiner der berücksichtigten Studien, da der Fokus größtenteils auf der Wasserstoffinfrastruktur liegt. Jedoch lassen sich aus den Modellierungsergebnissen bedeutende Zusammenhänge zwischen Wasserstoff- und Stromtransport identifizieren. Die Auswirkungen des Wasserstofftransportes auf den Stromtransport lassen sich im Wesentlichen an zwei Stellen beobachten. Zum einen führt bei der Betrachtung der einzelnen Knoten die Anordnung der Elektrolyseure als Stromverbraucher in den Szenarien mit möglichem Wasserstofftransport dazu, dass sich auf der Stromebene Erzeugungs- und Verbrauchsmengen lokal wieder besser ausgleichen. Zum anderen zeigt die Betrachtung des Energieflusses zwischen zwei Knoten, dass weniger Strom transportiert wird. Die Stromtransportmenge verringert sich im Vergleich zum Referenzszenario enorm (vgl. Abschnitt 5.4.3), da der Energietransport über das verlustärmere Wasserstoffnetz stattfindet. Das Stromnetz dient daher vorwiegend zum kurzfristigen Ausgleich.

6.2 Grenzen der Modellierungen im ESTRAM

Die in dieser Arbeit durchgeführten Optimierungen unterliegen den im ESTRAM getroffenen Annahmen und Modellrestriktionen. Die Modellierungsergebnisse stellen mögliche Lösungen innerhalb des betrachteten Lösungsraumes dar, die bei anderen Einstellungen sowie bei Veränderungen von Modellparametern oder Inputdaten von den in dieser Arbeit erzielten Ergebnissen abweichen können. Im Folgenden werden Grenzen und Limitationen der durchgeführten Modellierungen aufgezeigt, um einen Ausgangspunkt für zukünftige Untersuchungen zu schaffen. Dafür werden die maßgeblichen Größen und deren Einfluss auf die Ergebnisse in fünf übergeordnete Bereiche gegliedert: Energietransport, Endenergieverbrauch, Potenziale und Importe, Kosten sowie gesellschaftliche und politische Faktoren.

Energietransport

Wie bereits in Kapitel 4 deutlich wird, werden für die Modellierung des Energietransportes diverse Annahmen getroffen, die Einfluss auf die Ergebnisse haben. Eine Modellrestriktion des ESTRAMs stellt die Abbildung des Energietransports dar, der ausschließlich über Leitungen für die Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff möglich ist. Unter Gas fallen dabei Erdgas sowie erneuerbares Methan, während Biomethan keine Berücksichtigung findet. Alternative Transportmöglichkeiten für Wasserstoff mittels LKW, Zug oder Schiff werden nicht betrachtet. Zahlreiche Studien (u.a. IEA 2019, Merten et al. 2020, Reuß 2019) zeigen, dass ein Seetransport frühestens ab Distanzen von 1.500 km dem Leitungstransport vorzuziehen ist. Dagegen werden LKWs vorwiegend als Option für die lokale Verteilung gesehen. Der Nationale Wasserstoffrat sieht für den nationalen Transport ebenfalls Pipelines als zentrale Transportoption (BMW 2021c). Demnach besitzen die alternativen Transportmöglichkeiten für die in dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen eine untergeordnete Relevanz.

Für die Abbildung des Transports sind im ESTRAM Daten zu den jeweiligen Transportnetzen hinterlegt. Es wird für die Transportkapazitäten ein Ausbau des Stromnetzes nach aktuellem Netzentwicklungsplan angenommen, während das Gasnetz auf den Daten zum existierenden Netz beruht. Der Netzentwicklungsplan für das Stromnetz deckt jedoch lediglich einen Ausbau des Netzes bis zum Jahr 2035 ab. Bestehende Netzentwicklungspläne des Gasnetzes (vgl. Abschnitt 2.2.1) werden im ESTRAM bisher nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse zu den Auslastungen der Netze verdeutlichen, dass im Falle eines reinen Gastransports die Netzkapazitäten ausreichend groß sind. Bei Teil-Umwidmungen entstehen dagegen zu bestimmten Zeiten Netzengpässe, die sich auf die Verteilung der Technologien auswirken. Die Nutzung von Wasserstoff zeigt, dass der höhere Transportbedarf sowie die Netzreduzierung, die aufgrund der geringeren Energiedichte von Wasserstoff vorgenommen wird, zeitweise zu hohen Netzauslastungen führt.

Darüber hinaus werden mögliche Durchleitungen von Strom oder Gas durch Deutschland nicht weiter berücksichtigt. Aus aktueller Sicht sind diese im Gasnetz von hoher Bedeutung, da circa die Hälfte des in Deutschland importierten Gas nur zur Durchleitung bestimmt ist (vgl. Abschnitt 2.2.1). Das führt dazu, dass die Gasnetzkapazitäten tendenziell überschätzt sind. Für die Zukunft sollte diese Annahme jedoch kritisch hinterfragt werden. Die visionären Wasserstoffinfrastrukturen für Europa für das Jahr 2050 zeigen einen Wasserstofffluss von nördlichen, östlichen und südlichen Erzeugungsstandorten in Europas Mitte auf, sodass sich Deutschlands Transitfunktion voraussichtlich abschwächt.

Ferner grenzen gewählte Einstellungen innerhalb der Modellierungen den Lösungsraum ein. Die gewählte räumliche Auflösung in den Szenarien führt dazu, dass Energietransporte nur zwischen den 12 Knoten berücksichtigt werden. Leitungen innerhalb von Knoten werden dabei nicht beachtet. Das führt dazu, dass mögliche lokale Netzengpässe nicht identifiziert und damit vernachlässigt werden. Im ESTRAM werden Transportleitungen zwischen Knoten zu einer Übertragungskapazität aggregiert. Somit werden keine einzelnen Leitungen betrachtet und das Wasserstoffnetz entsteht bei den Modellierungen durch gleichmäßig verteilte, anteilige Netzkapazitäten. Eine Umwidmung zu Wasserstoff erfolgt in Realität dagegen immer vollständig für eine Leitung. Die möglichen Umwidmungsanteile sind daher abhängig von der bestehenden Ausführung der Gesamtleitung. Je nach Anzahl der parallelen Einzelleitungen kann dies teilweise zu einer etwas anderen Netzstruktur führen. Darüber hinaus erfolgt die Modellierung des Stromnetzes in den Szenarien ohne die Verwendung des linearen optimalen

Leistungsflusses (LOPF) und wird als Transportmodell abgebildet. Dies ermöglicht einen einfacheren Stromtransport als es in der Realität möglich wäre. Die Transportverluste werden allgemein als lineare Verlustkurve abgebildet. Die realen Stromtransportverluste sind jedoch abhängig von der Auslastung des Netzes. Zwar wird die Netzverfügbarkeit des Stromnetzes auf 70 % gesenkt (vgl. Abschnitt 4.2), jedoch wird das Netz in der linearen Optimierung bei Bedarf voll ausgelastet, während real zur Vermeidung hoher Verluste eine Auslastung von nur 30 % angestrebt wird.

Endenergieverbrauch

Die Optimierungen des ESTRAMs basieren auf den vorgegebenen Inputdaten, die das existierende Energiesystem widerspiegeln und für das Jahr 2050 approximierte Werte auf Basis heutiger Erkenntnisse und Prognosen beinhalten. Eine maßgebliche Größe sind die Endverbrauchsdaten, die in allen Szenarien identisch und exogen vorgegeben sind. Wie der vorangegangene Vergleich zu bestehenden Studien zeigt, gehen Veränderungen dieser Daten mit Abweichungen in den Ergebnissen einher, da sich die Gestaltung des Energiesystems an diesen Daten ausrichtet. Als eine Haupteinflussgröße schränkt diese Annahme demnach den Freiheitsgrad der Modellierung dahingehend ein, dass keine Konkurrenz von verschiedenen Technologien für den Endverbrauch existiert.

Potenziale und Importe

Die Modellierungen der definierten Szenarien beschränken sich ausschließlich auf das deutsche Energiesystem. Wasserstoffimporte sind theoretisch möglich, werden jedoch in den Szenarien nicht in Anspruch genommen. Ein Grund dafür sind vergleichsweise optimistische Annahmen für die inländischen Potenziale erneuerbarer Energien, sodass Importe nicht notwendig ist. Die visionären Wasserstoffinfrastrukturen der FNB Gas sowie das EHB (vgl. Abschnitt 3.2) beinhalten dagegen zahlreiche Importverbindungen nach Deutschland. Auch die Nationale Wasserstoffstrategie weist für das Jahr 2050 dem Import von Wasserstoff eine bedeutende Rolle zu. Ein Stromimport wird im ESTRAM ebenso wie ein Import von erneuerbarem Methan vollständig ausgeschlossen.

Kosten

Das übergeordnete Ziel der Optimierung stellt die Minimierung der Gesamtkosten des Energiesystems dar. Daher gelten als weitere, wichtige Einflussfaktoren die getroffenen Kostenannahmen für das Jahr 2050. Die zukünftigen Kosten der Technologien unterliegen ungewissen Unsicherheiten und können lediglich auf Basis des aktuellen Stands der Technik prognostiziert werden. Insbesondere innovative Technologien wie die Elektrolyse und die Methanisierung, die im aktuellen Energiesystem noch keine flächendeckende Anwendung finden, basieren hinsichtlich ihrer Kosten und Effizienz auf aktuellen Schätzungen und sind von der zukünftigen technologischen Entwicklung abhängig. Auch Kosten für Wasserstoffimporte im Jahr 2050 unterliegen einer enormen Unsicherheit, sodass abweichende Kostenannahmen möglicherweise andere Ergebnisse hervorrufen. Im Zuge der Abbildung der Kosten im ESTRAM sollte hinsichtlich der Transportinfrastruktur bedacht werden, ob zukünftig sowohl etwaige Investitionskosten aller Transportnetze als auch mögliche Kosten einer Umwidmung des Gasnetzes zu Wasserstoff bei der Modellierung berücksichtigt werden.

Gesellschaftliche und politische Faktoren

Für das Design des Energiesystems spielen neben technologischer Umsetzung und Kosten auch gesellschaftliche, soziale und politische Faktoren eine Rolle, die sowohl die Wahl der Technologien und deren Verteilung als auch die Netzinfrastrukturen beeinflussen. Zu diesen zählen unter anderem Akzeptanz der Bevölkerung, gesellschaftliche Wertschöpfung sowie Versorgungssicherheit und -unabhängigkeit. Ferner ist die Entwicklung des Energiesystems stark von nationalen und internationalen politischen Entwicklungen und Entscheidungen abhängig. Diese Einflussfaktoren lassen sich schwieriger objektiv quantifizieren und werden daher im ESTRAM und in den Modellierungen dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

7 Schlussfolgerung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit basiert auf Literaturrecherchen sowie eigenen Modellierungen zur zukünftigen Rolle des Energieträgers Gas sowie zur Rolle der Gasinfrastruktur innerhalb des Energiesystems. Ziel war es, Auswirkungen der Modellierung von Gas- und Wasserstoffnetzen auf das zukünftige Energiesystem zu ermitteln. Die durchgeführten Modellierungen verschiedener Szenarien zu der Abbildung unterschiedlicher Transportoptionen bilden mit einer vorhergehenden Analyse der Energietransportmöglichkeiten den Schwerpunkt dieser Arbeit. Auf Basis der Darstellung und Auswertung der Modellierungsergebnisse wurde der Einfluss des Gas- bzw. Wasserstofftransportes auf die Gestaltung und auf den Betrieb des deutschen Energiesystems im Jahr 2050 herausgestellt.

Der Vergleich der Energietransportmöglichkeiten zeigt, dass ein Gastransport gegenüber dem Stromtransport viele Vorteile bietet. Neben einer höheren verfügbaren Netzkapazität sowohl innerhalb Deutschlands als auch für den Im- und Export weist der Transport von Gas geringere durchschnittliche Verluste auf als ein Stromtransport. Auch die gesellschaftliche Akzeptanz von Gasleitungen übersteigt die der Stromleitungen. Bei Nutzung des Gasnetzes mit Wasserstoff sind die genannten Vorteile insbesondere im Hinblick auf die Transportkapazität weniger stark ausgeprägt, da Wasserstoff eine geringere Energiedichte besitzt als Methan.

Eine Nutzung der jeweiligen Infrastrukturen beeinflusst die Ausgestaltung des Energiesystems. Die Modellierung des Energiesystems 2050, welches die deutschen Klimaziele berücksichtigt, erfolgt unter der Annahme von Strom-, Wasserstoff- und in geringerem Umfang auch Gasendenergieverbräuchen. In einem Energiesystem, in dem ausschließlich ein Energietransport über das Stromnetz zulässig ist, ist neben dem fixen Endenergieverbrauch auch die Wasserstoff- und Gaserzeugung an Verbrauchsstandorte gebunden. Dem Stromverbrauch durch Wasserstoffherzeugung und Endanwendungen stehen die Stromerzeugungsanlagen gegenüber, die in einem erneuerbarem Energiesystem überwiegend aus Wind- und Solaranlagen bestehen. Die Verteilung dieser erfolgt, solange ausreichende Transportkapazitäten zur Verfügung stehen, nach Auswahl der bestmöglichen Standorte auf Basis äußerer Rahmenbedingungen und wird lediglich durch Ausbaupotenziale begrenzt. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass eine starke Polarisierung der Windanlagen im Norden und der Solaranlagen im Süden entsteht. Alle weiteren Komponenten orientieren sich an den jeweiligen Verbrauchsstandorten. Die Ermöglichung eines Gastransportes ändert nur geringfügig etwas an der Gestaltung des Energiesystems. Zwar verschiebt sich die Gaserzeugung und die dafür notwendige Wasserstoffherzeugung in die nördlichen Bundesländer Deutschlands, in denen aufgrund des hohen Windaufkommens viel erneuerbarer Strom zur Verfügung steht, jedoch kommt dieser Effekt durch den geringen Gasendverbrauch im Gesamtsystem kaum zur Geltung. Die Nutzung des Gastransportes als Ersatz für den Stromtransport wird nicht in Anspruch genommen, da die Umwandlungsverluste stärker zum Tragen kommen als die Transportverluste.

Die Analyse der Auswirkungen einer Umwidmung des Gasnetzes zur Nutzung von Wasserstoff auf das Energiesystem zeigt, dass einige Technologien im Gesamtsystem weniger stark benötigt werden. Neben Wasserstoffkraftwerken und Solaranlagen zählen dazu insbesondere Batterie- und Wasserstoffspeicher. Durch die Ermöglichung des Wasserstofftransportes können Elektrolyseure unabhängig vom Endverbrauchsort positioniert

werden und befinden sich daher in unmittelbarer Nähe zu den Stromerzeugungsanlagen. Zum einen besteht dadurch die Möglichkeit, Strom aus Überschusszeiten sinnvoll zu verwerten, sodass weniger Batteriespeicher benötigt werden. Zum anderen wird der verlustreichere Stromtransport vermieden, wenn Wasserstoff direkt an Stromerzeugungsstandorten hergestellt und anschließend transportiert wird. Durch die Entlastung des Stromnetzes, welches vorher die freie Verteilung der erneuerbaren Energien eingeschränkt hat, ist zudem eine stärkere Polarisierung der Wind- und Solaranlagen zu beobachten.

Weitere in dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen haben bestätigt, dass die Nutzung des Gasnetzes zum Wasserstofftransport weitaus größere Effekte mit sich bringt als die Nutzung zum Gastransport. Dabei bewirkt bei den Technologien bereits ein geringerer Umwidmungsanteil die gleiche allgemeine Veränderung wie eine vollständige Umwidmung. Die Verteilung der Technologien im Energiesystem zeigt wiederum, dass die Verschiebung der meisten Technologien von verbrauchernahen Standorten hin zu vorteilhafteren Standorten mit steigender Wasserstofftransportkapazität zunehmen. Eine Ausnahme bilden die flexibel abrufbaren Stromerzeugungskapazitäten, bei denen erst eine Veränderung in der Verteilung auftritt, wenn ein Gastransport nicht zulässig ist. Diese Beobachtung zeigt, dass ein Gastransport stets in geringem Maße möglich sein sollte, um keine Optimierungen auszuschließen.

Ferner sind Auswirkungen der Nutzung eines Wasserstoffnetzes auf den Stromtransport erkennbar. Die Ausrichtung der Elektrolyseure, die neben dem Endenergieverbrauch den größten Abnehmer für Strom darstellen, an den Standorten hoher Stromerzeugungsmöglichkeiten führt zu einem stärkeren, lokalen Ausgleich der Stromerzeugungs- und verbrauchsmengen. Das Stromnetz dient daher vorwiegend zum kurzfristigen, bilanziellen Ausgleich.

Grundsätzlich lässt sich schlussfolgern, dass die Verwendung eines Wasserstoffnetzes wesentliche Veränderungen im Energiesystem hervorruft, sodass dieses bei zukünftigen Analysen und Modellierungen berücksichtigt werden sollte. Die Flexibilität im Transport ermöglicht in erster Linie eine Zentralisierung der Technologien. Hervorzuheben ist auch die Auswirkung auf die jeweiligen Transportnetze. Eine Hinzunahme des Wasserstofftransports führt zwar zu einem höheren Energietransport insgesamt, jedoch wird die im Stromnetz transportierte Energiemenge je nach Umwidmungsanteil bis auf die Hälfte reduziert. Der Mehrwert der Wasserstoffinfrastruktur lässt sich demnach an mehreren Punkten festmachen. Die zentrale Anordnung der Technologien verursacht einen Rückgang der installierten Gesamtkapazitäten insbesondere bei den Energiespeichern. Des Weiteren führt die Nähe der Elektrolyseure zu den Stromerzeugungsanlagen zu einer optimierten Ausnutzung der erneuerbaren Energien, da diese nicht an fehlenden Netzkapazitäten scheitert. Damit einher geht zudem eine deutliche Entlastung der Stromnetze. Zuletzt verdeutlicht die Betrachtung der Gesamtkosten, dass eine Modellierung eines Wasserstoffnetzes das Design und den Betrieb des Energiesystems positiv beeinflusst. Die Kosten bestätigen auch die gewonnenen Erkenntnisse zum Erhalt einer geringen Gastransportkapazität, da diese bei einer überwiegenden, aber nicht vollständigen Umwidmung am geringsten sind. Dennoch ist der Mehrwert der Gasinfrastruktur marginal, weshalb stets eine Abwägung zwischen Detailtiefe und Ressourcennutzung (z.B. Rechenzeit) erfolgen sollte.

Für zukünftige Untersuchungen gilt es, die einflussreichen Annahmen und Einstellungen der durchgeführten Optimierungen zu bewerten und deren Auswirkungen differenziert

herauszustellen. Dazu kann in Betracht gezogen werden, den Endenergieverbrauch variabel abzubilden. Dies könnte zum einen durch Definition verschiedener Verbrauchsszenarien umgesetzt werden. Zum anderen besteht im ESTRAM die Möglichkeit, auch einen Teil der Verbraucher zu optimieren, sodass die jeweiligen Endenergieverbräuche modellendogen ermittelt würden. Es ist davon auszugehen, dass eine Abweichung der Verbräuche einen Einfluss auf das Design des Energiesystems haben wird, der sich je nach Umfang der optimierten Verbräuche in den Szenarien unterschiedlich stark auswirken kann. Dies sollte im Rahmen weiterer Untersuchungen beleuchtet werden.

Als weiterer Punkt könnte eine Reduzierung der Ausbaupotenziale der erneuerbaren Quellen bedacht werden, da diese tendenziell am oberen Rand angesetzt sind und unter Berücksichtigung sozioökonomischer Kriterien vermutlich deutlich geringer ausfallen. Womöglich würden dann Importe eine bedeutendere Rolle im Energiesystem spielen, deren Auswirkungen auf die Technologien ebenso Untersuchungspotenzial bieten. Auch die Möglichkeit eines Imports von erneuerbarem Methan sollte bedacht werden.

Darüber hinaus sind Anpassungen an der Modellstruktur des ESTRAMs denkbar. Es könnte beispielsweise eine Optimierung des Transportnetzes in Betracht gezogen werden, sodass Transportkapazitäten innerhalb der Modellierung angepasst werden können. Auch die modellendogene Ermittlung eines optimalen Umwidmungsanteils bietet ein Erweiterungspotenzial und stellt eine mögliche Zielsetzung für zukünftige Arbeiten dar.

Abschließend ist aufzuführen, dass die durchgeführten Optimierungen und damit einhergehenden Erkenntnisse rein ökonomischen Ursprungs sind. Die Realität und besonders die aktuelle gesellschaftspolitische Lage zeigt, dass unabhängig der ökonomischen Optimierung gesellschaftliche, soziale und politische Faktoren auch in der Entwicklung des Energiesektors entscheidende Faktoren darstellen und bei der Auswertung von Modellierungsergebnisse stets bedacht werden sollten.

Anhang

Anhang A: Ergänzende Grundlagen zu Gasflüssen	128
Anhang B: Hintergrunddaten der betrachteten Studien	129
B.1 Ergebnisse aus Bothe et al. 2017	129
B.2 Inputdaten von Hübner et al. 2021	130
B.3 Annahmen zum Transportvergleich nach Wang et al. 2021a	130
Anhang C: Modellierung	132
C.1 Komponenten	132
C.2 Ausbaupotenziale	134
C.3 Übertragungskapazitäten zwischen Knoten	136
Anhang D: Weitere Modellierungsergebnisse	137
D.1 Ergebnisse des Referenzszenarios	137
D.2 Vergleich der Ergebnisse der Hauptszenarien mit denen des Referenzszenarios	139
D.3 Vergleich der Ergebnisse der Mix-Transportszenarien	141

Anhang A: Ergänzende Grundlagen zu Gasflüssen

Tabelle A.1: Gasimporte und -exporte (physikalische Lastflüsse) im Jahr 2020 in TWh (BNetzA 2021)

	Importe	Exporte
Russland (Nord Stream)	621,4	
Polen	263,4	8,2
Norwegen	349,1	
Niederlande	194,3	131,3
Tschechien	228,6	464,0
Österreich	7,8	68,4
Belgien	9,6	7,1
Dänemark		27,6
Schweiz		61,4
Frankreich		44,3
Luxemburg		1,8
Gesamt	1.674,2	814,2

Anhang B: Hintergrunddaten der betrachteten Studien

B.1 Ergebnisse aus Bothe et al. 2017

Tabelle B.2: Detaillierte Ergebnisse der Szenarien der Studie von Bothe et al. 2017

	Strom und Gasspeicher	Strom und grüne Gase
Gasbedarf in TWh	244	646
Gas für Endanwendungen	0	645
Gas zur Rückverstromung	244	1
Strombedarf²⁶ in TWh	1..296	1.347
Stromerzeugungskapazität in GW	721	645
davon erneuerbare Energien	581	624
<i>Wind Onshore</i>	196	191
<i>Wind Offshore</i>	170	193
<i>Solar</i>	193	218
<i>Sonstige</i>	22	22
davon Energiespeicher	32	11
davon Gaskraftwerke zur Rückverstromung	108	10
Stromerzeugungsmengen gesamt in TWh	1499	1440
Erneuerbare Energien	1310	1416
<i>Wind Onshore</i>	373	363
<i>Wind Offshore</i>	643	731
<i>Solar</i>	171	193
<i>Sonstige</i>	123	129
Energiespeicher	48	14
Gaskraftwerke zur Rückverstromung	141	10
Installierte Leistung PtG-Anlagen in GW_{el}	134	254
Stromnetzkosten in Mrd. € pro Jahr²⁷	12,79	6,51
Übertragungsnetz	4,97	3,1
Verteilnetz	7,82	3,41
Gasnetzkosten in Mrd. € pro Jahr⁵	2,64	2,75
Ausbau + Erneuerung	0,163	1,182
Wartung + Instandhaltung	0,303	1,568
Rückbau	2,173	0
Gesamtinvestitionen bis 2050 in Mrd. €	478,3	475,8

²⁶ Gesamter Strombedarf (Stromnachfrage und -bedarf der Power-to-Gas Anlagen)

²⁷ Von dem Jahr 2035 bis zum Jahr 2050

B.2 Inputdaten von Hübner et al. 2021

Es wird zwischen Transportleitungen mit einem durchschnittlichen Durchmesser von 500 mm und Verteilungen mit einem Durchmesser von 300 mm unterschieden.

Tabelle B.3: Inputdaten der durchgeführten Modellierungen von Hübner et al. 2021

		Annahme für 2050
Kapazität in TWh/Jahr	neue Wasserstoffleitung Transport	19,4
	neue Wasserstoffleitung Verteilung	4,5
	umgewidmeter Wasserstoffleitung	Variabel
Spezifische Investitionskosten in €/m	neuer Wasserstoffleitung Transport	1.500
	neuer Wasserstoffleitung Verteilung	750
	umgewidmeter Wasserstoffleitung	211

B.3 Annahmen zum Transportvergleich nach Wang et al. 2021a

Wirkungsgrad Elektrolyseur: 70 %

Tabelle B.4: Annahmen Wasserstofftransport des durchgeführten Transportvergleichs von Wang et al. 2021a

Parameter	100 % Kapazität	75 % Kapazität	50 % Kapazität
120 cm Pipeline Durchsatz [GW (TWh/Jahr)]	16,9 (148)	12,7 (111)	4,2 (37)
90 cm Pipeline Durchsatz [GW (TWh/Jahr)]	4,7 (42)	3,6 (32)	1,2 (10)
Neue 120 cm Pipeline CAPEX (€/m)	2.750		
Neue 90 cm Pipeline CAPEX (€/m)	2.220		
Umgewidmete 120 cm Pipeline CAPEX (€/m)	500		
Umgewidmete 90 cm Pipeline CAPEX (€/m)	400		
Entfernung zw. Kompressoren (km)	100 – 200		
Eingangsdruck (bar)	30 – 40		
Ausgangsdruck (bar)	30		
Verdichter CAPEX (€/MW _{el})	3.400.000		
120 cm Pipeline Verdichterkapazität (MW _{el} /1.000 km)	434	183	6
90 cm Pipeline Verdichterkapazität (MW _{el} /1.000 km)	93	40	2
Stromkosten (€/MWh)	50		
Angenommener Lastfaktor für den Stromverbrauch des Kompressors	5.000		
Kompressor Typ	Elektrischer Hubkolbenkompressor		

Tabelle B.5: Annahmen Stromtransport des durchgeführten Transportvergleichs von Wang et al. 2021a

Parameter	380 kV Freileitung (AC)
Leistung (MW/MVA)	2800
Verluste (%/100km)	1,1
CAPEX (€/km/GW)	190.000
Fixer OPEX (% von CAPEX)	0,2
Stromkosten (€/MWh)	50

Anhang C: Modellierung

C.1 Komponenten

Tabelle C.6: Verwendete Komponenten der Modellierung im ESTRAM

name	technologies	type	input	outputs	dispatch	future	chp_types	factor_p2e
Battery Electric Vehicle	battery electric vehicle	consumer	electricity	{street}	fixed	projected	no	
Bio Combustion Engine Car	bio combustion engine car	consumer	renewables	{street}	fixed	projected	no	
Biomass Power Plant	biomass	converter	renewables	{electricity, district_heating}	flexible		no, ext	
Combined Cycle Power Plant	combined cycle	converter	gas	{electricity, district_heating}	flexible		no, bkp, ext	
Combustion Engine	combustion engine	consumer	oil	{mechanical_energy}	fixed	projected	no	
Combustion Engine Car	combustion engine car	consumer	oil	{street}	fixed	projected	no	
Combustion Engine Train	{"combustion engine train	consumer	oil	{rail}	fixed	projected	no	
Combustion Turbine Plane	combustion turbine plane	consumer	oil	{aviation}	fixed	projected	no	
Cooling	cooling	consumer	electricity	{cooling}	fixed	projected	no	
District Heating Adapter	district heating adapter	consumer	district_heating	{space_heating, hot_water}	fixed	projected	no	
Electric Cooker	electric cooker	consumer	electricity	{process_heat}	fixed	projected	no	
Electric Motor	electric motor	consumer	electricity	{mechanical_energy}	fixed	projected	no	
Electric Train	electric train	consumer	electricity	{rail}	fixed	projected	no	
Electrolysis	electrolysis	converter	electricity	{h2}	flexible		no	
Feedstock Gas	feedstock gas	consumer	gas	{feedstock}	fixed	projected	no	
Feedstock Hard Coal	feedstock hard coal	consumer	hard coal	{feedstock}	fixed	projected	no	
Feedstock Lignite	feedstock lignite	consumer	lignite	{feedstock}	fixed	projected	no	
Feedstock Oil	feedstock oil	consumer	oil	{feedstock}	fixed	projected	no	
Fischer Tropsch PtL	fischer tropsch	converter	h2	{oil}	flexible		no	
Fuel Cell Car	fuel cell car	consumer	h2	{street}	fixed	projected	no	
Fuel Cell Plane	fuel cell plane	consumer	h2	{aviation}	fixed	projected	no	
Fuel Cell Train	fuel cell train	consumer	h2	{rail}	fixed	projected	no	
Gas Cooker	gas cooker	consumer	gas	{process_heat}	fixed	projected	no	
Gas Engine	gas engine	consumer	gas	{mechanical_energy}	fixed	projected	no	
Gas Heating	gas heating	consumer	gas	{space_heating, hot_water}	fixed	projected	no	

name	technologies	type	input	outputs	dispatch	future	chp_types	factor_p2e
Gas Power Plant	gas	converter	gas	{electricity, district_heating}	flexible		no, bkp, ext	
Gas Storage	gas storage	storage	gas	{gas}	flexible	preserved	no	5
H2 Combined Cycle Power Plant	h2 combined cycle	converter	h2	{electricity, district_heating}	flexible		no, bkp, ext	
H2 Cooker	h2 cooker	consumer	h2	{process_heat}	fixed	projected	no	
H2 Power Plant	h2	converter	h2	{electricity}	flexible		no	
H2 Storage	h2 storage	storage	h2	{h2}	flexible		no	5
Hard Coal Combustor	hard coal combustor	consumer	hard coal	{process_heat}	fixed	projected	no	
Hard Coal Heating	hard coal heating	consumer	hard coal	{space_heating, hot_water}	fixed	projected	no	
Heat Pump	heat pump	consumer	electricity	{space_heating, hot_water}	fixed	projected	no	
ICT	ict	consumer	electricity	{ict}	fixed	projected	no	
Large-Scale Heat Pump	large-scale heat pump	converter	electricity	{district_heating}	flexible		no	
Lighting	lighting	consumer	electricity	{lighting}	fixed	projected	no	
Lignite Combustor	lignite combustor	consumer	lignite	{process_heat}	fixed	projected	no	
Lignite Heating	lignite heating	consumer	lignite	{space_heating, hot_water}	fixed	projected	no	
Methanization Plant	methanization	converter	h2	{gas}	flexible		no	
Oil Combustor	oil combustor	consumer	oil	{process_heat}	fixed	projected	no	
Oil Heating	oil heating	consumer	oil	{space_heating, hot_water}	fixed	projected	no	
Pumped Storage	pumped storage	storage	electricity	{electricity}	flexible	preserved	no	5
Hydro Power Plant	reservoir,run-of-river	source		{electricity}	variable	preserved	no	
Battery Storage	home battery storage,large battery storage	storage	electricity	{electricity}	flexible		no	5
Thermal Storage	thermal storage	storage	district_heating	{district_heating}	flexible		no	5
Wind Offshore Power Plant	wind offshore	source		{electricity}	variable		no	
Wind Onshore Power Plant	wind onshore	source		{electricity}	variable		no	
Wood Cooker	wood cooker	consumer	renewables	{process_heat}	fixed	projected	no	
Wood Stove	biomass heating	consumer	renewables	{space_heating, hot_water}	fixed	projected	no	
Solar Power Plant	solar large-scale,solar rooftop	source		{electricity}	variable		no	

C.2 Ausbaupotenziale

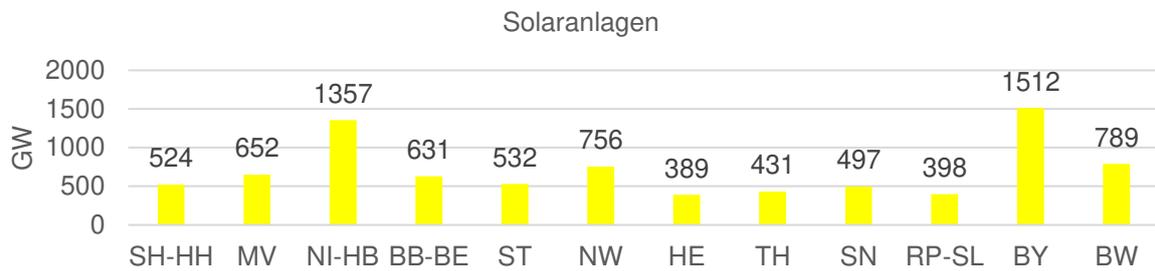


Abbildung C.1: Ausbaupotenzial der Solaranlagen im ESTRAM



Abbildung C.2: Ausbaupotenzial der Wasserkraftwerke im ESTRAM

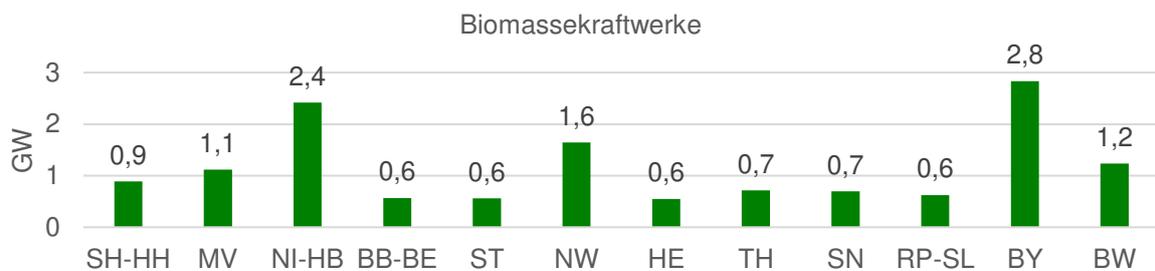


Abbildung C.3: Ausbaupotenzial der Biomassekraftwerke im ESTRAM

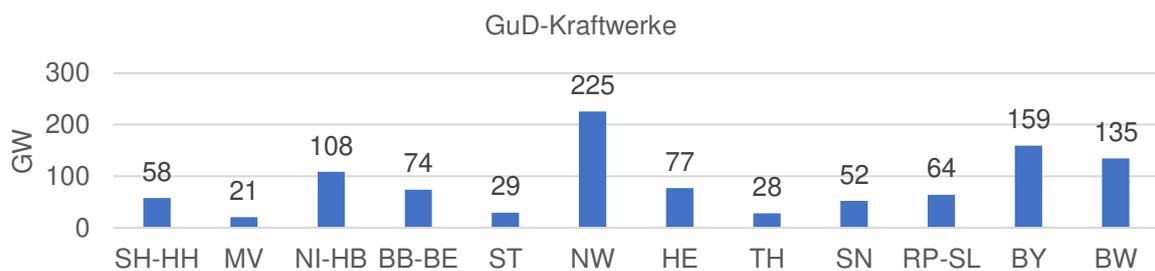


Abbildung C.4: Ausbaupotenzial der GuD-Kraftwerke im ESTRAM

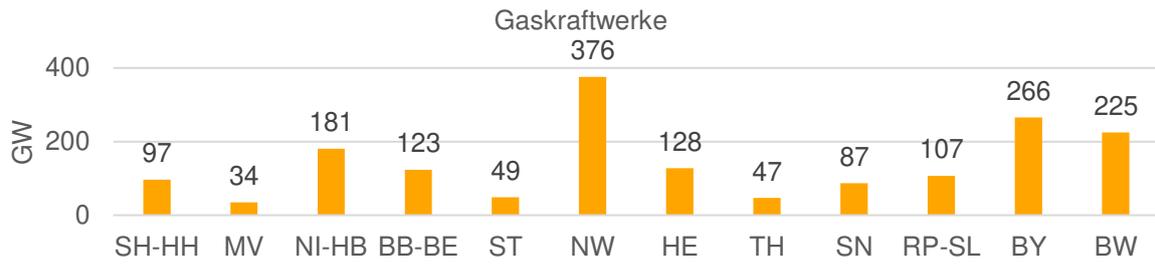


Abbildung C.5: Ausbaupotenzial der Gaskraftwerke im ESTRAM

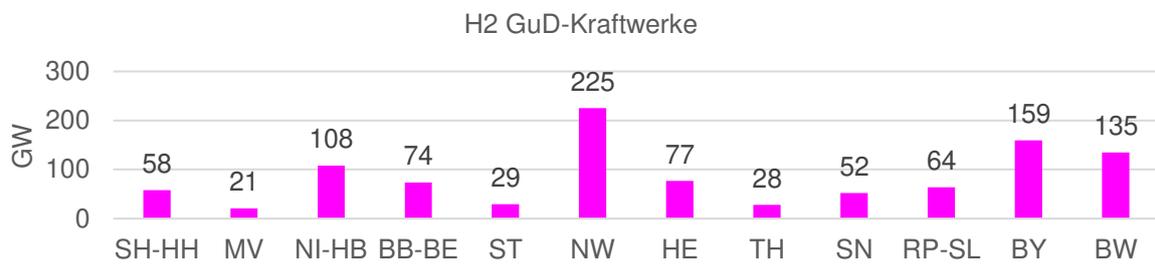


Abbildung C.6: Ausbaupotenzial der H2 GuD-Kraftwerke im ESTRAM

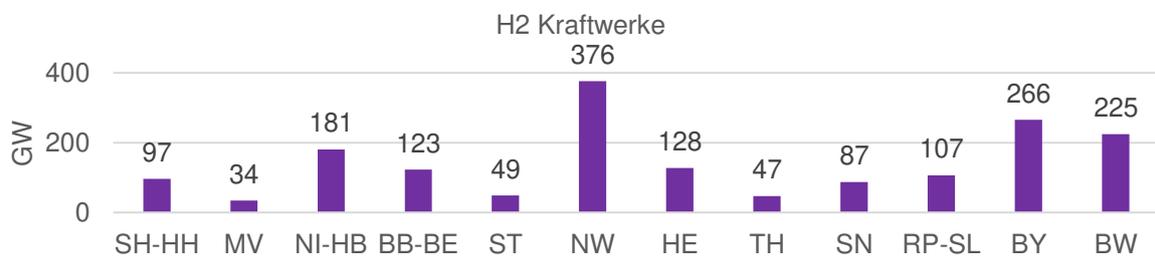


Abbildung C.7: Ausbaupotenzial der H2 Kraftwerke im ESTRAM

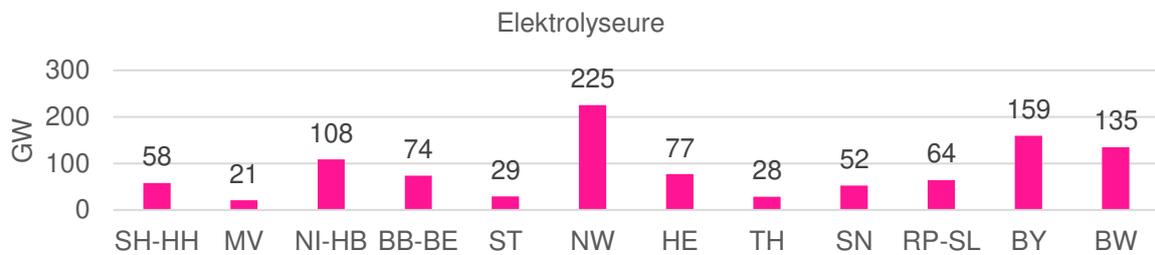


Abbildung C.8: Ausbaupotenzial der Elektrolyseure im ESTRAM

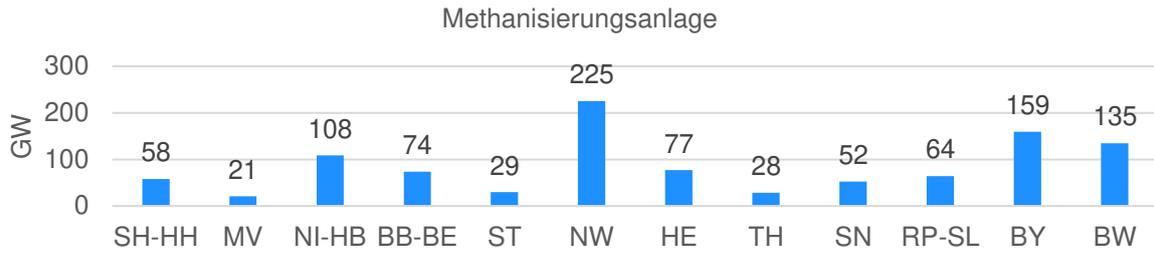


Abbildung C.9: Ausbaupotenzial der Methanisierungsanlagen im ESTRAM

C.3 Übertragungskapazitäten zwischen Knoten

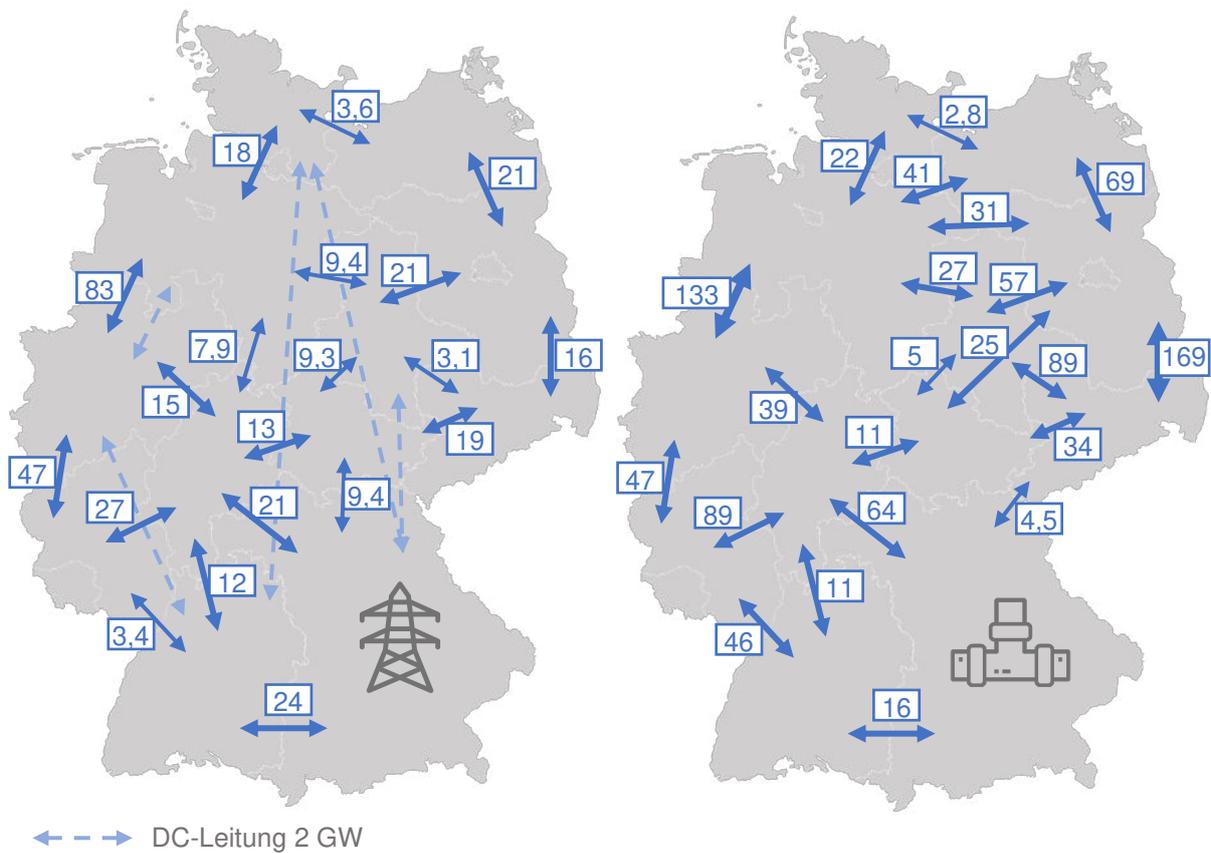


Abbildung C.10: Aggregierten Strom- (links) und Gasübertragungskapazitäten (rechts) zwischen den Knoten

Anhang D: Weitere Modellierungsergebnisse

D.1 Ergebnisse des Referenzszenarios

Erzeugte Energiemenge



Abbildung D.11: Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in TWh

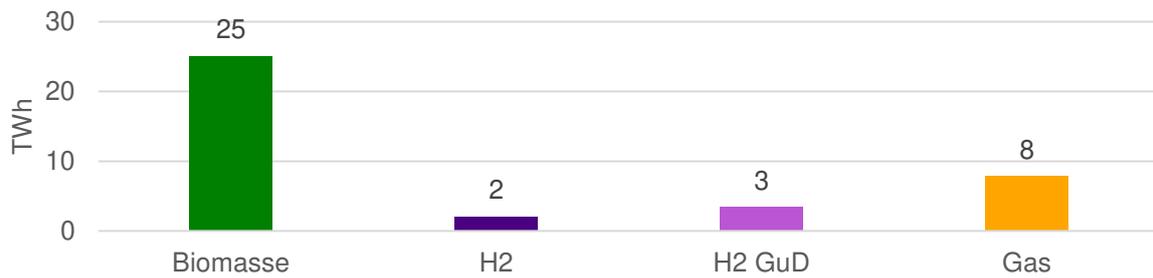


Abbildung D.12: Stromerzeugungsmengen der flexiblen Anlagen in TWh

Verteilung der erzeugten Energiemengen

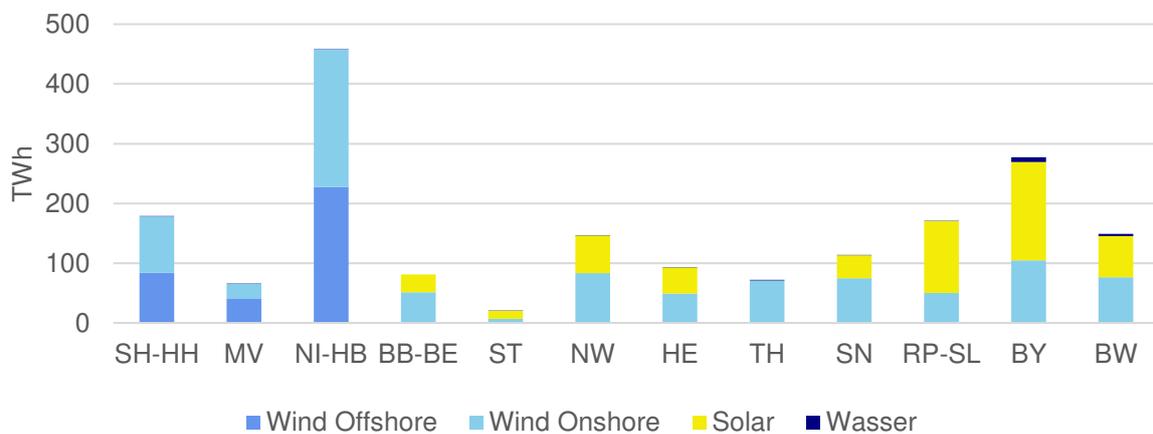


Abbildung D.13: Verteilung der Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in TWh

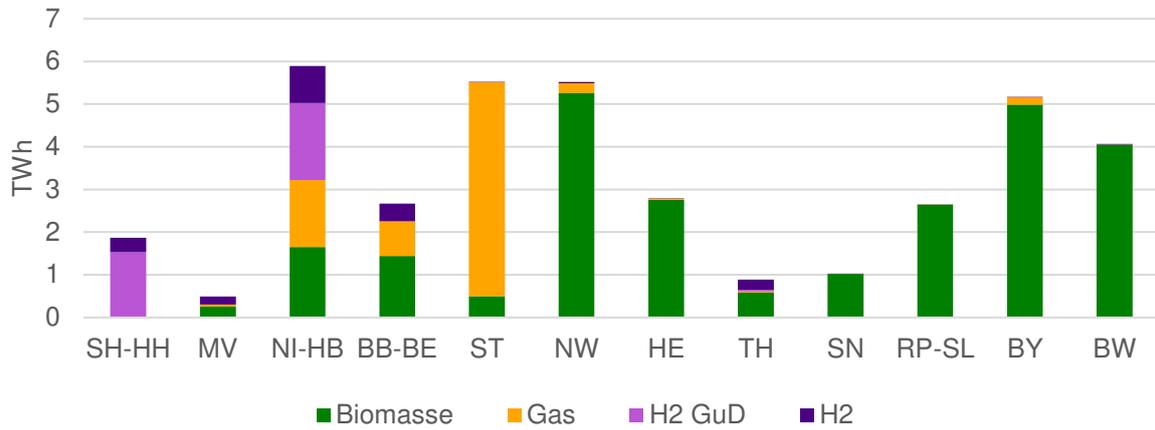


Abbildung D.14: Verteilung der Stromerzeugungsmengen der flexiblen Anlagen in TWh

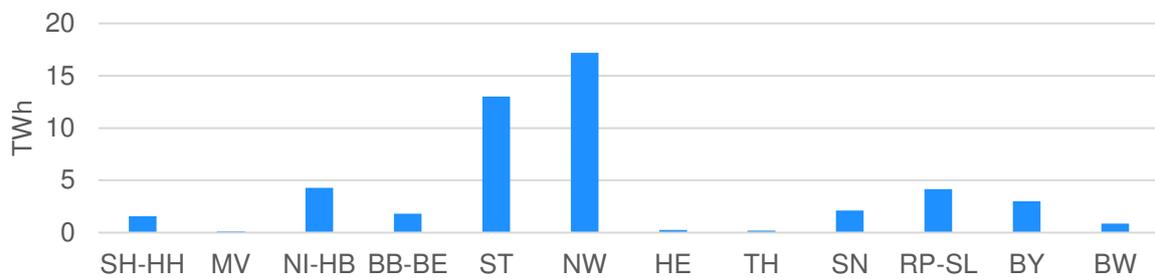


Abbildung D.15: Verteilung der Gaserzeugungsmengen in TWh



Abbildung D.16: Verteilung der Wasserstofferzeugungsmengen in TWh

D.2 Vergleich der Ergebnisse der Hauptszenarien mit denen des Referenzszenarios

Erzeugte Energiemengen

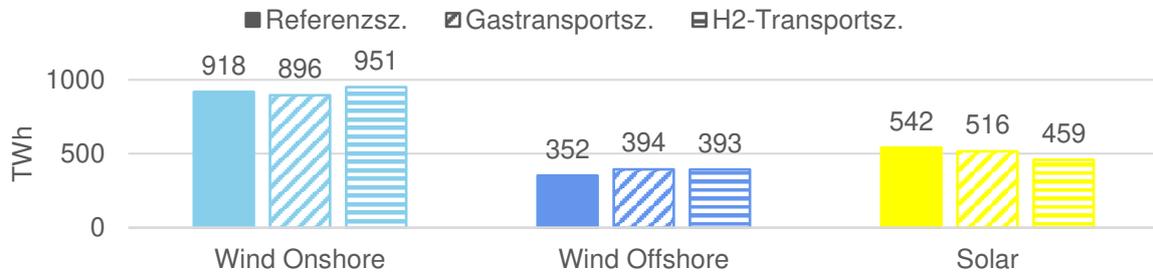


Abbildung D.17: Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in den Szenarien in TWh

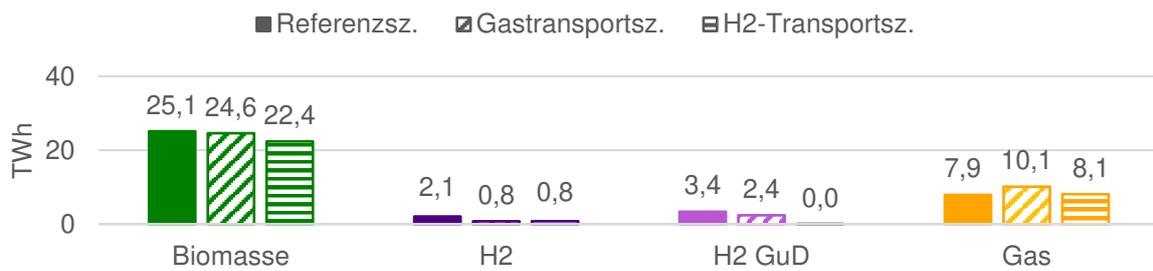


Abbildung D.18: Stromerzeugungsmengen der flexiblen Anlagen in den Szenarien in TWh

Verteilung der erzeugten Energiemengen

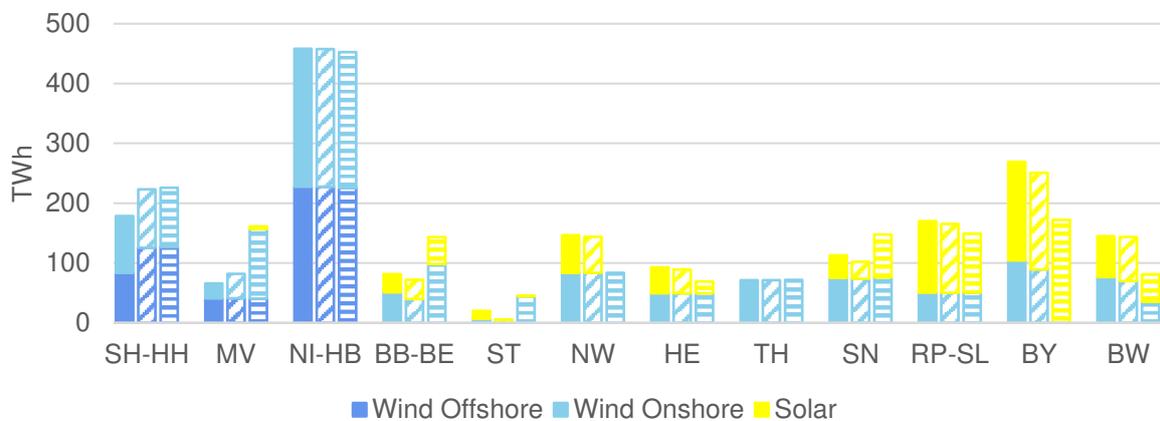


Abbildung D.19: Verteilung der Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in den Szenarien in TWh

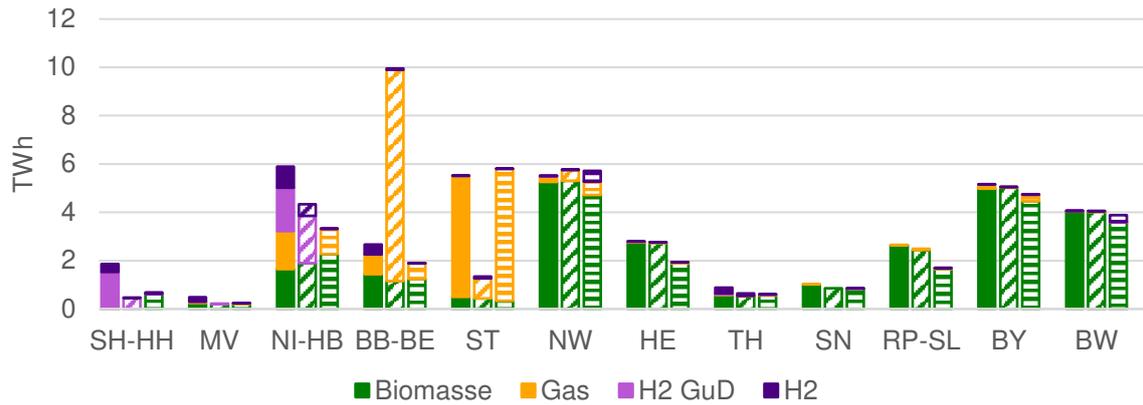


Abbildung D.20: Verteilung der Stromerzeugungsmengen der flexiblen Anlagen in den Szenarien in TWh

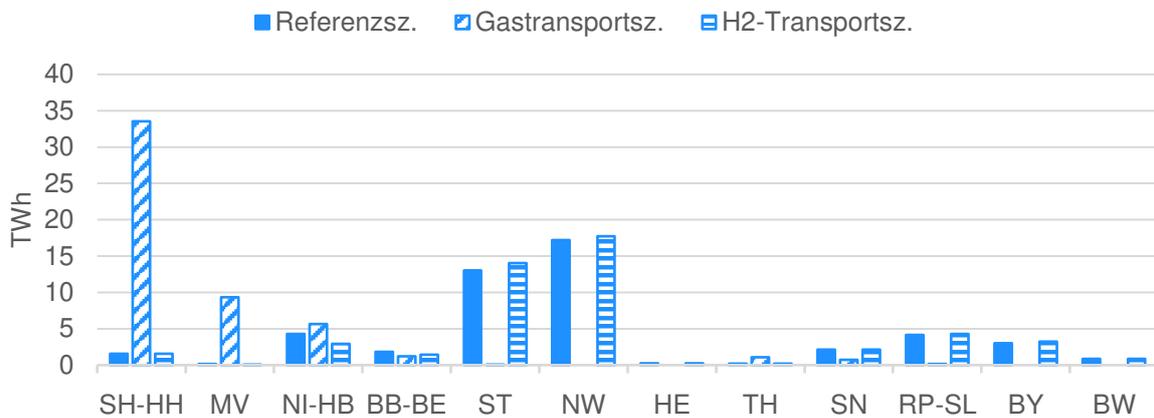


Abbildung D.21: Verteilung der Gaserzeugungsmengen in den Szenarien in TWh

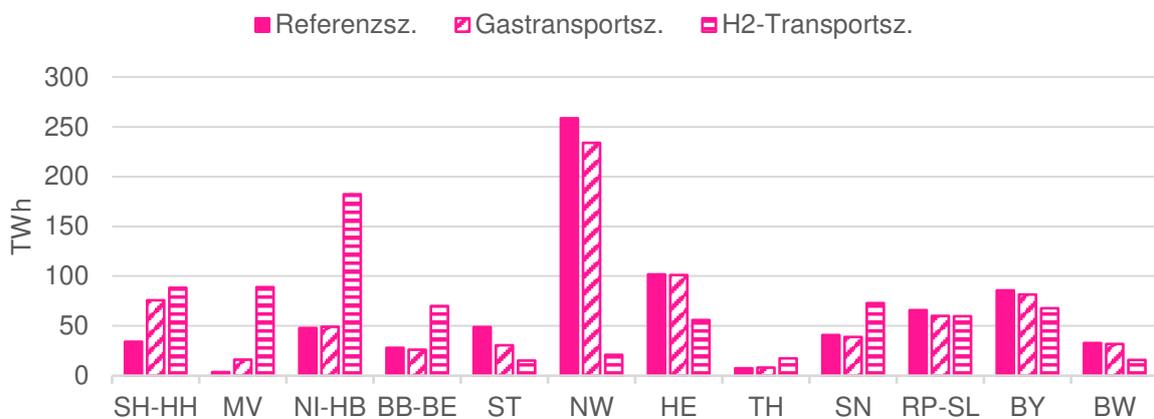


Abbildung D.22: Verteilung der Wasserstoffherzeugungsmengen in den Szenarien in TWh

D.3 Vergleich der Ergebnisse der Mix-Transportszenarien

Installierte Kapazitäten

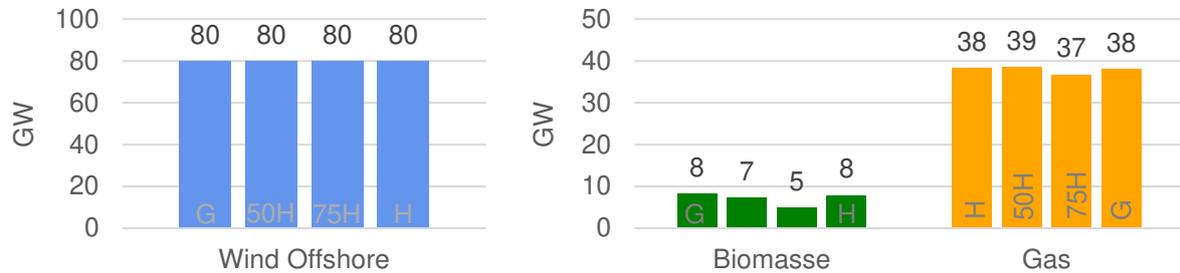


Abbildung D.23: Installierte Kapazitäten der Stromerzeugungstechnologien in den Szenarien in GW

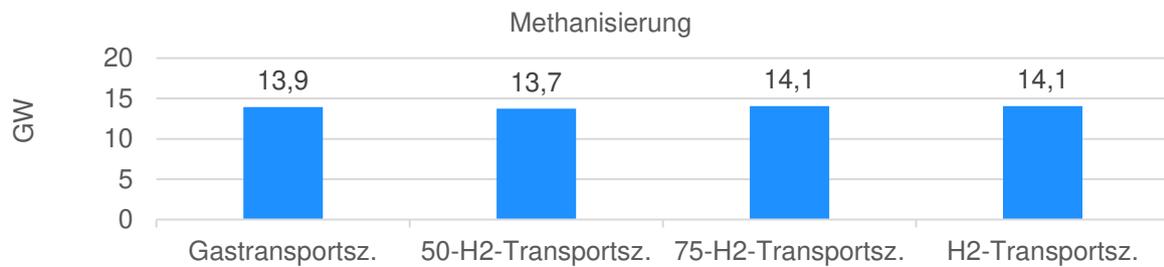


Abbildung D.24: Installierte Kapazitäten der Gaserzeugungsanlagen in den Szenarien in GW

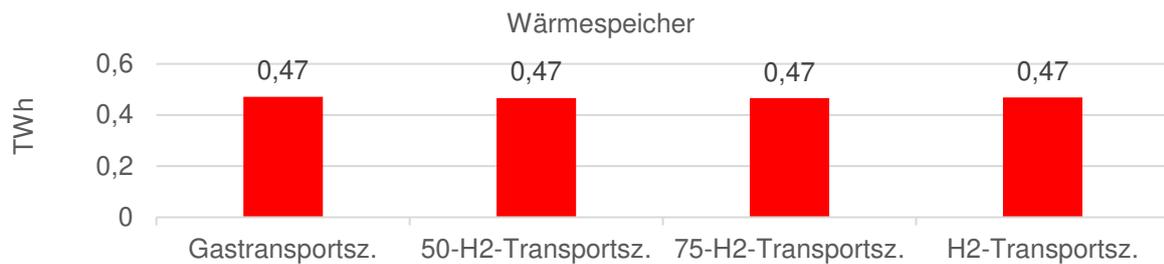


Abbildung D.25: Installierte Kapazitäten der Wärmespeicher in den Szenarien in GW

Erzeugte Energiemengen

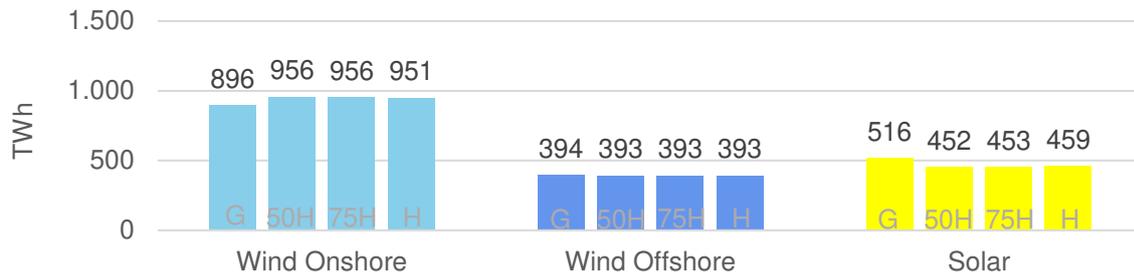


Abbildung D.26: Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in den Mix-Szenarien in TWh

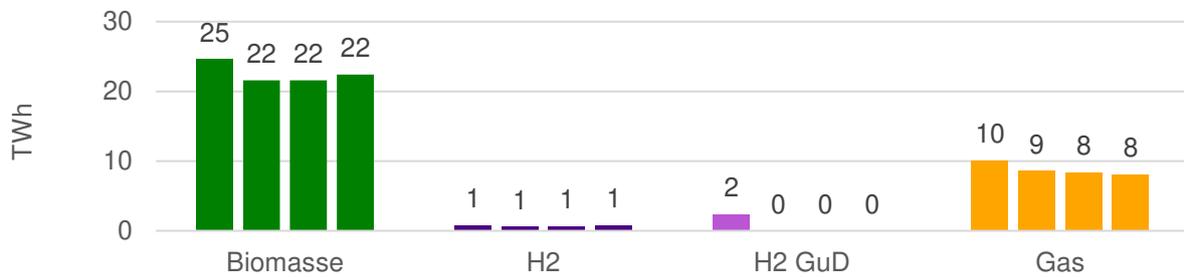


Abbildung D.27: Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Anlagen in den Mix-Szenarien in TWh

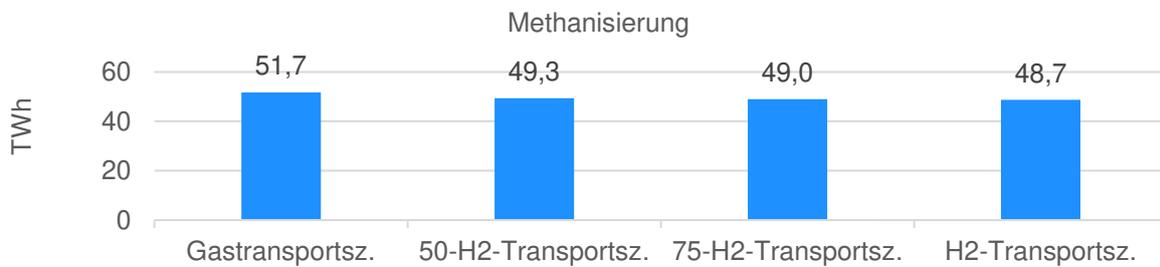


Abbildung D.28: Gaserzeugungsmengen in den Mix-Szenarien in TWh

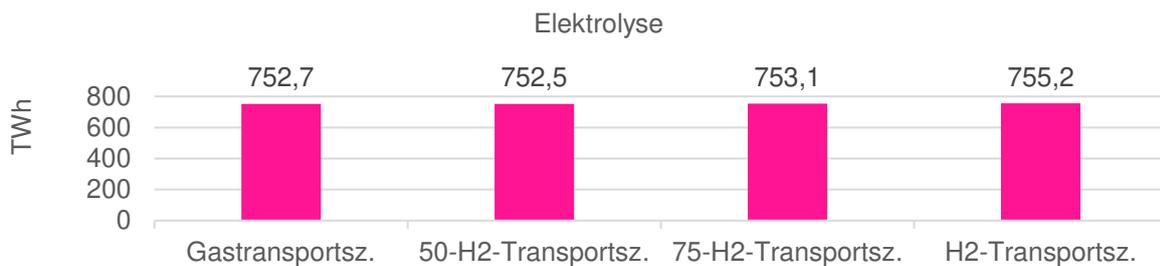


Abbildung D.29: Wasserstoffherstellungsmengen in den Mix-Szenarien in TWh

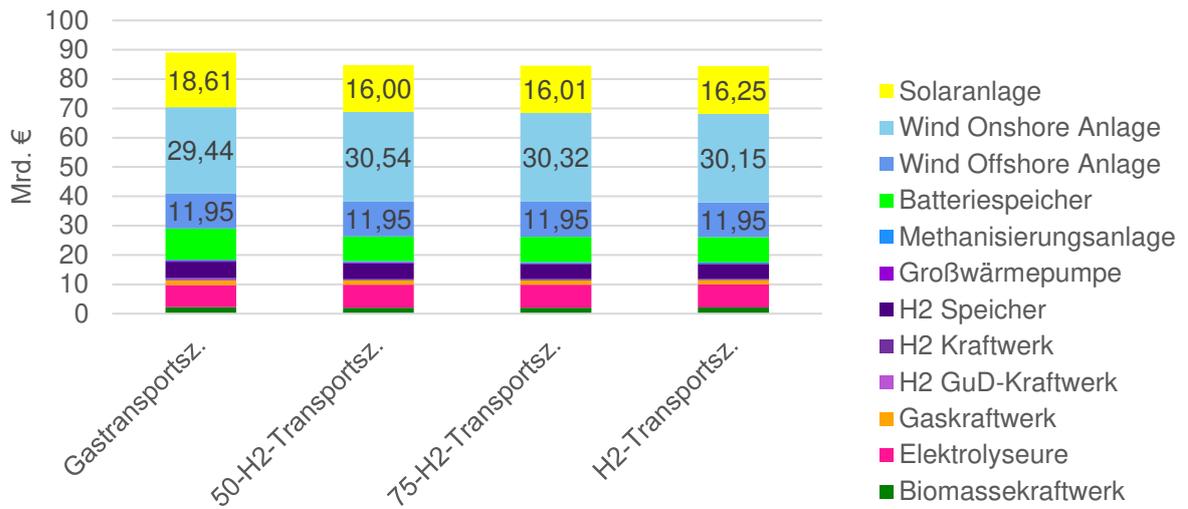


Abbildung D.30: Kosten der Komponenten in den Mix-Szenarien in Mrd. €, deren Kosten Änderungen aufweisen

Literaturverzeichnis

- Amprion (2021): Blindleistung und Wirkleistung. Hg. v. Amprion GmbH. URL: <https://www.amprion.net/Übertragungsnetz/Physikalische-Grundlagen/Blind-Wirkleistung/>, zuletzt abgerufen am: 15.02.2022.
- Badenova (2021): Biomasse – Eine Erklärung im Energie-Lexikon. Hg. v. badenova. URL: <https://www.badenova.de/energie-lexikon/biomasse/>, zuletzt abgerufen am: 02.01.2022.
- BDEW (2019): Kompendium Grünes Gas. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.v. (BDEW).
- BDEW (2020): Roadmap Gas. Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und Flexibilität mit klimaneutralen Gasen. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.v. (BDEW).
- BDEW (2021): Kommunizierende Röhren: Wie funktioniert das Gasnetz in Europa? Hg. v. BDEW. URL: <https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/schwerpunkt-europa/kommunizierende-roehren-so-funktioniert-das-gasnetz-in-europa/>.
- Bettgenhäuser, Kjell; Grözinger, Jan; Petersdorff, Carsten; John, Ashok (2018): Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem. Hg. v. Ecofys Germany GmbH.
- BMBF (2016): Länderkürzel (Bundesländer) - Datenportal des BMBF. Hg. v. Bundesministerium für Bildung und Forschung. URL: <https://www.datenportal.bmbf.de/portal/de/G122.html>, zuletzt abgerufen am: 27.02.2022.
- Durchgeführt v. BMJ (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). EnWG. Fundstelle: Bundesministerium der Justiz. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf, zuletzt abgerufen am: 23.01.2022.
- BMU (2021): Lesefassung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021. mit markierten Änderungen zur Fassung von 2019. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/ksg_aendg_2021_bf.pdf, zuletzt abgerufen am: 02.11.2021.
- BMWi (2017a): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 1: Hintergrund, Szenarioarchitektur und übergeordnete Rahmenparameter Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2017b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 10.a: Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95 % bis 2050 Grundsätzliche Überlegungen zu Optionen und Hemmnissen - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

- BMWi (2020a): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt abgerufen am: 02.11.2021.
- BMWi (2020b): Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads//integrierter-nationaler-energie-klimaplan.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt abgerufen am: 02.03.2022.
- BMWi (2021a): Energiedaten: Gesamtausgabe. Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>, zuletzt abgerufen am: 31.12.2021.
- BMWi (2021b): Erneuerbare Energie in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2021c): Wasserstofftransport. Hg. v. Der nationale Wasserstoffrat.
- BMWK (2022): Wasserstoff: Schlüsselement für die Energiewende. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff.html>, zuletzt abgerufen am: 25.03.2022.
- BNetzA (2021): Monitoringbericht 2021. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt.
- Bothe, David; Janssen, Matthias (2019): The value of gas infrastructure in a climate-neutral europe. A study based on eight European countries.
- Bothe, David; Janssen, Matthias; van der Poel, Sander; Eich, Theresa; Bongers, Tim; Kellermann, Jan et al. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Eine modellbasierte Analyse. Hg. v. FNB Gas e.V. URL: https://www.vng.de/sites/default/files/2021-03/fnb-_gas_frontier_economics_gasinfrastruktur_fuer_die_energiewende.pdf, zuletzt abgerufen am: 09.11.2021.
- Breloer, Daniel (2021): H2-Zukunftsbarometer: Auf dem Weg zum europäischen Wasserstoffnetz. Wie könnten sich die Wasserstoffnetze in Deutschland und Europa entwickeln. Hg. v. KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft. URL: <https://klardenker.kpmg.de/h2-zukunftsbarometer-auf-dem-weg-zum-europaeischen-wasserstoffnetz/>.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. URL: <https://archiv.bundesregierung.de/resource/blob/656922/779770/794fd0c40425acd7f46afacbe62600f6/energiekonzept-final-data.pdf?download=1>, zuletzt abgerufen am: 01.11.2021.

- Bundesregierung (2020): Bundesregierung beschließt Wasserstoffstrategie. Ein großer Schub für die Energiewende. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/wasserstoffstrategie-kabinett-1758824>, zuletzt abgerufen am: 02.11.2021.
- Bundesregierung (2021): Generationenvertrag für das Klima. Klimaschutzgesetz 2021. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>, zuletzt abgerufen am: 02.11.2021.
- Bundesregierung (2022): Ausstieg aus der Kernkraft. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>, zuletzt abgerufen am: 02.01.2022.
- Bundestag, Deutscher (2017): Erdgasinfrastruktur in Deutschland und der EU. Antwort der Bundesregierung. URL: <https://dserver.bundestag.de/btd/18/115/1811518.pdf>, zuletzt abgerufen am: 20.02.2022.
- Burchardt, Jens; Franke, Katharina; Herhold, Patrick; Hohaus, Maria; Humpert, Henri; Päiväranta, Joonas et al. (2021): Klimapfade 2.0. Gutachten für den BDI. Hg. v. Boston Consulting Group.
- Bürgerdialog Stromnetz (2021): Transportverluste. Hg. v. Initiative Bürgerdialog Stromnetz. URL: <https://www.buergerdialog-stromnetz.de/frage/transportverluste/>, zuletzt abgerufen am: 17.02.2022.
- Caglayan, Dilara; Weber, Nikolaus; Heinrichs, Heidi; Linßen, Jochen; Robinius, Martin; Kukla, Peter; Stolten, Detlef (2020): Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. In: *International Journal of hydrogen energy* (45), S. 6793–6805.
- Cerniauskas, Simonas; Chavez Junco, Antonio Jose; Grube, Thomas; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2020): Options of Natural Gas Pipeline Reassignment for Hydrogen: Cost Assessment for a Germany Case Study. Hg. v. Forschungszentrum Jülich GmbH.
- dena (2018): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- dena (2021): Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Abschlussbericht: dena-Leitstudie. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- Dolak, Astrid (2021): Kostenschätzungen. Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021, 2. Entwurf). URL: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/kostenschaezungen-zu-kapitel-531-und-537-0>, zuletzt abgerufen am: 22.02.2022.
- DVGW (2019): Sicherheit. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. URL: <https://www.dvgw.de/themen/sicherheit/gas-und-wasserstatistik/>, zuletzt abgerufen am: 20.02.2022.
- DVGW (2021): Das Gasnetz für die Energiewende und für effektiven Klimaschutz nutzen. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. URL: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/impuls/Energie-Impuls-Factsheet-4-Gasnetze.pdf>, zuletzt abgerufen am: 02.03.2022.
- ENTSOG (2019): Entsog 2050 Roadmap for Gas Grids. Hg. v. ENTSOG.

- EU (2016a): Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios. Hg. v. European Commission. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf, zuletzt abgerufen am: 05.02.2022.
- EU (2016b): Übereinkommen von Paris. Hg. v. European Commission. URL: https://ec.europa.eu/clima/eu-action/international-action-climate-change/climate-negotiations/paris-agreement_de.
- EU (2020): A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Communication from the commission to the european parliament, the council, the european economic and social committee and the committee of the regions. COM(2020) 301 final. Hg. v. European Commission.
- EU (2021a): Maßnahmen der EU gegen den Klimawandel. Hg. v. Rat der EU und des Europäischen Rates. URL: <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/climate-change/>, zuletzt abgerufen am: 15.11.2021.
- EU (2021b): Verordnung (EU) 2021/1119 des europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“). In: *Amtsblatt der Europäischen Union*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119&from=DE>, zuletzt abgerufen am: 28.03.2022.
- Ffe (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 – 2030. Hg. v. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Technische Universität München. URL: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_ptg-studie_ffe_klein.pdf, zuletzt abgerufen am: 30.01.2022.
- Fluxys (2021): TENP-Pipeline. Hg. v. Fluxys TENP. URL: <https://www.fluxys.com/de/company/fluxys-tenp/tenp-pipeline>, zuletzt abgerufen am: 29.03.2022.
- FNB Gas (2021a): Fernleitungsnetz. Hg. v. FNB Gas e.V. URL: <https://fnb-gas.de/versorgungssicherheit/fernleitungsnetz/>.
- FNB Gas (2021b): Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Hg. v. Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
- FNB Gas (2021c): Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. Szenariorahmen Konsultation. Hg. v. FNB Gas e.V.
- FNB Gas (2021d): Wasserstoffnetz 2030: Aufbruch in ein klimaneutrales Deutschland. Hg. v. FNB Gas e.V. URL: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz2030/>.
- FNB Gas (2021e): Wasserstoffnetz 2050: für ein klimaneutrales Deutschland. Hg. v. FNB Gas e.V. URL: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/h2-netz-2050/>.

- FNB Gas (2022): NEP-Gas-Datenbank. Stammdaten. Hg. v. FNB Gas e.V. URL: <https://www.nep-gas-datenbank.de/app/#!/stammdaten>, zuletzt abgerufen am: 29.03.2022.
- Fraunhofer, Materials (2020): Sichere Nutzung von Wasserstoff für die Energiewende. Hg. v. Fraunhofer Materials. URL: https://www.materials.fraunhofer.de/de/Geschaeftsfelder/Energie_Umwelt/iwm--sichere-nutzung-von-wasserstoff-fuer-die-energiewende.html, zuletzt abgerufen am: 20.02.2022.
- Golling, Christiane; Heuke, Reemt; Seidl, Hannes; Uhlig, Jeannette (2017): Roadmap Power to Gas. Baustein einer Integrierten Energiewende. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (9215).
- Göß, Simon (2017): Tutorial Gasmarkt Teil 6: Erdgastransport und -speicherung. Hg. v. Energy Brainpool GmbH & Co. KG. URL: https://blog.energybrainpool.com/tutorial-gasmarkt-teil_6-erdgastransport-und-speicherung/, zuletzt abgerufen am: 17.01.2022.
- Goumas, Theodor (2015): Study on actual ghg data for diesel, petrol, kerosene and natural gas. Hg. v. European Commission.
- Graf, Frank; Köppel, Wolfgang; Bär, Katharina; Hüttenrauch, Jens; Burmeister, Frank; Schwarz, Stefanie; Rommelfanger, Janosch (2020): Die Rolle von Gas bei der Energiewende. Vorstellung des DVGW-Leitprojektes "Roadmap Gas 2050". Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- Große, Charlotte; Eyßer, Melanie; Lehmann, Stefanie; Behnke, Marco; Köllmer, Anna (2020): Carbon Footprint von Erdgas –Welchen Anteil tragen die deutschen Gasnetze? Hg. v. DBI Gas-und Umwelttechnik GmbH. URL: https://www.dbi-gruppe.de/files/PDFs/Dokumente/11_GWB/2020_Bericht_20GWB_61.pdf, zuletzt abgerufen am: 20.02.2022.
- Haug, Clemens (2020): Stromspeicherung. Forscher: Wasserstoff ist Baustein für Energiewende – nicht Allheilmittel. URL: <https://www.mdr.de/wissen/wasserstoff-strategie-einsatz-energiewende-100.html>.
- Hawkins, Sam (2006): Technological characterisation of hydrogen storage and distribution technologies (UKSHEC Social Science Working Paper, 21).
- Hein, Fabian; Herreiner, Jürgen; Graichen, Patrick; Lenck, Thorsten (2021): Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2021. Hg. v. Agora Energiewende.
- Horlacher, Hans-Burkhard; Helbig, Ulf (2018): Rohrleitungen 2. Einsatz, Verlegung, Berechnung, Rehabilitation. 2., neu bearbeitete Auflage. Berlin: Springer Vieweg (Springer Reference Technik).
- Hübner, Tobias; Höchtl, Moritz; Ganz, Kristin; Kern, Timo; Roon, Serafin von (2021): Techno-ökonomische Modellierung der künftigen Rolle leitungsgebundener Infrastruktur für Wasserstoff und CO₂. Integrierte Netze der Zukunft. Hg. v. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Technische Universität München.

- Hüthig (2021): Pläne für ein nationales Wasserstoffnetz in Deutschland. Hg. v. CHEMIE TECHNIK. URL: <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/plaene-fuer-ein-nationales-wasserstoff-netz-in-deutschland-341.html>, zuletzt abgerufen am: 05.02.2022.
- IEA (2019): The Future of Hydrogen. Hg. v. International Energy Agency. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf, zuletzt abgerufen am: 16.02.2022.
- INES (2022): Gasspeichertypen. Hg. v. Initiative Erdgasspeicher e.V.
- Jankowsk, Dominik (2021): Nachgefragt: „Wie bekommen wir Erdgasleitungen H2-ready?“. Hg. v. HySON. URL: <https://hyson.de/nachgefragt-wie-bekommen-wir-erdgasleitungen-h2-ready/>, zuletzt abgerufen am: 20.02.2022.
- Jansen, Iris; Simons, Hannah (2022): NUTS-Code. Hg. v. ibau GmbH. URL: <https://www.ibau.de/akademie/glossar/nuts-code/>, zuletzt abgerufen am: 08.02.2022.
- Knorr, Kaspar; Horst, Daniel; Bofinger, Stefan; Hochloff, Patrick (2017): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Update 2017. Hg. v. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik.
- Konstantin, Panos (2013): Praxisbuch Energiewirtschaft. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Kreidelmeyer, Sven; Dambeck, Hans; Kirchner, Almut; Wünsch, Marco (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe“.
- Krieg, Dennis (2012): Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff (Energie & Umwelt, 144).
- LBEG (2021): Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2020. Hg. v. Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie.
- Lelieveld, J.; Leuchtenböhmer, S.; Assonoc, S.; Fishedick, Manfred; Brenninkmeijer, C.; Hanke, T.; Dienst, Carmen (2005): Low methane leakage from gas pipelines. In: *NATURE* (434), S. 841–842. DOI: 10.1038/434841a.
- Mahr, Florian; Henninger, Stefan; Biller, Martin; Jäger, Johann (2021): Elektrische Energiesysteme. Wissensvernetzung von Stromrichter, Netzbetrieb und Netzschutz. Wiesbaden, Heidelberg: Springer Vieweg.
- Markewitz, Peter (2020): Hintergrunddaten zur Kurzstudie. Hg. v. Forschungszentrum Jülich GmbH. URL: https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/TransformationStrategies2050/_node.html, zuletzt abgerufen am: 01.03.2022.
- Merten, Frank; Scholz, Alexander; Krüger, Christine; Heck, Simon; Girard, Yann; Mecke, Marc; George, Marius (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Hg. v. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH.

- Müller-Syring, Gert; Große, Charlotte; Glandien, Josephine; Eyßer, Melanie (2016): ABSCHLUSSBERICHT Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas. Hg. v. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.
- Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Mlaker, Herwig; Sterner, Michael; Höcher, Thomas (2013): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. Management Summary. Hg. v. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd R. (2016): Elektrische Kraftwerke und Netze. 8. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- OGE (2021): Energiemix der Zukunft. Hg. v. Open Grid Europe GmbH (OGE). URL: <https://oge.net/de/wir/magazin/energiemix-der-zukunft>, zuletzt abgerufen am: 31.12.2021.
- Paschotta, Rüdiger (2022): Hochspannungsleitung. Durchgeführt v. RP Photonics Consulting GmbH. URL: <https://www.energie-lexikon.info/hochspannungsleitung.html>, zuletzt abgerufen am: 15.02.2022.
- Ready4H2 (2021): Ready4H2: Europe's Local Hydrogen Networks. PART 1: Local gas networks are getting ready to convert. Hg. v. Ready4Hydrogen.
- Reuß, Markus (2019): Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastrukturen. Hg. v. Forschungszentrum Jülich GmbH (Energie & Umwelt, 467).
- Reuß, Markus; Grube, Thomas; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2019): A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. In: *Applied Energy* 247, S. 438–453. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.04.064.
- Robinius, Martin; Merkewitz, Peter; Lopion, Peter; Kullmann, Felix; Heuser, Philipp-Matthias; Syranidis, Konstantinos et al. (2020): Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Durchgeführt v. Forschungszentrum Jülich GmbH (Energie & Umwelt, 499).
- Salcher, Michael; Breloer, Daniel P.; Nocker, Boris; Henisch, Sebastian; Fögen, Daniela (2021): Wasserstoffnetze. Regulierungsansätze für die verschiedenen Phasen der Marktentwicklung. Hg. v. KPMG AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft.
- Schulz, Detlef (2020): Infrastrukturen leitungsgebundener Energieträger. Netze, Speicher, Sektorenkopplung. Durchgeführt v. Helmut-Schmidt-Universität (Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz, 2).
- Schwab, Adolf J. (2009): Elektroenergiesysteme. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Shell (2017): Shell Hydrogen Study: Energy of the Future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2. Hg. v. Shell, Wuppertal Institut. URL: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6786/file/6786_Hydrogen_Study.pdf, zuletzt abgerufen am: 22.03.2022.
- Stratmann, Klaus; Witsch, Kathrin (2021): Die Gas-Illusion. In: *Handelsblatt* 2021, 03.11.2021 (Nr. 213), S. 4–7.

- Tennet TSO (2021): Netznutzung. Hg. v. Tennet TSO GmbH. URL: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/netzentgelte/preisblaetter-fuer-die-netznutzung/>, zuletzt abgerufen am: 07.03.2022.
- UBA (2022): Tabellarische Aufstellung der abgeleiteten Emissionsfaktoren für CO₂: Energie & Industrieprozesse. Hg. v. Umweltbundesamt. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen>, zuletzt abgerufen am: 20.02.2022.
- Urbansky, Frank (2017): Wie viel Gas verbraucht das deutsche Gasnetz? Hg. v. EnergieWirtschaftPolitik. URL: <https://www.enwipo.de/2017/04/07/wie-viel-gas-verbraucht-das-deutsche-gasnetz/>, zuletzt abgerufen am: 15.02.2022.
- van Basshuysen, Richard (2015): Erdgas und erneuerbares Methan für den Fahrzeugantrieb. Wege zur klimaneutralen Mobilität. Wiesbaden: Springer Vieweg (Der Fahrzeugantrieb).
- VNG (2021): Wasserstoff. Hg. v. Verbund Netz Gas AG. URL: <https://vng.de/wasserstoff>, zuletzt abgerufen am: 23.11.2021.
- Wachsmuth, Jakob; Michaelis, Julia; Neumann, Fabian; Wietschel, Martin; Duscha, Vicki; Degünther, Charlotte et al. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Hg. v. Umweltbundesamt.
- Wang, Anthony; Jens, Jaro; Mavins, David; Moultak, Marissa; Schimmel, Matthias; van der Leun, Kees et al. (2021a): Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Hg. v. Gas for Climate: A Path To 2050. URL: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/EHB_Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen_June-2021.pdf, zuletzt abgerufen am: 25.03.2022.
- Wang, Anthony; Jens, Jaro; van der Leun, Kees; Peters, Daan; Buseman, Maud (2021b): Extending the European Hydrogen Backbone. A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries. Hg. v. European Hydrogen Backbone.
- Winter, Wilhelm; Neddermann, Bernd; Knorr, Kaspar; Lindenberger, Dietmar (2020): dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (2). URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF, zuletzt abgerufen am: 15.03.2022.
- Zukunft Gas (2022): Erdgas-Umstellung. H-Gas für alle. Hg. v. Zukunft Gas GmbH. URL: <https://gas.info/energie-gas/gas-infrastruktur/marktraumumstellung>, zuletzt abgerufen am: 06.02.2022.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren 1990 und 2020 nach Energieträgern in TWh	5
Abbildung 2.2: Endenergieverbrauch an Erdgas in Deutschland im Jahr 2020 nach Sektoren in TWh.....	6
Abbildung 2.3: Spezifische und absolute CO ₂ -Emissionen in Deutschland im Jahr 2019 nach Energieträgern in Mt bzw. Mt/TWh	7
Abbildung 2.4: Schema der Biogaserzeugung	8
Abbildung 2.5: Schema der Erzeugung von grünem Wasserstoff und erneuerbarem Methan	10
Abbildung 2.6: Nutzungspfade Power-to-Gas	11
Abbildung 2.7: Das deutsche Gasnetz mit Leitungen > 4 bar	20
Abbildung 2.8: Gasaufkommen und -verwendung in Deutschland im Jahr 2020 in TWh	21
Abbildung 2.9: Letztverbraucher je Bundesland auf FNB-Ebene im Jahr 2020	22
Abbildung 2.10: Deutsche Wasserstoffleitungen im Jahr 2021	23
Abbildung 2.11: Nutzbares Arbeitsgasvolumen der Porenspeicher (links) und Kavernenspeicher (rechts) in Deutschland in Mio. m ³	26
Abbildung 2.12: Salzstrukturen als mögliche Wasserstoffuntertagespeicher	27
Abbildung 3.1: Installierte Leistung und Stromerzeugungsmengen der Technologien in den Szenarien 2 und 3 in GW bzw. TWh.....	31
Abbildung 3.2: Kostenersparnis des Szenarios 3 gegenüber dem Szenario 2	32
Abbildung 3.3: Regionalisierte Inputdaten für das Jahr 2050	35
Abbildung 3.4: Simulationsergebnisse für das Jahr 2050	36
Abbildung 3.5: Transportiertes Gas im Fernleitungsnetz in den Szenarien in TWh.....	38
Abbildung 3.6: Visionäre Wasserstoffnetze der Jahre 2030 und 2050	43
Abbildung 3.7: Verteilung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen im Jahr 2050....	45
Abbildung 3.8: European Hydrogen Backbone im Jahr 2030.....	47
Abbildung 3.9: European Hydrogen Backbone im Jahr 2035.....	48
Abbildung 3.10: European Hydrogen Backbone im Jahr 2040.....	49
Abbildung 3.11: Visionäres Wasserstoffnetz für 2050 der KPMG AG	51
Abbildung 3.12: Wasserstoffinfrastruktur im Szenario 95 im Jahr 2050	52
Abbildung 3.13: Aktuelles Gas Fernleitungsnetz (links), H ₂ -Netz 2050 der FNB Gas (Mitte) und das EHB 2040 (rechts)	56
Abbildung 4.1: Einfluss der Wahl des Transportmittels auf den Gesamtwirkungsgrad nach Entfernung.....	66
Abbildung 4.2: Vergleich der Strom- und Gasinfrastrukturkosten für das Endprodukt Wasserstoff	69
Abbildung 4.3: Importierte Strom- (links) und Gasmengen (rechts) im Jahr 2020 in TWh	71
Abbildung 5.1: Stromverbrauch im Jahr 2050 je Knoten in TWh.....	76
Abbildung 5.2: Gasverbrauch im Jahr 2050 je Knoten in TWh.....	76
Abbildung 5.3: Wasserstoffverbrauch im Jahr 2050 je Knoten in TWh.....	76
Abbildung 5.4: Ausbaupotenziale Wind Offshore und Wind Onshore in GW.....	77
Abbildung 5.5: Übersicht über die Rolle der Technologien im Hinblick auf die Energieträger.....	80
Abbildung 5.6: Primärenergieverbrauch nach Quellen in TWh.....	81

Abbildung 5.7: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen im Referenzszenario (RS) in GW.....	81
Abbildung 5.8: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen im RS in GW	82
Abbildung 5.9: Installierte Kapazität der Speicher RS in GW bzw. TWh (links) und Durchsatz der Speicher im RS in TWh (rechts)	83
Abbildung 5.10: Verteilung der Kosten nach Komponenten im RS	83
Abbildung 5.11: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen nach Knoten im RS in GW	84
Abbildung 5.12: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen nach Knoten im RS in GW.....	85
Abbildung 5.13: Installierte Kapazität zur Methanisierung nach Knoten im RS in GW	85
Abbildung 5.14: Installierte Kapazität der Elektrolyseure nach Knoten im RS in GW	86
Abbildung 5.15: Dimension der Gasspeicher je Knoten im RS in TWh	86
Abbildung 5.16: Dimension der H ₂ -Speicher je Knoten im RS in TWh	86
Abbildung 5.17: Dimension der Batterie- und Fernwärmespeicher je Knoten im RS in TWh.....	87
Abbildung 5.18: Gegenüberstellung Stromerzeugung und -verbrauch je Knoten im RS in TWh _{el}	88
Abbildung 5.19: Primärenergieverbrauch nach Quellen je Szenario in TWh	89
Abbildung 5.20: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen je Szenario in GW.....	90
Abbildung 5.21: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen zur Stromerzeugung je Szenario in GW.....	90
Abbildung 5.22: Installierte Kapazität zur Methanisierung (links) und zur Elektrolyse (rechts) je Szenario in GW	91
Abbildung 5.23: Durch Methanisierung (links) und Elektrolyse (rechts) erzeugte Energiemenge je Szenario in TWh	91
Abbildung 5.24: Dimension der verschiedenen Speichermöglichkeiten je Szenario in TWh	92
Abbildung 5.25: Durchsatz der Speicher je Szenario in TWh.....	93
Abbildung 5.26: Gesamtkosten je Szenario in Mrd. €	93
Abbildung 5.27: Kosten der Komponenten, die in den Szenarien eine Änderung erfahren, in Mrd. €.....	94
Abbildung 5.28: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen nach Knoten je Szenario in GW.....	95
Abbildung 5.29: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen zur Stromerzeugung nach Knoten je Szenario in GW	96
Abbildung 5.30: Verteilung der Methanisierung je Szenario in GW	97
Abbildung 5.31: Verteilung der Elektrolyseure je Szenario in GW.....	97
Abbildung 5.32: Verteilung der Dimension der Batteriespeicher je Szenario in TWh	98
Abbildung 5.33: Verteilung der Dimension der H ₂ -Speicher je Szenario in TWh	99
Abbildung 5.34: Gegenüberstellung Stromerzeugung und -verbrauch je Knoten im Gastransportszenario in TWh _{el}	100
Abbildung 5.35: Gegenüberstellung Stromerzeugung und -verbrauch je Knoten im H ₂ -Transportszenario in TWh _{el}	100
Abbildung 5.36: Gegenüberstellung Gaserzeugung und -verbrauch je Knoten im Gastransportszenario in TWh _{CH₄}	101
Abbildung 5.37: Gegenüberstellung Wasserstoffherzeugung und -verbrauch je Knoten im H ₂ -Transportszenario in TWh _{H₂}	102
Abbildung 5.38: Primärenergieverbrauch nach Quellen je Szenario in TWh	106
Abbildung 5.39: Installierte Kapazität der fluktuierenden Quellen je Szenario in GW.....	107

Abbildung 5.40: Installierte Kapazität der flexiblen Anlagen zur Stromerzeugung je Szenario in GW.....	107
Abbildung 5.41: Installierte Kapazität der Elektrolyseure je Szenario in GW.....	108
Abbildung 5.42: Dimension der Batterie- (links) und Wasserstoffspeicher (rechts) je Szenario in TWh.....	108
Abbildung 5.43: Gesamtkosten der Szenarien in Mrd. €.....	109
Abbildung 5.44: Installierte Leistung der fluktuierenden Quellen an ausgewählten Knoten je Szenario in GW.....	110
Abbildung 5.45: Installierte Leistung der flexiblen Anlagen zur Stromerzeugung an ausgewählten Knoten je Szenario in GW.....	110
Abbildung 5.46: Verteilung der Methanisierung ausgewählter Knoten je Szenario in GW...	111
Abbildung 5.47: Installierte Leistung an Elektrolyseuren ausgewählter Knoten in den jeweiligen Szenarien in GW.....	112
Abbildung 5.48: Dimension der Batteriespeicher ausgewählter Knoten in den jeweiligen Szenarien in TWh.....	113
Abbildung 5.49: Dimension der H2-Speicher ausgewählter Knoten je Szenario in TWh.....	113
Abbildung 5.50: Gegenüberstellung Stromerzeugung und -verbrauch je Knoten im 75-H2-Transportszenario in TWh _{el}	114
Abbildung 5.51: Gegenüberstellung Gaserzeugung und -verbrauch je Knoten im 75-H2-Transportszenario in TWh _{CH4}	115
Abbildung 5.52: Gegenüberstellung Wasserstofferzeugung und -verbrauch je Knoten im 75-H2-Transportszenario in TWh _{H2}	116
Abbildung C.1: Ausbaupotenzial der Solaranlagen im ESTRAM.....	134
Abbildung C.2: Ausbaupotenzial der Wasserkraftwerke im ESTRAM.....	134
Abbildung C.3: Ausbaupotenzial der Biomassekraftwerke im ESTRAM.....	134
Abbildung C.4: Ausbaupotenzial der GuD-Kraftwerke im ESTRAM.....	134
Abbildung C.5: Ausbaupotenzial der Gaskraftwerke im ESTRAM.....	135
Abbildung C.6: Ausbaupotenzial der H2 GuD-Kraftwerke im ESTRAM.....	135
Abbildung C.7: Ausbaupotenzial der H2 Kraftwerke im ESTRAM.....	135
Abbildung C.8: Ausbaupotenzial der Elektrolyseure im ESTRAM.....	135
Abbildung C.9: Ausbaupotenzial der Methanisierungsanlagen im ESTRAM.....	136
Abbildung C.10: Aggregierten Strom- (links) und Gasübertragungskapazitäten (rechts) zwischen den Knoten.....	136
Abbildung D.11: Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in TWh.....	137
Abbildung D.12: Stromerzeugungsmengen der flexiblen Anlagen in TWh.....	137
Abbildung D.13: Verteilung der Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in TWh.....	137
Abbildung D.14: Verteilung der Stromerzeugungsmengen der flexiblen Anlagen in TWh...	138
Abbildung D.15: Verteilung der Gaserzeugungsmengen in TWh.....	138
Abbildung D.16: Verteilung der Wasserstofferzeugungsmengen in TWh.....	138
Abbildung D.17: Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in den Szenarien in TWh.....	139
Abbildung D.18: Stromerzeugungsmengen der flexiblen Anlagen in den Szenarien in TWh.....	139
Abbildung D.19: Verteilung der Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in den Szenarien in TWh.....	139

Abbildung D.20: Verteilung der Stromerzeugungsmengen der flexiblen Anlagen in den Szenarien in TWh.....	140
Abbildung D.21: Verteilung der Gaserzeugungsmengen in den Szenarien in TWh.....	140
Abbildung D.22: Verteilung der Wasserstofferzeugungsmengen in den Szenarien in TWh	140
Abbildung D.23: Installierte Kapazitäten der Stromerzeugungstechnologien in den Szenarien in GW	141
Abbildung D.24: Installierte Kapazitäten der Gaserzeugungsanlagen in den Szenarien in GW	141
Abbildung D.25: Installierte Kapazitäten der Wärmespeicher in den Szenarien in GW	141
Abbildung D.26: Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Quellen in den Mix-Szenarien in TWh.....	142
Abbildung D.27: Stromerzeugungsmengen der fluktuierenden Anlagen in den Mix-Szenarien in TWh.....	142
Abbildung D.28: Gaserzeugungsmengen in den Mix-Szenarien in TWh.....	142
Abbildung D.29: Wasserstofferzeugungsmengen in den Mix-Szenarien in TWh.....	142
Abbildung D.30: Kosten der Komponenten in den Mix-Szenarien in Mrd. €, deren Kosten Änderungen aufweisen.....	143

Tabellenverzeichnis

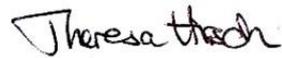
Tabelle 2.1: Annahmen zu der möglichen inländischen Erzeugung sowie möglichem Import von strombasierten Gasen in den betrachteten Studien in TWh	14
Tabelle 2.2: Annahmen zu dem zukünftigen Gasbedarf im Jahr 2050 in den betrachteten Studien in TWh.....	15
Tabelle 3.1: Inputdaten je Szenario für das Jahr 2050.....	30
Tabelle 3.2: Ergebnisse der Modellierung – Strom- und Gasbedarfe sowie Leistung der PtG-Anlagen.....	31
Tabelle 3.3: Ergebnisse der Modellierung – Netzlängen im Vergleich zum Jahr 2020	32
Tabelle 3.4: Inputdaten für die jeweiligen Jahre.....	34
Tabelle 3.5: Inputdaten der Szenarien.....	37
Tabelle 3.6: Übersicht der Kennzahlen des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2030 und 2050 nach Sektoren.....	42
Tabelle 3.7: Übersicht Ergebnisse für das Jahr 2030 und 2050.....	42
Tabelle 3.8: Importleistungen des Wasserstoffnetzes im Jahr 2050 in GW.....	44
Tabelle 3.9: Übersicht Kennzahlen Wasserstoffbedarf im Jahr 2030, 2035 und 2040 nach Sektoren.....	46
Tabelle 3.10: Übersicht Kennzahlen des EHBs	49
Tabelle 3.11: Übersicht der Kennzahlen des Wasserstoffbedarfs im Jahr 2050.....	53
Tabelle 3.12: Kernelemente der visionären Wasserstoffinfrastruktur der FNB Gas und der EHB-Initiative	54
Tabelle 4.1: Wirkungsgrad Transport und Umwandlung	65
Tabelle 4.2: Übersicht der spezifischen Investitionskosten von Transportleitungen	68
Tabelle 4.3: Abkürzung der Knotenpunkte nach Länderkürzel.....	72
Tabelle 4.4: Definition des Referenzszenarios.....	73
Tabelle 5.1: Endenergieverbräuche nach Energieträgern im Jahr 2050 in TWh	75
Tabelle 5.2: Aggregierte Übertragungskapazitäten zwischen Knoten für Strom, Gas oder H2 in GW	78
Tabelle 5.3: Jährlicher saldierter Energiefluss zwischen Knoten im Stromnetz in TWh und durchschnittliche jährliche Auslastung in %	103
Tabelle 5.4: Jährlicher saldierter Energiefluss zwischen Knoten im Gasnetz in TWh und durchschnittliche jährliche Auslastung in %	105
Tabelle 5.5: Gesamttransportierte Energiemenge in den jeweiligen Netzen in den Szenarien in TWh.....	116
Tabelle A.1: Gasimporte und -exporte (physikalische Lastflüsse) im Jahr 2020 in TWh	128
Tabelle B.2: Detaillierte Ergebnisse der Szenarien der Studie von Bothe et al. 2017	129
Tabelle B.3: Inputdaten der durchgeführten Modellierungen von Hübner et al. 2021	130
Tabelle B.4: Annahmen Wasserstofftransport des durchgeführten Transportvergleichs von Wang et al. 2021a	130
Tabelle B.5: Annahmen Stromtransport des durchgeführten Transportvergleichs von Wang et al. 2021a	131
Tabelle C.6: Verwendete Komponenten der Modellierung im ESTRAM	132

Ehrenwörtliche Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe, dass alle Stellen der Arbeit, die wörtlich oder sinngemäß aus anderen Quellen übernommen wurden, als solche kenntlich gemacht sind und dass die Arbeit in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegt wurde.

Hannover, 30.03.2022

Ort, Datum

A handwritten signature in black ink that reads "Theresa Hoch". The signature is written in a cursive style with a large initial 'T'.

Unterschrift

